

**DEPARTAMENT GOSPODARKI, SKARBU PAŃSTWA
I PRYWATYZACJI**

INFORMACJA

O WYNIKACH KONTROLI

KIERUNKÓW ORGANIZACJI

IMPORTU GAZU ZIEMNEGO DO POLSKI

WARSZAWA

luty 2002 r.

KGP/DG/41100/01 Nr ewid. 17/2002/S01002/KGP

SPIS TREŚCI

I. CZĘŚĆ OGÓLNA.....	2
1. CHARAKTERYSTYKA KONTROLI	2
2. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI I OCENA KONTROLOWANEJ DZIAŁALNOŚCI	3
3. WNIOSKI.....	5
II. CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA	6
1. CHARAKTERYSTYKA STANU PRAWNEGO.....	6
2. CHARAKTERYSTYKA ZUŻYCIA GAZU ZIEMNEGO W POLSCE.....	9
3. REALIZACJA ZAŁOŻEŃ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI	11
3.1 Dywersyfikacja kierunków importu gazu ziemnego.....	11
3.2 Zapewnienie obowiązkowych zapasów gazu ziemnego.....	15
4. RESTRUKTURYZACJA SEKTORA GAZOWEGO	16
5. WYKONYWANIE PRZEZ PGNiG S.A. PRAW WŁAŚCICIELSKICH W EUROPOL GAZ S.A..	18
III. POSTĘPOWANIE KONTROLNE I DZIAŁANIA PODJĘTE PO ZAKOŃCZENIU KONTROLI	20

I. CZĘŚĆ OGÓLNA

1. Charakterystyka kontroli

**Temat,
okres objęty kontrolą
oraz czas jej
przeprowadzenia**

Najwyższa Izba Kontroli przeprowadziła od maja do lipca 2001 r. kontrolę doraźną S/01/002 pn. *Kierunki organizacji importu gazu do Polski*. Kontrolą objęto okres od 1998 r. do połowy 2001 r. Kontrola została przeprowadzona z inicjatywy własnej NIK¹.

**Cel
i zakres kontroli**

Celem kontroli była ocena działań administracji rządowej oraz podmiotów gospodarczych zajmujących się zaopatrzeniem Polski w gaz ziemny, w zakresie:

- dostaw gazu z importu,
- dywersyfikacji kierunków zakupu gazu,
- wpływu procesów restrukturyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG) na zakupy gazu z importu,
- realizacji Porozumienia z 25 sierpnia 1993 r. w sprawie budowy systemu gazociągów tranzytowych i dostaw rosyjskiego gazu do Polski,
- realizacji wniosków NIK skierowanych po poprzednich kontrolach dotyczących zaopatrzenia Polski w gaz ziemny.

**Jednostki
kontrolowane**

Badaniami kontrolnymi objęto Ministerstwo Gospodarki (MG) oraz spółkę Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie.

Uczestnicy kontroli

Badania kontrolne przeprowadził Departament Gospodarki NIK².

**Poprzednie
kontrole**

Wyniki wcześniejszych kontroli NIK wykazały, że nie wszystkie zadania w zakresie zaopatrzenia naszego kraju w gaz ziemny, ujęte w dokumencie *Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 r.* zostały zrealizowane. NIK szczególnie krytycznie oceniła: brak wiarygodności prognoz dotyczących krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny, niezapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu z importu poprzez dywersyfikację źródeł zakupu, niedostateczne tempo rozbudowy podziemnych zbiorników gazu uniemożliwiające gromadzenie rezerw gazu na poziomie standardów obowiązujących w Unii Europejskiej, a także wzrastający import gazu z jednego kierunku (zawarcie długoletniego kontraktu z dostawcą rosyjskim) stwarzający potencjalne przesłanki pogłębiania się uzależnienia Polski od jednego dostawcy, co stoi w sprzeczności z zasadami przyjętymi w Unii Europejskiej. Ustalenia poprzednich kontroli, wskazywały na kluczowy problem dywersyfikacji dostaw gazu z importu.

¹ Na potrzebę takiej kontroli wskazywało pismo z dnia 1 marca 2001 r., przekazane Prezesowi NIK przez posłów: Danutę Ciborowską, Tadeusza Iwińskiego, Wiesława Kaczmarka, Zbigniewa Kaniewskiego, Andrzeja Piłata, Jana Sieńko, Zbigniewa Sobotkę i Romana Sroczyńskiego.

² Od listopada 2001 r. realizację zadań Departamentu Gospodarki kontynuuje Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.

2. Synteza wyników kontroli i ocena kontrolowanej działalności

Najwyższa Izba Kontroli ocenia jako celowe i zgodne z wcześniejszymi wnioskami NIK, działania kontrolowanych jednostek zmierzające do dywersyfikacji źródeł importu gazu ziemnego do Polski. Do czasu zakończenia kontroli źródła importu nie uległy jednak faktycznemu zróżnicowaniu. Ocena zawartych w tym celu umów, których realizacja jest odsunięta w czasie, będzie możliwa po podjęciu decyzji o ich wdrożeniu.

Dotychczasowe warunki współpracy ze stroną rosyjską grożą powstaniem sytuacji, w której strona polska będzie musiała płacić za gaz zakontraktowany, ale nieodebrany ze względu na brak technicznych możliwości jego transportu. Uzasadnia to, w ocenie NIK, pilną konieczność działań na rzecz renegotjacji ww. warunków. Jednocześnie Izba uznała celowość poszukiwania rozwiązań organizacyjnych zapewniających Rządowi RP wpływ na obrót gazem, w stopniu pozwalającym na realizację *Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.*

Zapotrzebowanie Według rządowych *Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, w strukturze zapotrzebowania Polski na energię finalną, udział gazu wynosił w 1997 r. 14%, a w latach 2005-2020 wzrośnie do 18-23,2%. Oznacza to prognozę zapotrzebowania na poziomie od 15,7-17,9 mld m³ gazu w roku 2005 do 26,0-29,3 mld m³ w 2020 r. Polski system gazowniczy zasila łącznie ok. 4000 miejscowości w 817 gminach, w których z gazu korzysta 6,6 mln odbiorców (str.9-10).

Import z Rosji Zgodnie z podpisaną w 1996 r. umową na wieloletnie dostawy gazu ze złóż jamalskich, Polska powinna w roku 2010 odbierać 12,5 mld m³ zakontraktowanych na zasadzie „bierz lub płać”³. W ocenie NIK, istotnym problemem importu gazu w perspektywie do 2010 r. jest zapewnienie możliwości fizycznego sprowadzenia do Polski ww. ilości. Dostawy realizowane za pośrednictwem pierwszej nitki tzw. gazociągu jamalskiego zapewniały Polsce możliwość odbioru 2,88 mld m³ rocznie⁴. Docelowa przepustowość 14 mld m³ gazu dla Polski miała być zagwarantowana w gazociągu składającym się z dwóch nitek. Druga nitka powinna zostać uruchomiona w 2001 r., jednak do czasu zakończenia kontroli nie zapadła decyzja o rozpoczęciu jej budowy (str. 11-13).

Dywersyfikacja importu gazu Działania Ministra Gospodarki oraz zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu były zgodne z *Założeniami polityki energetycznej Polski do 2020 r.* oraz harmonogramem określonym przez Radę Ministrów w *rozporządzeniu z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy*⁵. Z celami określonymi w wymienionych dokumentach zgodne

³ Często używane jest angielskie określenie tej zasady: *take or pay*.

⁴ Ponadto, import gazu rosyjskiego odbywa się także poprzez istniejące wcześniej gazociągi, przekraczające polską granicę w rejonie Jarosławia (Drozdowicze) i Siemiatycz (Wysokoje).

⁵ Dz. U. Nr 95 poz. 1042.

było podpisanie w lipcu 2001 r. umowy na dostawy gazu z Danii, jak i realizacja *Wspólnej Deklaracji Premiera Polski i Premiera Norwegii* z 3 lipca 2000 r. dotyczącej przyszłego długoterminowego kontraktu na dostawy, bezpośrednim gazociągiem, ok. 5 mld m³ gazu rocznie. Wykonaniu zadań zapisanych w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.* podporządkowana była rezygnacja z kontynuowania działań nie prowadzących do zagwarantowania zagranicznych dostaw gazu bezpośrednio ze źródeł eksporterów, tj. rozmów w sprawie zakupu gazu w Holandii oraz uczestnictwa PGNiG S.A. w budowie gazociągu z Bernau (Niemcy) do Szczecina (str. 11-15).

Należy przy tym zauważyć, że zakontraktowane do czasu zakończenia kontroli dostawy gazu z importu nie zabezpieczyły jeszcze w wystarczającym zakresie zróżnicowania kierunków zaopatrzenia Polski w gaz ziemny w okresie do 2020 r.⁶ (str. 12-13).

Stan zaawansowania działań na rzecz uzyskania, zgodnie z *Założeniami polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, bezpośredniego dostępu do co najmniej dwóch zagranicznych źródeł gazu należących do różnych krajów na dzień zakończenia kontroli był niewystarczający dla dokonania ich pełnej oceny. Należy jednak zauważyć, że umowa z Norwegią na dostawy 5 mld m³ gazu rocznie stanowiłaby wypełnienie programu rządowego w tym zakresie. W okresie poprzedzającym rozpoczęcie tych dostaw, zróżnicowanie kierunków importu gazu zapewnia podpisana z Danią⁷ umowa zakupu 2 mld m³ gazu rocznie przez 8 lat, począwszy od roku 2003. Konsekwencją takiego kierunku działań było odstąpienie PGNiG SA od udziału w realizacji projektu budowy gazociągu Bernau-Szczecin, nie spełniającego warunków rządowych założeń (str. 12-15).

Izba uznała za celowe zaniechanie w tej sytuacji zaangażowania PGNiG S.A. w projekt sprowadzania gazu skroplonego, w szczególności wobec koncepcji wybudowania terminalu do jego odbioru w okolicach Szczecina (str. 15).

**Zapewnienie
zapasów gazu
ziemnego**

NIK ocenia jako celowe przygotowanie przez PGNiG S.A. – w celu wykonania przepisów ustawy *Prawo energetyczne*⁸ o obowiązku utrzymywania zapasów paliw - programu zwiększenia pojemności magazynów gazu do ilości wymaganych rozporządzeniem *Ministra Gospodarki z dnia 24 kwietnia 1998 r. w sprawie wielkości, sposobu gromadzenia oraz kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła oraz wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych*⁹. Zagrożeniem realizacji

⁶ W ocenie tej pominięto podpisaną w dniu 3 września 2001 r. polsko-norweską umowę (tzw. duży kontrakt norweski) na dostawę 74 mld m³ gazu w latach 2008-2024, ze względu na niezakończenie do końca kontroli NIK negocjacji związanych z jej zawarciem.

⁷ Według *Informacji o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez Rząd w tym zakresie*, przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 22 stycznia 2002 r. umowa ta (podobnie jak ww. umowa z Norwegią) nie została jeszcze zatwierdzona przez Rząd.

⁸ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r., Dz. U. Nr 54 poz.348 ze zm.

⁹ Dz. U. Nr 53 poz. 332 ze zm.

programu - zdaniem NIK – może okazać się niemożność uzyskania wymaganych środków finansowych (str. 15-16).

Restrukturyzacja Ze względu na niezakończenie podstawowego etapu restrukturyzacji PGNiG S.A. w postaci utworzenia z wydzielonego majątku tego przedsiębiorcy czterech spółek dystrybucyjnych i jednej poszukiwawczo-produkcyjnej, niemożliwa jest ocena efektywności takiego kierunku przekształceń sektora (str. 16-18).

**Wykonywanie praw
właścielskich
w EuRoPol GAZ SA**

Struktura udziałowa spółki EuRoPol GAZ S.A., związanej w celu stworzenia systemu gazociągów tranzytowych do przesyłania gazu rosyjskiego przez terytorium Polski, nie odpowiadała warunkom *Porozumienia Międzyrządowego z dnia 25 sierpnia 1993 r.*, zawartego pomiędzy rządami Polski i Federacji Rosyjskiej. NIK ocenił jako uzasadnione działania PGNiG S.A. zmierzające do doprowadzenia do określonego w *Porozumieniu* stanu, według którego obie strony umowy miałyby w spółce po 50% akcji. Rozwiązanie takie stworzyłoby szansę wykreowania mechanizmu skutecznego oddziaływania Skarbu Państwa na spółkę EuRoPol GAZ S.A., istotnego z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa (str.18-20).

3. Wnioski

1. **Kontrola NIK wskazuje na potrzebę sfinalizowania działań, które umożliwią zdywersyfikowany import gazu według zasad określonych przez Radę Ministrów w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.* oraz w *rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy*. Dotyczy to w szczególności:**

- **podjęcia rozmów ze stroną rosyjską w sprawie ustalenia wielkości dostaw i sposobu sprowadzania do kraju zakontraktowanego gazu ziemnego z kierunku rosyjskiego,**
- **zapewnienia dostępu do drugiego źródła importu.**

Działania powyższe winny być realizowane w powiązaniu aktualizacją prognoz zapotrzebowania krajowego na paliwa gazowe.

2. Ponadto w celu zagwarantowania prowadzenia suwerennej polityki państwa w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, w odniesieniu do zapotrzebowania na gaz, niezbędne jest:

- Zapewnienie Skarbowi Państwa wpływu na decyzje o obrocie gazem, w tym w spółkach z udziałem Skarbu Państwa, w stopniu pozwalającym na realizację *Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.*
- Zapewnienie osiągnięcia pojemności magazynowych gazu odpowiadających wymogom określonym w *ustawie Prawo energetyczne*, w tym m.in. poprzez wypracowanie zasad finansowania tego przedsięwzięcia.

II. CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA

1. Charakterystyka stanu prawnego

Gaz ziemny jest kopaliną, którą *ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górnicze*¹⁰ zalicza do kopalin podstawowych. Poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż gazu ziemnego¹¹, oraz jego wydobywanie wymaga uzyskania koncesji. Udziela jej minister właściwy do spraw środowiska po uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki¹². Również obrót gazem ziemnym wymaga uzyskania koncesji, co wynika z art. 14 *ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. Prawo działalności gospodarczej*¹³.

Prawo energetyczne

Zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, określa *ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*¹⁴. Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest Minister Gospodarki, a jego zadania w tym zakresie obejmują m.in.:

- przygotowanie, w porozumieniu z właściwymi ministrami, założeń polityki energetycznej oraz koordynowanie jej realizacji,
- określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa i energię, w trybie i zakresie ustalonym w ustawie (art. 12).

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła oraz wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych, mają obowiązek – wynikający z art. 10 ust. 1 – utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła do odbiorców.

Na wniosek Ministra Gospodarki, Rada Ministrów określa założenia polityki energetycznej państwa (art. 13 ust.1). Aktualnie obowiązujące *Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku* przyjęte zostały przez Radę Ministrów w dniu 22 lutego 2000 r.

Założenia te mają m.in. na celu:

- sformułowanie długoterminowej, na okres nie krótszy niż 15 lat, prognozy rozwoju gospodarki paliwami i energią w kraju na podstawie oceny bezpieczeństwa energetycznego państwa,
- określenie długofalowego programu działania państwa w celu realizacji wniosków wynikających z tej prognozy,
- ocenę bezpieczeństwa energetycznego państwa,

¹⁰ Dz.U. z 1994r., Nr 27, poz. 96, ze zm.

¹¹ Rozpoznawaniem jest wykonywanie prac geologicznych na obszarze wstępnie udokumentowanego złoża kopaliny lub wód podziemnych - art.6 pkt 5 ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górnicze.

¹² Art. 16 ust.1 i ust. 3 pkt.1 ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górnicze.

¹³ Dz.U. Nr 101, poz. 1178 ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górnicze.

¹³ Dz.U. Nr 101, poz. 1178, ze zm.

¹⁴ Dz.U. Nr 54, poz. 348, ze zm.

- określenie prognozy krajowego zapotrzebowania na paliwa i energię, przy uwzględnieniu zakładanego wzrostu produktu krajowego brutto, oraz importu oraz eksportu paliw i energii,
- określenie polityki przekształceń własnościowych w sektorze energetycznym.

Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Na podstawie art. 23 *Prawa energetycznego* Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii. Do zakresu jego kompetencji i obowiązków należy m.in.:

- udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji,
- zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami wynikającymi z *ustawy Prawo energetyczne*,
- uzgadnianie, sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, obejmujących m.in. przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych oraz przedsięwzięć w zakresie rozbudowy albo budowy sieci,
- kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- rozstrzyganie sporów dotyczących ustalania warunków świadczenia przez przedsiębiorstwa usług w zakresie przesyłania paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju.

Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznie, w terminie do końca pierwszego kwartału, sprawozdanie ze swojej działalności oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności (art. 24).

W sprawach objętych koncesją Prezes URE może żądać od przedsiębiorstw energetycznych informacji dotyczących ich działalności, z zachowaniem przepisów o ochronie tajemnicy państwowej i handlowej.

Na podstawie art. 32 ust. 3 *Prawa energetycznego* Rada Ministrów uchwaliła *rozporządzenie z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy*. Stanowi ono, że maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku, nie może być wyższy niż: 88% w latach 2001-2002, 78% w latach 2003-2004, 72% w latach 2005-2009, 70% w latach 2010-2014, 59% w latach 2015-2018 oraz 49% w latach 2019-2020. Powyższe ograniczenia nie stosują się do gazu wydobywanego w państwach członkowskich Unii Europejskiej.

**Umowy
rządowe
dotyczące importu
gazu ziemnego**

W dniu 25 sierpnia 1993 r. podpisano *Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP*. W *Porozumieniu* tym ustalono, że od 2010 r. strona rosyjska będzie dostarczać do Polski do 14 mld m³ gazu rocznie oraz przyjęto strategiczną decyzję o budowie przez terytorium Polski gazociągu tranzytowego z Rosji do Europy Zachodniej.

W oparciu o ww. *Porozumienie* rządy Polski i Federacji Rosyjskiej zawarły w dniu 18 lutego 1995 r. *Protokół w sprawie przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realizacji Porozumienia z dnia 25 sierpnia 1993 r.*, dotyczący budowy systemu gazociągów tranzytowych, którym dostarczany ma być do Europy Zachodniej i Polski gaz ziemny ze złóż tzw. jamalskich. W 1996 r. PGNiG S.A. i Rosyjska Spółka Akcyjna GAZPROM podpisały 25-letni kontrakt na dostawę 250 mld m³ gazu z Rosji do Polski. Przewidziano także utworzenie spółki akcyjnej przez PGNiG i GAZPROM w celu budowy i eksploatacji systemu gazociągów tranzytowych.

Zawiązanie wspomnianej spółki nastąpiło w dniu 23 września 1993 r., a jej założycielami były GAZPROM S.A. z siedzibą w Moskwie, PGNiG oraz Gas-Trading sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Powstała w ten sposób spółka nosi nazwę System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie.

Według ówczesnie obowiązującego *Kodeksu handlowego* dla zawiązania spółki akcyjnej wymagany był udział co najmniej trzech podmiotów¹⁵. Z dniem wejścia w życie *Kodeksu spółek handlowych*, tj. 1 stycznia 2001 r., warunek taki został zniesiony (por. art. 301 § 1 *Kodeksu*)¹⁶.

PGNiG W dniu 30 października 1996 r. Minister Skarbu Państwa przekształcił PGNiG¹⁷ w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W tym czasie PGNiG posiadało kapitał zaangażowany w 78 spółkach prawa handlowego, w tym w 10 spółkach z udziałem kapitału zagranicznego, m.in. w spółce akcyjnej System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ, w spółce z o.o. Supergaz, w spółce z o.o. Gas-Trading. Statut PGNiG SA został nadany przez Ministra Skarbu Państwa w *Akcie Przekształcenia Przedsiębiorstwa Państwowego w Spółkę Akcyjną* (akt notarialny z dnia 21 października 1996 r.).

Przedmiot działania PGNiG S.A. obejmuje realizację zadań zmierzających do zapewnienia: bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie ciągłości dostaw gazu do odbiorców; utrzymywanie niezbędnych rezerw; realizację zadań zapewniających bezpieczną eksploatację sieci gazowych; równoważenie bilansu paliw gazowych; dysponowanie ruchem i mocą urządzeń

¹⁵ Dz.U. z 1934 r. Nr 57, poz. 502, ze zm.

¹⁶ Dz.U. z 2000 r. Nr 94, poz. 1037.

¹⁷ PGNiG było przedsiębiorstwem państwowym, wobec którego zadania i kompetencje organu założycielskiego wykonywał od dnia 1 października 1996r. Minister Skarbu Państwa - rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 r. w sprawie ustalenia listy przedsiębiorstw państwowych, wobec których zadania i kompetencje organu założycielskiego wykonuje Minister Skarbu Państwa oraz listy przedsiębiorstw, wobec których zadania i kompetencje organu założycielskiego wykonują inne niż Minister Skarbu Państwa organy administracji rządowej, a także szczegółowych zasad i trybu przejęcia przez wojewodów i Ministra Skarbu Państwa zadań i kompetencji organu założycielskiego (Dz.U. z 1996r., Nr 115 poz., 548 ze zm.).

energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej. Ponadto spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową (§5 statutu), w tym m.in.:

- poszukiwania, zagospodarowania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,
- importu gazu z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł dostaw.

Od dnia 1 stycznia 1997 r., PGNiG została zaliczona do jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki Państwa¹⁸.

**Program
restrukturyzacji i
prywatyzacji
sektora gazowego**

W dniu 2 kwietnia 1996 r. Rada Ministrów uchwaliła *Program restrukturyzacji organizacyjnej pp. PGNiG*, będący konsekwencją decyzji Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 23 stycznia 1996 r. o demonopolizacji branży. Według ww. programu kolejne etapy restrukturyzacji miały obejmować: komercjalizację przedsiębiorstwa, wyodrębnienie zakładów zaplecza technicznego i serwisowego oraz utworzenie spółek Polski Gaz S.A. i Polskie Górnictwo Naftowe S.A. W następstwie powyższego w dniu 30 października 1996 r. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo zostało przekształcone w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa.

W dniu 23 maja 2000 r. Rada Ministrów uchwaliła *Zmiany programu restrukturyzacji organizacyjnej państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo*. Zmieniony program stanowił, że:

- z PGNiG S.A. zostanie wyodrębniona jedna spółka poszukiwawczo-produkcyjna oraz cztery spółki dystrybucyjne (PGNiG S.A. będzie ich właścicielem),
- Skarb Państwa pozostanie akcjonariuszem PGNiG S.A., które będzie prowadzić działalność na bazie pozostałej części majątku oraz pozostałych praw i zobowiązań, a w szczególności będzie zajmować się zarządzaniem istniejącymi kontraktami na import gazu, przesyłem i magazynowaniem gazu. Spółka przesyłu nie będzie prywatyzowana przez co najmniej pięć lat od daty rejestracji spółek poszukiwawczo-produkcyjnej oraz dystrybucyjnych.

2. Charakterystyka zużycia gazu ziemnego w Polsce

Według *Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.* gaz będzie w perspektywie do 2020 r. jednym z nośników o wzrastającym udziale w bilansie energetycznym. W strukturze zapotrzebowania na energię finalną udział gazu wynosił w 1997 r. 14%, a w latach 2005-2020 wzrośnie do 18-23,2%.

Polski system gazowniczy zasila łącznie ok. 4000 miejscowości w 817 gminach, w których z gazu korzysta 6,6 mln odbiorców komunalno-bytowych.¹⁹

¹⁸ *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 1996 r. w sprawie określenia przedsiębiorstw państwowych oraz jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa* (Dz.U. Nr 157 poz. 792 ze zm.), zastąpione następnie przez wydane w tej samej sprawie *rozporządzenie RM z dnia 25 września 1997 r.* (Dz.U. Nr 126, poz. 806 ze zm.), *rozporządzenie RM z dnia 30 czerwca 1998 r.* (Dz.U. Nr 88, poz. 556) oraz *rozporządzenie RM z dnia 2 marca 2000 r.* (Dz.U. Nr 22, poz. 274 ze zm.).

Obecnie siecią gazociągów rozprowadzane są w Polsce dwa rodzaje gazu w łącznej ilości 10,9 mld m³ rocznie, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, których udział w bilansie paliw gazowych w 1999 roku wynosił:

- gaz ziemny wysokometanowy o ciepłe spalania 39 MJ/m³ - 82,2%
- gaz ziemny zaazotowany o ciepłe spalania 28 MJ/m³ - 17,8%.

Dominującą rolę w krajowym systemie gazowniczym i bilansie paliw gazowych odgrywa od wielu lat gaz ziemny wysokometanowy, dostarczany do systemu z wydobycia krajowego i z importu.

**Udział importu w
ogólnym zużyciu
gazu ziemnego**

Zawarty w *Planie rozwoju PGNiG S.A. na lata 2001-2003* (maj 2001 r.) – syntetyczny bilans gazu, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy²⁰, za rok 2000 obejmował 12,61 mld m³ gazu i po stronie przychodów (tzw. gaz do sieci) wykazywał: wydobycie ze źródeł krajowych - 3,8 mld m³, import - 7,68 mld m³ oraz gaz uzyskany z opróżnienia magazynów PMG - 1,13 mld m³. Po stronie rozchodów (tzw. gaz z sieci) wykazano sprzedaż gazu przez PGNiG S.A. w wysokości - 10,87 mld m³, zużycie własne - 0,28 mld m³, tzw. sprzedaż wewnętrzną - 0,37 mld m³ oraz napełnienie magazynów PMG - 1,08 mld m³. Ogółem krajowe zużycie gazu w 2000 r. wyniosło ok. 11,5 mld m³.

Krajowe udokumentowane zasoby gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wynoszą ok. 110 mld m³. Wydobycie gazu w Polsce kształtowało się w latach 1998-2000 w następujących ilościach: w 1998 r. – 3,7 mld m³, w 1999 r. – 3,6 mld m³, w 2000 r. – 3,8 mld m³.

Import gazu ziemnego kształtował się, według danych zawartych w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, od ok. 75% zużycia krajowego w 1990 r. do ok. 68% w 1998 r. i ok. 67% w 2000 r.

W latach 1999-2001 (do 30 czerwca) Minister Gospodarki wydał 134 pozwolenia na import gazu ziemnego na polski obszar celny, w tym 126 pozwoleń dla PGNiG S.A. oraz 8 pozwoleń dla EuRoPol GAZ S.A. (na import na potrzeby własne przesyłu, tj. do obsługi tłoczni, stacji pomiarowych itp.).

**Prognozowanie
zapotrzebowania
na gaz ziemny**

Według *Założeń polityki energetycznej do 2020 roku*, przewidywany bilans gazu ziemnego w latach 2005-2020 wyniesie (w zależności od przyjętego wariantu rozwoju):

Wariant	Wyszczególnienie	w mld m ³			
		2005	2010	2015	2020
Przetwarzania	Wydobycie	4,3	4,2	3,8	3,6
	Import	12,1	15,5	19,1	22,4
	Zapotrzebowanie krajowe	16,4	19,7	22,9	26,0
Odniesienia	Wydobycie	4,3	4,2	3,8	3,6
	Import	13,6	17,8	21,2	25,7
	Zapotrzebowanie krajowe	17,9	22,0	25,0	29,3
Postępu-Plus	Wydobycie	4,3	4,2	3,8	3,6
	Import	11,4	14,2	18,3	24,0
	Zapotrzebowanie krajowe	15,7	18,4	22,1	27,6

¹⁹ Dane zawarte w *Sprawozdaniu z I etapu pracy pt. Aktualny stan rynku energetycznego w Polsce oraz prognozy dalszej jego ewolucji w analizowanych scenariuszach makroekonomicznego rozwoju gospodarki, ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego jako nośnika energii* (AGH w Krakowie, 2000 r.)

²⁰ GZ-50 o wartości opałowej 34,3 MJ/m³.

Wariant przetrwania – realizowany w warunkach słabego światowego rozwoju, przy średniorocznej stopie wzrostu PKB ok. 2,3 %

Wariant odniesienia – realizowany w warunkach politycznej stabilności i rozwoju otoczenia międzynarodowego, przy stosunkowo powolnym kontynuowaniu przemian polskiej gospodarki i średnim tempie wzrostu PKB ok. 4%

Wariant Postępu-Plus – realizowany w sprzyjających warunkach otoczenia międzynarodowego oraz przy założeniu aktywnej, skutecznej polityki proefektywnościowej rządu, a także głębokiej i trwałej restrukturyzacji gospodarki; zmienia się struktura tworzenia PKB, istotnie wzrasta wydajność pracy; poziom wzrostu PKB wynosi ok. 5,5%; wariant ten charakteryzuje się bardzo oszczędnym użytkowaniem energii, w tym w gospodarstwach domowych.

Według danych PGNiG S.A. z 1999 r., powtórzonych przez spółkę w *Programie rozbudowy podziemnych magazynów gazu* z lipca 2000 r., przewidywana wielkość zapotrzebowania na gaz w 2010 r. oszacowana została na poziomie od 20,1 mld m³ do 24,1 mld m³.

3. Realizacja założeń polityki energetycznej Polski

3.1. Dywersyfikacja kierunków importu gazu ziemnego

Konieczność dążenia do dywersyfikacji dostaw gazu podkreślana była w dwóch kolejnych dokumentach rządowych, określających kierunki polityki energetycznej i sposoby jej realizacji: w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2010 r.*, zaakceptowanych przez rząd w październiku 1995 r. oraz w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, przyjętych przez Radę Ministrów w lutym 2000 r. W pierwszym z wymienionych dokumentów potrzeba dywersyfikacji została jedynie ogólnie zasygnalizowana poprzez deklarację dążenia do „zapewnienia dostaw gazu z innych kierunków geograficznych”. W dokumencie z lutego 2000 r. zdefiniowano dywersyfikację źródeł importu jako bezpośrednie infrastrukturalne połączenie z przynajmniej dwoma zagranicznymi złożami gazu ziemnego z różnych kierunków geograficznych za pomocą rurociągów przesyłowych przekraczających granice państwa. Określono także sposób osiągnięcia tego celu poprzez zawarcie „długoterminowego kontraktu na dostawy do Polski ok. 5 mld m³ gazu rocznie, bezpośrednim połączeniem ze złożem eksportera, począwszy od 2005 r.”.

Struktura importu gazu ziemnego

Następujące kontrakty mają szczególny wpływ na import gazu do Polski:

- umowa z 1996 r. z Rosją – z gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia, narastająco od 2,9 mld m³ gazu w 2000 r. do ok. 12,5 mld m³ rocznie w roku 2010 i latach następnych,
- sześcioletnia umowa z Norwegią (zawarta w 1999 r.) – do 0,5 mld m³ gazu rocznie, począwszy od połowy 2000 r. do 2006 r., z możliwością wzrostu dostaw w miarę rozbudowy połączeń gazociągowych (tzw. mały kontrakt norweski na dostawy do Polski, za pośrednictwem gazociągów niemieckich),

- sześcioletnia umowa z Niemcami (zawarta w 2000 r.) – ok. 0,5 mld m³ gazu rocznie w latach 2000 – 2006.

Ponadto w lipcu 2001 r. została zawarta umowa z Danią na dostawy 2 mld m³ gazu rocznie przez 8 lat począwszy od 2003 r. (tzw. rurociąg BalticPipe)²¹.

Według powyższych, obowiązujących umów wieloletnich (z dodatkowym uwzględnieniem umowy z Danią) struktura importu w 2005 r. kształtowałaby się następująco:

Kierunek importu	Wielkość dostaw (w mld m ³)	Udział w imporcie ogółem (w %)
Rosja	6,2	67,40
Norwegia	0,5	5,43
Niemcy	0,5	5,43
Dania	2,0	21,74
Ogółem	9,2	100,00

W przedstawionej strukturze importu²² udział gazu importowanego z poszczególnych krajów pochodzenia nie przekracza maksymalnego poziomu określonego w *rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r.* (w latach 2005–2009 – 72%). W przypadku uwzględnienia w powyższym zestawieniu wyłącznie umów, które już weszły w życie (tj. bez kontraktu duńskiego) udział gazu importowanego z Rosji wynosiłby 86,1%.

W 2010 r. dostawy gazu, zakontraktowane według stanu na lipiec 2001 r., dotyczą importu z Rosji (12,5 mld m³) i Danii (2 mld m³). Pozostałe podpisane kontrakty kończą ważność przed tą datą, a ich przedłużenie wymaga podpisania stosownych umów. Dostawy zakontraktowane na rok 2020 obejmują wyłącznie import z Rosji.

Przyjmując założenia rozwoju gospodarczego, opisane w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, w tym prognozy dotyczące zapotrzebowania na gaz, import gazu w 2005 r. powinien wynieść od 11,4 do 13,6 mld m³. Uwzględniając ww. podpisane już kontrakty, dla zrównoważenia bilansu gazu brakowałyby w 2005 r. od 2,2 do 4,4 mld m³. W 2010 r. – zgodnie z *Założeniami* – import kształtować się powinien na poziomie od 14,2 do 17,8 mld m³. Według stanu na dzień zakończenia kontroli, Polska dysponowała podpisanymi kontraktami na import w 2010 r. 14,5 mld m³ gazu, w tym 12,5 mld m³ gazu rosyjskiego i 2 mld m³ gazu duńskiego (na podstawie umowy z lipca 2001 r.). W 2010 r. – w przypadku spełnienia się wariantu „Postęp-Plus” – powyższe dostawy pokrywałyby (wraz z wydobyciem) zapotrzebowanie krajowe na gaz, jednakże nie zabezpieczyłyby one poziomu dywersyfikacji, określonego w *rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia*

²¹ Umowa ta nie została do czasu opracowania niniejszej informacji zatwierdzona przez Radę Ministrów.

²² Struktura ta nie obejmuje importu realizowanego na podstawie kontraktów krótkoterminowych, uzupełniających dostawy z umów wieloletnich.

24 października 2000 r. W przypadku pozostałych wariantów deficyt w bilansie gazu wyniósłby od 1,0 do 3,3 mld m³. NIK ocenia działania rządu, związane z różnicowaniem źródeł dostaw gazu ziemnego, jako zgodne z *Założeniami polityki energetycznej Polski do 2020 r.*

Kontrakt z Rosją

Zgodnie z *Protokołem między rządami Polski i Federacji Rosyjskiej z dnia 18 lutego 1995 r.*, system gazociągów tranzytowych, którymi dostarczany jest do Europy Zachodniej gaz ziemny ze złóż tzw. jamalskich, powinien składać się z dwóch rurociągów o docelowej przepustowości 65,7 mld m³, w tym dla Polski 14 mld m³. W dotychczas wybudowanej, pierwszej nitce gazociągu Polska otrzymała moce przesyłowe w ilości 3 mld m³ gazu rocznie. Zgodnie z umową o transport gazu, zawartą pomiędzy PGNiG S.A. a firmą EuRoPol GAZ S.A., Polska odbiera z pierwszej nitki gazociągu jamalskiego 2,88 mld m³ gazu rocznie. Kontrakt dotyczący zakupu rosyjskiego gazu przewiduje, że gaz do dyspozycji strony polskiej stawiany jest na granicy białorusko-polskiej (punkt przekazania gazu – Kondratki), a zapewnienie technicznych możliwości jego odbioru i rozprowadzenia w kraju należy do kontrahenta polskiego. Zdaniem Najwyższej Izby Kontroli, realizacja odbioru pełnych zakontraktowanych ilości gazu w 2010 r., w ilościach rzędu 12,5 mld m³, istniejącą jedną nitką gazociągu może być zagrożona. Druga nitka gazociągu, zgodnie z *Porozumieniem Międzyrządowym z 1993 roku*, miała zostać uruchomiona w 2001 r. Tymczasem do czasu zakończenia kontroli nie podjęto decyzji o rozpoczęciu budowy.

Tzw. duży kontrakt norweski

Realizując politykę Rządu w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu PGNiG S.A. zawarła w dniu 5 maja 1999 r. z Norweskim Komitetem Negocjacyjnym ds. Gazu Ziemnego *Umowę o sprzedaży gazu* w ilości 0,5 mld m³ gazu, a Premierzy Polski i Norwegii podpisali deklarację intencji w sprawie przyszłego długoterminowego kontraktu na dostawy, bezpośrednim gazociągiem, ok. 5 mld m³ gazu rocznie. Intencje te zostały potwierdzone *Wspólną Deklaracją Premiera Polski i Premiera Norwegii z 3 lipca 2000 r.* Po zakończeniu kontroli (w dniu 3 września 2001 r.) PGNiG SA zawarło z pięcioma norweskimi firmami umowę o dostawach gazu i budowie rurociągu, obejmującą dostarczenie w latach 2008-2024 gazu w ilości 74 mld m³ (nie mniej niż 5 mld m³ rocznie). Kontrakt nie wszedł jeszcze w życie, bowiem wymaga zatwierdzenia przez Radę Ministrów (strona polska ma obowiązek ostatecznej akceptacji kontraktu do końca 2002 r.). Należy zauważyć, że umowa ta, poza kontraktem na gaz z Rosji, jest jedyną gwarantującą Polsce bezpośredni dostęp do źródeł wydobywania. Umowa została podpisana po zakończeniu kontroli. Jej szczegółowa analiza zostanie przeprowadzona w ramach kolejnych prac NIK.

Rurociąg Bernau-Szczecin

Przyjęcie i realizowanie koncepcji dywersyfikacji dostaw gazu poprzez import bezpośrednio ze złóż eksportera spowodowało rezygnację z negocjacji w sprawie dostaw z Holandii rosyjskiego gazu. PGNiG S.A. odstąpiła także od zamiaru udziału w budowie gazociągu Bernau – Szczecin.

Decyzja podjęta przez PGNiG S.A. miała związek z *Założeniami polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, a także negatywnymi opiniami o projekcie

budowy gazociągu Bernau – Szczecin wyrażanymi przez Zespół ds. Dywersyfikacji Dostaw Gazu (powołany przez Prezesa Rady Ministrów) oraz podsekretarza stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa. Ww. zespół ocenił, że wyrażenie zgody na transport gazu połączeniem Bernau – Szczecin (przed podpisaniem stosownej umowy handlowej) może poważnie zaszkodzić podpisaniu umowy na dostawy bezpośrednim połączeniem złóż norweskich z polskim wybrzeżem w okolicach Niechorza. W opinii Zespołu „planowana przepustowość gazociągu Bernau - Szczecin oznaczałaby możliwość wprowadzenia na polski rynek 3 do 5 mld m³ gazu rocznie z terenu Niemiec” i „zważywszy na ograniczoną chłonność polskiego rynku dostawy gazu niemieckiego rzędu 2-3 mld m³ podważałyby ekonomiczne podstawy dużego kontraktu norweskiego”.

Także w piśmie MSP nr DNiPI/Z/1599/ANW/00 z dnia 9 marca 2000 r. stwierdzono, że „należy mieć świadomość, iż zbudowanie przez polsko – niemiecką spółkę połączenia Bernau - Szczecin, umożliwiającego przesyłanie gazu - w ilości odpowiadającej ok. 40% obecnego krajowego zużycia gazu – postawi pod znakiem zapytania ekonomiczną opłacalność budowania *grubej rury* łączącej Polskę np. z Norwegią. (...) W związku z rozpoczęciem budowy gazociągu z Bernau przez IRB istnieje poważne zagrożenie dla obecnie przygotowywanej polityki dywersyfikacji dostaw gazu. Doprowadzenie do Szczecina gazociągu (...) może skutkować podsunieniem stronie norweskiej argumentu o charakterze ekonomiczno-finansowym skłaniającym ją do podjęcia decyzji o wycofaniu się bądź też zawieszeniu rozmów dotyczących budowy fizycznego połączenia z polskim systemem gazowym”.

Potwierdzeniem powyższych opinii było stanowisko negocjacyjne strony norweskiej, według którego bezpośrednie połączenie gazociągiem norweskich złóż gazu z terytorium Polski jest uzależnione od zakontraktowania przez Polskę i innych odbiorców²³ dostaw gazu o łącznej ilości 8-10 mld m³ (z czego Polska miałaby otrzymywać 5 mld m³).

W ww. piśmie z 9 marca 2000 r. zawarto prośbę o podjęcie wobec spółek posiadających koncesję lub promesę na import gazu, tj. PGNiG S.A., Bartimpex S.A., EuRoPol GAZ S.A. oraz IRB Sp. z o.o. działań administracyjnych przewidzianych w art.20 ust. 5 ówczesnie obowiązującej *ustawy z dnia 23 grudnia 1988 r. o działalności gospodarczej* (Dz. U. Nr 41, poz.324 ze zm.), tj. odmowy udzielenia koncesji lub ograniczenia zakresu działalności gospodarczej w stosunku do wniosku o koncesję, m.in. ze względu na zagrożenie interesu gospodarki narodowej oraz zagrożenie obronności lub bezpieczeństwa państwa. Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia fakt, iż podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki odmówił spełnienia prośby ze względu na niezaistnienie przyczyn uzasadniających podjęcie takich działań.

Kontrakt duński

W wyniku negocjacji z duńskim dystrybutorem gazu w dniu 2 lipca 2001 r. podpisany został kontrakt na dostawy 2 mld m³ gazu rocznie (począwszy od

²³ W toku negocjacji strona norweska oczekiwała zainteresowania importem ze strony Danii, Szwecji, Niemiec oraz krajów położonych na południe od Polski.

2003 r.) przez 8 lat. Gaz ma być transportowany do Polski podmorskim gazociągiem (tzw. Baltic Pipe). Jego wybudowaniem ma zająć się specjalnie powołane do tego celu konsorcjum, z 30% udziałem strony polskiej. Kontrakt oczekuje na zatwierdzenie przez Radę Ministrów.

Kontrakt duński – z punktu widzenia realizacji pożądaney koncepcji dywersyfikacji dostaw gazu – jest przedsięwzięciem niewystarczającym. Przewiduje bowiem stosunkowo krótki czas dostaw i relatywnie niewielkie ilości kupowanego przez Polskę gazu.

Import gazu skroplonego

W *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku*, wskazano dostawy skroplonego gazu ziemnego drogą morską, jako drugi potencjalny element programu dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe. Jako czynnik ryzyka dla tej koncepcji wymieniono ewentualne ograniczenia w transporcie gazu skroplonego przez cieśniny duńskie.

Jak wynika z ustaleń kontroli, w PGNiG S.A. już w 1991 r. rozpatrywano możliwość sprowadzania drogą morską gazu skroplonego pochodzącego z importu, w ilościach sięgających 3 mld m³ rocznie, do projektowanego terminalu w Porcie Północnym w Gdańsku. Ze względu na ostateczne przyjęcie koncepcji dywersyfikacji dostaw gazu poprzez budowę gazociągu do złóż Morza Północnego, projekt budowy terminala został zaniechany.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. nie podjęło projektu tzw. Konsorcjum Zachodnio-Pomorskiego, pod kierownictwem firmy Polimex-Cekop. W jego ramach przewidywano budowę terminala w okolicach Szczecina i sprowadzanie do Polski gazu w ilościach stanowiących równoważnik 5 mld m³ rocznie. NIK uznała działania PGNiG S.A. w tym zakresie za celowe.

Brak regulacji dotyczących gazu skroplonego

Utrudnienia w sprowadzaniu i dystrybucji gazu skroplonego może rodzić brak w polskich regulacjach norm i przepisów technicznych dotyczących transportu i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Problematyki tej dotyczy Europejska Dyrektywa Gazowa z czerwca 1998 roku, która określa najważniejsze zasady funkcjonowania rynku gazowniczego, w tym gazu skroplonego.

3.2. Zapewnienie obowiązkowych zapasów gazu ziemnego

Najwyższa Izba Kontroli ocenia jako celowe przygotowanie przez PGNiG S.A. *Programu rozbudowy podziemnych magazynów gazu*, z lipca 2000 roku, według którego potrzeby handlowe wraz z zapasami obowiązkowymi wymagają osiągnięcia do 2008 roku pojemności magazynów rzędu 4,6 – 5,5 mld m³. Jednocześnie Izba wyraża pogląd, że zasygnalizowana w *Programie* skala nakładów niezbędnych dla realizacji powyższego zadania (ok. 3 mld zł) przekracza możliwości finansowe PGNiG S.A., co może spowodować nieosiągnięcie do 2008 r. wymaganego poziomu zapasów.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 24 kwietnia 1998 r. w sprawie wielkości, sposobu gromadzenia oraz kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii

elektrycznej lub ciepła oraz wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych (Dz.U. Nr 53 poz. 332), wydanym na podstawie art. 10 ust. 2 *ustawy Prawo energetyczne*, obowiązkiem PGNiG S.A, jako przedsiębiorcy energetycznego zajmującego się wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych, jest utrzymanie zapasów gazu ziemnego zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw w ilości odpowiadającej 90-dobowej wielkości sprzedaży gazu odbiorcom. Zapasy tej wielkości PGNiG S.A. powinno zgromadzić do 2008 roku. Aktualnie eksploatowanych jest 6 podziemnych magazynów gazu (PMG), w tym dwa w budowie. Ich łączna pojemność wynosi ok. 1,1 mld m³.

Niezależnie od zapasów paliw gazowych tworzonych na podstawie powyższego rozporządzenia, Rada Ministrów może wprowadzić obowiązek tworzenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, stosownie do postanowień art.21 *ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych i zapasach obowiązkowych paliw* (Dz. U. Nr 90 poz.404 ze zm.). Zapasy te stanowią czynnik bezpieczeństwa energetycznego kraju. Do czasu zakończenia kontroli do powyższej ustawy nie zostały wydane akty wykonawcze określające szczegółowo niezbędne poziomy zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ani terminy ich osiągnięcia. W ocenie NIK, uwzględniającej przedstawione powyżej uwarunkowania dotyczące budowy pojemności magazynowych, uzasadnione jest stanowisko PGNiG S.A., aby tworzenie zapasów obowiązkowych realizować po roku 2008, a właściwie po utworzeniu zapasów uwzględniających zadania wynikające z *ustawy Prawo energetyczne*.

4. Restrukturyzacja sektora gazowego

Zaawansowanie
restrukturyzacji

Restrukturyzacja sektora gazowego, wskutek zmian koncepcji jej realizacji, przez ponad 5 lat nie została zakończona. W oparciu o *Program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG* z kwietnia 1996 r. przekształcono przedsiębiorstwo państwowe Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa, a w ramach wyodrębniania zakładów zaplecza technicznego i serwisowego utworzono ponad 20 spółek i część z nich sprywatyzowano. Zgodnie ze zmienioną koncepcją, uchwaloną przez Radę Ministrów w dniu 23 maja 2000 r. odstąpiono od tworzenia spółek Polski Gaz S.A. i Polskie Górnictwo Naftowe S.A, przyjmując założenie wyodrębnienia – na podstawie kryterium funkcjonalnego – 4 spółek dystrybucyjnych i jednej poszukiwawczo-produkcyjnej. Właścicielem nowo tworzonych podmiotów miała być PGNiG SA, prowadząca działalność w zakresie zarządzania istniejącymi kontraktami na import gazu, przesyłu i magazynowania. Podmioty, o których mowa, utworzono z dniem 1 stycznia 2001 roku. NIK krytycznie ocenia fakt, że wobec niewniesienia do nich majątku (do końca czerwca 2001 r.) nie rozpoczęły one faktycznej działalności. W związku z tym niemożliwa jest ocena efektywności nowej struktury kapitałowo-organizacyjnej sektora gazowego.

Sytuacja
ekonomiczno-
finansowa
PGNiG SA

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. poniosło w 2000 r. stratę netto w wysokości 415,6 mln zł. Wysoki był stan zobowiązań, które sięgnęły

kwoty 6.173 mln zł. Jedną z największych pozycji zadłużenia były zobowiązania wobec dostawców gazu wynoszące 1.543,7 mln zł. W ciągu pierwszych pięciu miesięcy 2001 r. zobowiązania te zostały zredukowane do wysokości 793,6 mln zł, a pomimo to istniały zobowiązania przeterminowane w kwocie 280 mln zł. W dniu 31 maja 2001 r. wymagalne wierzytelności posiadały przede wszystkim PHZ Bartimpex - 156,3 mln zł, ELCOM sp. z o.o. - 118,2 mln zł, spółka Gas-Trading S.A. - 2,6 mln zł oraz Węgłokoks S.A. - 2,3 mln zł. W trakcie kontroli NIK znacznie zredukowano zobowiązania wobec firmy ELCOM, które w dniu 30 czerwca 2001 r. wyniosły 18 mln zł.

W celu zapewnienia środków na bieżące płatności importowe, PGNiG S.A. zawarło w 2000 r. 11 transakcji sprzedaży-kupna gazu z firmami zagranicznymi. Przykładowo, przedmiotem umowy z firmą ELHA GmbH, z dnia 19 kwietnia 2000 r., była sprzedaż przez PGNiG S.A. 140 mln m³ gazu za cenę łączną 9,7 mln euro i natychmiastowe odkupienie tej ilości, na podstawie umowy zawartej w tym samym dniu, za cenę 10,1 mln euro, z płatnością ratalną do marca 2001 r. Na tej samej zasadzie zawarty został m.in. kontrakt z firmą Baltic Star Ltd. - z dnia 14 listopada 2000 r.

Łącznie sprzedano i kupiono 1.551,1 mln m³ gazu o ogólnej wartości w sprzedaży - 45,0 mln USD, 91,9 mln euro oraz 30,1 mln franków szwajcarskich a w transakcji kupna, odpowiednio - 47,2 mln USD, 95,7 mln euro i 31,4 mln franków szwajcarskich.

Najwyższa Izba Kontroli krytycznie ocenia fakt, że transakcje te, wbrew nazwie umów, nie miały charakteru handlowego. W świetle uzyskanych w trakcie kontroli wyjaśnień miały one wyłącznie charakter finansowy, a ich celem było uzyskanie krótkoterminowych pożyczek (od 6 do 8 miesięcy). Różnica cen gazu w sprzedaży i kupnie stanowiła wynagrodzenie firm za odroczoną płatność. Zawarcie tych umów kupna - sprzedaży pozwoliło PGNiG S.A. na obejście obowiązku uzyskania - stosownie do postanowień art. 9 ust. 4 ustawy z 18 grudnia 1998 r. *Prawo dewizowe* (Dz. U. Nr 160, poz. 1063 ze zm.) - zezwolenia dewizowego wymaganego w przypadku umów kredytowych czy pożyczki, zawieranych pomiędzy rezydentem a nierezydentem. Uzasadnieniem tej oceny są przede wszystkim daty zawarcia i realizacji umów oraz ustalenie miejsca odbioru gazu w punktach poza granicami kraju, w związku z czym nie nastąpił faktyczny obrót towarowy z zagranicą i nie było konieczności wystawiania dokumentów SAD.

**Rozliczenia
wzajemnych
zobowiązań z
EuRoPol GAZ SA**

Wyniki kontroli wykazały, że PGNiG SA posiadało nadwyżkę należności nad zobowiązaniami w rozliczeniach bieżących z EuRoPol GAZ S.A. Rozliczenia te wynikały głównie z umowy z dnia 31 grudnia 1999 r. o świadczenie na rzecz PGNiG S.A. usług przesyłowych systemem gazociągów tranzytowych oraz umowy z dnia 25 września 1995 r. o pożyczce dla EuRoPol GAZ S.A. w wysokości 78,6 mln USD na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych. W lutym 2001 r. EuRoPol GAZ S.A. wystąpiła do wierzyciela z prośbą o przesunięcie, przypadającego na dzień 1 marca 2001 r., terminu zapłaty I raty pożyczki (wraz z odsetkami) w łącznej wysokości 38 mln USD.

Prośby tej PGNiG S.A. nie uwzględniło, wysunęło natomiast propozycję dokonania kompensaty wzajemnych zobowiązań do kwoty 5,9 mln zł, stanowiącej równowartość zobowiązania wobec EuRoPol GAZ S.A. za styczeń 2001 r. z tytułu opłat za usługę przesyłu gazu. EuRoPol GAZ S.A. odmówiła jej przeprowadzenia, powołując się na postanowienia art.10 pkt 10.9 umowy o świadczenie usług przesyłu gazu, który stanowi, iż wszelkie kwoty zobowiązań PGNiG S.A. mają być płacone bez potrącania lub zgłaszania roszczenia przeciwnego, wynikającego z innego tytułu prawnego. Firma ta nie dokonała jednakże wymagalnej płatności raty pożyczki. Od jej zapłaty PGNiG S.A. uzależniło natomiast uregulowanie zobowiązań za przesył gazu. W dniu 12 czerwca 2001 r. należność PGNiG S.A. z tytułu pożyczki wynosiła w dalszym ciągu 38 mln USD (bez odsetek za zwłokę), a zobowiązania z tytułu usługi przesyłu gazu – 29 mln zł.

Najwyższa Izba Kontroli negatywnie ocenia fakt dopuszczenia przez zarząd PGNiG S.A. do zawarcia w ww. umowie postanowienia stwarzającego faktyczną nierówność praw i obowiązków stron. Uzasadnieniem dla powyższej oceny jest brak podobnej klauzuli, jak ta określona w art.10 pkt 10.9 umowy, przy ustalaniu w tej umowie zasad płatności firmy EuRoPol GAZ S.A. za gaz zużywany na potrzeby własne. Sytuacja taka utrudnia możliwość uzgodnienia kompensaty zobowiązań oraz uzyskania częściowej poprawy sytuacji finansowej PGNiG S.A.

5. Wykonywanie przez PGNiG S.A. praw właścicielskich w EuRoPol GAZ S.A.

Zawiązanie EuRoPol GAZ SA

Spółka System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. zawiązana została w Warszawie w dniu 23 września 1993 r. przez przedstawicieli Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (ówcześnie przedsiębiorstwa państwowego), Rosyjskiej Spółki Akcyjnej GAZPROM oraz spółki z ograniczoną odpowiedzialnością Gas-Trading (obecnie spółka akcyjna). Dwaj pierwsi wspólnicy objęli po 48% akcji EuRoPol GAZ S.A., a trzeci wspólnik 4%. Zgodnie ze statutem podstawowym celem działalności spółki jest utworzenie systemu gazociągów tranzytowych do przesyłania gazu rosyjskiego do państw europejskich i Obwodu Kaliningradzkiego Federacji Rosyjskiej przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a także dla potrzeb gospodarki polskiej. Struktura własnościowa kapitału spółki nie odpowiadała postanowieniom *Porozumienia Międzyrządowego z dnia 25 sierpnia 1993 r., zawartego pomiędzy rządami Polski i Federacji Rosyjskiej*, na podstawie którego spółka została zawiązana. Porozumienie to przewidywało bowiem, że strona polska i rosyjska – jako założyciele spółki – obejmą po 50% akcji. Założyciele mieli przy tym prawo wprowadzić do spółki nowych uczestników, podejmując decyzję w tym zakresie na zasadzie consensusu. Należy zauważyć, że postanowienia *Porozumienia* były sprzeczne z postanowieniami art. 308 ówczesnie obowiązującego *Kodeksu handlowego*, zgodnie z którym do założenia spółki akcyjnej wymagane było uczestnictwo co najmniej trzech

wspólników. Obecnie obowiązująca *ustawa z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych* nie zawiera takiego wymogu.

Podejmowane przez PGNiG S.A. działania w celu porozumienia się ze współnikiem rosyjskim w sprawie doprowadzenia struktury kapitałowej EuRoPol GAZ S.A. do kształtu przewidzianego w *Porozumieniu Międzyrządowym z sierpnia 1993 r.* NIK ocenia jako uzasadnione. Możliwość taką stworzyło, wynikające z art. 418 *Kodeksu spółek handlowych*, prawo do przymusowego wykupu akcji akcjonariuszy posiadających mniej niż 5% kapitału zakładowego. NIK podziela opinię PGNiG S.A., że doprowadzenie do pierwotnie zakładanego 50% udziału spółki Skarbu Państwa w EuRoPol GAZ S.A. (zamiast obecnie posiadanych 48% akcji) stworzyłoby szansę uproszczenia stosunków pomiędzy akcjonariuszami i wzmocnienia roli PGNiG S.A. jako akcjonariusza realizującego politykę państwa zabezpieczenia dostaw gazu z kierunku rosyjskiego, stanowiącego obecnie i w ciągu co najmniej kilku lat dominujące źródło importu gazu.

Gas-Trading S.A. jest podmiotem prywatnym (PGNiG S.A. posiada 43,41% akcji) z udziałem kapitału zagranicznego i kieruje się własnym interesem ekonomicznym. Interes prywatnego przedsiębiorcy nie musi być tożsamy z interesem Skarbu Państwa

**Reprezentacja
PGNiG SA**

Najwyższa Izba Kontroli negatywnie ocenia fakt, że Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. reprezentowane jest w zarządzie spółki EuRoPol GAZ S.A. przez osoby, w stosunku do których władze PGNiG S.A. w sposób jednoznaczny wyraziły negatywną ocenę ich pracy. Statut EuRoPol GAZ S.A. przewiduje, że prezesem zarządu jest osoba rekomendowana przez PGNiG S.A. a członkowie zarządu wybierani są przez walne zgromadzenie spośród osób zgłoszonych przez akcjonariuszy. Stosownie do tych postanowień prezes zarządu oraz jeden z członków zarządu wybrani zostali jako reprezentanci największego polskiego akcjonariusza. W dniu 29 stycznia 2001 r. Rada Nadzorcza PGNiG S.A. uchwałą nr 2/II/01 zobowiązała Zarząd tej firmy m.in. do natychmiastowego cofnięcia rekomendacji dla Prezesa Zarządu EuRoPol GAZ S.A., spowodowania zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy tej spółki z porządkiem obrad obejmującym podjęcie uchwały o odwołaniu dotychczasowego prezesa zarządu i powołania nowego, rekomendowanego przez PGNiG S.A. a także rozpatrzenie innych wniosków o dokonanie zmian w składzie zarządu. Wycofanie rekomendacji nastąpiło w dniu 7 lutego 2001 r. uchwałą Zarządu PGNiG S.A. nr 30/2001. Podstawą cofnięcia rekomendacji była utrata zaufania, motywowana udziałem Prezesa Zarządu EuRoPol GAZ S.A. w Radach Nadzorczych Banku Współpracy Europejskiej S.A. oraz Towarzystwa Ubezpieczeń i Reasekuracji CIGNA STU S.A., które to firmy powiązane są kapitałowo i personalnie z firmą Bartimpex S.A., będącą generalnym wykonawcą wielu zadań inwestycyjnych zleczanych przez EuRoPol GAZ S.A. Uzasadnieniem cofnięcia rekomendacji były również m.in.: opóźnione opracowanie i przedłożenie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia taryfy na przesył gazu; podważanie działań PGNiG S.A. w zakresie możliwości samodzielnego odwoływania członków

Rady Nadzorczej EuRoPol GAZ S.A.; działania Prezesa Zarządu związane z zawiązaniem – bez zgody Rady Nadzorczej – spółki PolGaz Telekom S.A. oraz z objęciem – wbrew postanowieniom Statutu EuRoPol GAZ S.A. – akcji Towarzystwa CIGNA STU S.A. oraz Banku Współpracy Europejskiej S.A. Do dnia zakończenia kontroli nie odbyło się Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Spółki EuRoPol GAZ S.A. na którym wnioski w sprawach zmian w składzie Zarządu zostałyby poddane głosowaniu.

W ocenie NIK władze PGNiG S.A. uprawnione są do zmiany osób desygnowanych przez tę firmę do zasiadania we władzach innych spółek prawa handlowego. Do czasu zakończenia kontroli, wyczerpane zostały jednakże dostępne władzom PGNiG S.A. prawne możliwości dokonania takich zmian. Zdaniem Izby, wadą Statutu spółki EuRoPol GAZ S.A. jest brak określenia skutków prawnych cofnięcia rekomendacji na kluczowe stanowiska w spółce przez akcjonariusza, któremu przysługuje prawo rekomendowania kandydatów.

III. POSTĘPOWANIE KONTROLNE I DZIAŁANIA PODJĘTE PO ZAKOŃCZENIU KONTROLI

W związku z kontrolą w Ministerstwie Gospodarki kontrolerzy zasięgali, w trybie art. 29 pkt 2 lit. f) *ustawy o NIK*, dodatkowych wyjaśnień w Przedsiębiorstwie Handlu Zagranicznego „Bartimpex” oraz w EuRoPol GAZ S.A.

Żaden z kontrolowanych podmiotów (Ministerstwo Gospodarki i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazowe S.A.) nie zgłosił zastrzeżeń do protokołu kontroli.

Wystąpienia pokontrolne

Wystąpienia pokontrolne skierowano do kierowników obu ww. skontrolowanych jednostek.

W wystąpieniu pokontrolnym, skierowanym do **Ministra Gospodarki**²⁴, NIK uznała, że istotnym problemem w perspektywie do 2010 r. jest zapewnienie możliwości fizycznego sprowadzenia do Polski importowanego gazu (zwłaszcza z kierunku rosyjskiego) w ilościach wynikających z zawartych kontraktów. Izba nie zgłosiła uwag do działań związanych z dywersyfikacją dostaw gazu, uznając przy tym za celowe odstąpienie PGNiG S.A. od udziału w projekcie budowy w okolicach Szczecina terminalu do odbioru gazu skroplonego. Ponadto NIK pozytywnie oceniła przygotowany przez PGNiG S.A. *Program rozbudowy podziemnych magazynów gazu*, wyrażając przy tym pogląd, iż skala nakładów niezbędnych do realizacji tego zadania przekracza możliwości finansowe tej spółki. Izba wniosowała m.in. o :

²⁴ Wystąpienie pokontrolne nr DG-41100-1/01 z dnia 4 października 2001 r.

- dokonanie aktualizacji krótko i długoterminowych prognoz krajowego zapotrzebowania na paliwa gazowe;
- podjęcie, w porozumieniu z Ministrem Skarbu Państwa i Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A., prac nad ustaleniem docelowej wielkości i sposobu sprowadzania do kraju zakontraktowanego gazu ziemnego z tzw. kontraktu jamalskiego, stosownie do zaktualizowanych prognoz zapotrzebowania krajowego;
- wypracowanie, w porozumieniu z Ministrem Skarbu Państwa i Ministrem Finansów, zasad finansowania i terminu uzyskania pojemności magazynowych gazu odpowiadających wymogom określonym w *ustawie Prawo energetyczne*;
- dokonanie oceny celowości tworzenia dodatkowych pojemności magazynowych dla osiągnięcia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i, stosownie do wyników tej oceny, wypracowanie zasad i terminów ich uzyskania.

Minister Gospodarki poinformował w odpowiedzi na wystąpienie pokontrolne²⁵, że:

- zgodnie z art. 13 *ustawy Prawo energetyczne* w I kwartale 2002 r. zostanie przedstawiona Radzie Ministrów ocena realizacji założeń polityki państwa w zakresie energetyki wraz z ewentualnymi propozycjami ich korekty oraz prognozą krótkoterminową na okres nie dłuższy niż 5 lat,
- Minister Gospodarki zwrócił się w piśmie z dnia 11 października 2001 r. do Ministra Energetyki Federacji Rosyjskiej o podjęcie renegocjacji zapisów Protokołu z 1995 r. dla ustalenia nowego harmonogramu realizacji inwestycji i dostaw gazu dla Polski,
- uzyskanie ilości zapasów gazu ziemnego będzie następowało sukcesywnie w uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki; do dnia 1 listopada 2008 r. PGNiG S.A. powinno posiadać pojemność handlową magazynów w wysokości 4,2 mld m³ gazu. Minister Gospodarki podzielił opinię Izby, że koszty związane z realizacją ww. pojemności magazynowych i utrzymaniem zapasów obciążające przedsiębiorstwo (oraz odbiorców finalnych) wymagają bardzo dużych nakładów inwestycyjnych, na które PGNiG S.A. nie ma i w najbliższych latach nie będzie miało środków finansowych. W związku z powyższym Rząd rozważy możliwość zaangażowania środków budżetowych na rozbudowę zdolności magazynowych gazu ziemnego, o ile Parlament RP uchwali ustawę o finansowaniu wspierania inwestycji, w tym w szczególności inwestycji infrastrukturalnych.

Z uprawnień wynikających z art. 61 ustawy o NIK skorzystał **Zarząd Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA** i zgłosił zastrzeżenia do otrzymanego wystąpienia pokontrolnego (do pięciu ocen oraz do wniosków

²⁵ Pismo SM-V/091-18/01/AW/1062/01 z dnia 31 października 2001 r.

pokontrolnych). Komisja rozstrzygająca, na podstawie art. 56 ust. 1, 5 i 6 *ustawy o NIK*, w uchwale z dnia 15 stycznia 2002 r. uwzględniła w całości zastrzeżenia odnoszące się do oceny zasadności podejmowania rokowań w sprawie udziałów kapitałowych w EuRoPol GAZ S.A., udziału w budowie gazociągu Bernau-Szczecin oraz do uwagi dotyczącej ceny gazu z Danii i Norwegii. W części uwzględniono zastrzeżenia dotyczące uwagi o potrzebie aktualizacji prognoz zapotrzebowania kraju w gaz ziemny oraz oceny związanej z podstawą prawną obligującą operatora gazowego do uzyskiwania zgody na podpisanie umowy o przesył gazu. Oddalone zostały zastrzeżenia do trzech wniosków pokontrolnych. Po dokonaniu przez Komisję stosownych korekt w wystąpieniu pokontrolnym Izba – poza kwestiami analogicznymi do poruszonych w wystąpieniu do Ministra Gospodarki - uznała m.in. za uzasadnione podjęcie prób porozumienia się ze współnikiem rosyjskim w sprawie doprowadzenia struktury kapitałowej EuRoPol GAZ S.A. do kształtu przewidzianego w *Porozumieniu Międzyrządowym* z sierpnia 1993 r. Izba negatywnie oceniła fakt reprezentowania PGNiG S.A. w zarządzie spółki EuRoPol GAZ S.A. przez osoby, w stosunku do których władze PGNiG S.A. w sposób jednoznaczny wyraziły negatywną ocenę ich pracy. Ponadto NIK krytycznie oceniła fakt niewniesienia do spółek, utworzonych w wyniku restrukturyzacji PGNiG S.A., majątku i w związku z tym nierozpoczęcia przez te spółki faktycznej działalności. W wystąpieniu Izba wniosowała o:

- kontynuowanie działań zmierzających do obsadzenia stanowiska Prezesa Zarządu EuRoPol GAZ S.A. osobą posiadającą rekomendację PGNiG S.A.;
- podjęcie działań zmierzających do zmiany Statutu EuRoPol GAZ S.A., w wyniku której ustanowione zostałyby konsekwencje prawne cofnięcia przez uprawnionych współników rekomendacji dla osób zajmujących kluczowe stanowiska we władzach spółki;
- zainicjowanie prac nad stworzeniem polskich standardów (norm i przepisów technicznych) dotyczących transportu i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, stosownie do uregulowań Europejskiej Dyrektywy Gazowej;
- zaprzestanie dokonywania pozornych umów handlowych mających na celu uzyskanie od przedsiębiorców zagranicznych środków finansowych na pokrycie bieżących płatności importowych;
- uregulowanie wzajemnych zobowiązań finansowych pomiędzy PGNiG S.A. a spółką EuRoPol GAZ S.A.;
- podjęcie działań mających na celu wprowadzenie do umowy o świadczenie usług przesyłowych, zawartej ze spółką EuRoPol Gaz S.A., klauzuli umożliwiającej dokonywanie kompensaty wzajemnych zobowiązań;
- pilne podjęcie prac nad rozstrzygnięciem kwestii wielkości i sposobu sprowadzania do kraju zakontraktowanego gazu ziemnego z tzw. kontraktu jamalskiego;
- wystąpienie do Ministra Gospodarki i Ministra Skarbu Państwa w celu ustalenia zasad finansowania i terminu uzyskania pojemności

magazynowych odpowiadających wielkościom wymaganych *ustawą Prawo energetyczne*;

- kontynuowanie działań mających na celu przekazanie majątku wydzielonym spółkom dystrybucyjnym i spółce poszukiwawczo–produkcyjnej, w celu umożliwienia im rozpoczęcia samodzielnej działalności.

Do dnia sporządzenia niniejszej informacji Zarząd PGNiG S.A. nie udzielił odpowiedzi na wystąpienie pokontrolne.

Dyrektor Departamentu
Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Paweł Banaś

Akceptuję:
Wiceprezes
Najwyższej Izby Kontroli

Krzysztof Szwedowski

Zatwierdzam:
Prezes
Najwyższej Izby Kontroli

Mirosław Sekuła

Warszawa, dnia **25** lutego 2002 r.