

POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO S.A.



**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI PGNiG S.A.
ZA ROK 2006**

WARSZAWA, 3 kwietnia 2007

Spis rozdziałów

Spis rozdziałów	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	4
1. Powstanie Spółki	4
2. Przedmiot działalności	4
3. Struktura organizacyjna.....	5
4. Powiązania kapitałowe	6
5. Zatrudnienie.....	9
Rozdział II: Organy Spółki	11
1. Zarząd.....	11
1.1. Zmiany w Zarządzie.....	11
1.2. Umowy z członkami Zarządu	13
1.3. Prokurenci	13
2. Rada Nadzorcza.....	14
Rozdział III: Zmiany w zasadach zarządzania Spółką.....	16
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	20
1. Prawo energetyczne.....	20
1.1. Koncesje	21
1.2. Polityka taryfowa	21
1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	22
1.4. Ryzyka taryfowe	26
2. Prawo geologiczne i górnicze.....	27
Rozdział V: Akcjonariat.....	29
Rozdział VI : Obrót	31
1. Struktura sprzedaży i zakupów	31
2. Podstawowe umowy handlowe	33
3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji	35
4. Planowane działania w obszarze obrotu.....	37
5. Ryzyka w obszarze obrotu	38
Rozdział VII: Skroplony gaz ziemny (LNG)	40

Rozdział VIII: Poszukiwania złóż	42
1. Prace poszukiwawcze w 2006 roku	42
2. Wspólne przedsięwzięcia	43
3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych	44
4. Ryzyka w sektorze poszukiwań	45
Rozdział IX: Eksploatacja złóż	47
1. Prace w obszarze eksploatacji złóż w 2006 roku	47
2. Perspektywy rozwoju działalności PGNiG S.A.	50
3. Ryzyka i zagrożenia	51
4. Ochrona środowiska	52
Rozdział X: Inwestycje	55
1. Inwestycje PGNiG S.A. w 2006 roku	55
2. Ryzyka i zagrożenia	58
Rozdział XI: Pozostałe wydarzenia	60
Rozdział XII: Sytuacja finansowa	65
1. Wyniki finansowe w 2006 roku	65
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	65
1.2. Omówienie sytuacji finansowej	69
1.3. Transakcje z podmiotami powiązanymi	73
2. Zarządzanie finansowe	74
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	75
2.2. Zaciągnięte kredyty i pożyczki	75
2.3. Udzielone pożyczki i gwarancje	76
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	80
3. Przewidywana sytuacja finansowa	81

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut Spółki zostały podpisane w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) dnia 21 października 1996 roku.

Podpisanie przez Ministra Skarbu aktu przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną stanowiło wykonanie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa.

Dnia 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. Od dnia rejestracji Spółka nabyła osobowość prawną. Dnia 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

W wyniku realizacji zobowiązań przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” w dniu 24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego.

W dniu 6 października 2005 roku postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG S.A. W wyniku podwyższenia kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5.9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji, w tym:

- akcje na okaziciela serii „A” w liczbie 4.250.000.000 o łącznej wartości nominalnej 4.250 mln złotych,
- akcje na okaziciela serii „A1” w liczbie 750.000.000 o łącznej wartości nominalnej 750 mln złotych
- akcje na okaziciela serii „B” w liczbie 900.000.000 o łącznej wartości nominalnej 900 mln złotych.

Akcje PGNiG S.A. są notowane na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych od dnia 20 października 2005 roku.

2. Przedmiot działalności

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania, wydobywania i obrotu gazem ziemnym. PGNiG S.A. zajmuje wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania

złóż, importu gazu ziemnego, wydobycia, magazynowania paliw gazowych oraz obrotu gazem ziemnym. Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego jest jednym z kluczowych czynników zapewniających spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Obrót gazem ziemnym stanowiący, obok wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność PGNiG S.A. jest regulowany przez Prawo energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Spółki od poziomu taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywcza regulowana jest przez Prawo geologiczne i górnicze i zgodnie z nim prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji.

Zgodnie ze statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest:

- poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz kopalin surowców siarkowych
- wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej
- wytwarzanie i dystrybucja paliw gazowych
- sprzedaż hurtowa i detaliczna paliw
- wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno-inżynierskich
- działalność geologiczno-poszukiwawcza oraz geodezyjna i kartograficzna
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- wynajem, zarządzanie oraz kupno i sprzedaż nieruchomości
- leasing składników majątkowych Spółki służących przesyłowi energii i gazu
- dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym.

Zgodnie ze statutem Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw
- bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych
- równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej
- działalności wydobywczej gazu.

3. Struktura organizacyjna

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 31 grudnia 2006 roku wchodziły:

1. Centrala Spółki w Warszawie – stanowiąca aparat wykonawczy Zarządu, nadzorujący działalność oddziałów oraz w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego działalność Grupy Kapitałowej PGNiG
2. Oddział w Odolanowie – zajmujący się przetwarzaniem gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy
3. Oddział w Sanoku – zajmujący się eksploatacją złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, eksploatacją podziemnych magazynów gazu; Oddział prowadzi również prace w zakresie poszukiwania złóż

4. Oddział w Zielonej Górze – zajmujący się eksploatacją złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, eksploatacją podziemnego magazynu gazu; Oddział dostarcza również gaz ziemny do odbiorców komunalnych i przemysłowych bezpośrednio ze złóż, a także prowadzi prace w zakresie poszukiwania złóż
5. Oddział Operatorski w Pakistanie – zajmujący się poszukiwaniem i eksploatacją złóż węglowodorów
6. Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie – świadczący usługi zapewniające poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego.

Na dzień 31 grudnia 2006 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne Przedstawicielstwa w Moskwie i w Brukseli.

W dniu 8 sierpnia 2006 roku Uchwałą Nr 567/2006 Zarząd PGNiG S.A. zlikwidował Regionalne Oddziały Przesyłu (ROP-y), które w wyniku prawnego i własnościowego wydzielenia ze struktur PGNiG S.A. działalności przesyłowej zostały postawione w stan likwidacji w 2005 roku.

W dniu 24 stycznia 2007 roku zostało utworzone Przedstawicielstwo PGNiG S.A. w Kijowie.

4. Powiązania kapitałowe

Wykaz spółek, w których PGNiG S.A. posiada co najmniej 5% akcji/udziałów, na dzień 31 grudnia 2006 roku przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Udziały PGNiG S.A. w innych spółkach

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.
--	--------------	---------------------------	--------------------------------------	--------------------------

Spółki strategiczne

1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 570 832 000,00	1 570 832 000,00	100,00%
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 292 551 000,00	1 292 551 000,00	100,00%
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	999 634 000,00	999 634 000,00	100,00%
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	893 019 000,00	893 019 000,00	100,00%
5	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	563 031 000,00	563 031 000,00	100,00%
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	552 762 000,00	552 762 000,00	100,00%

Spółki podstawowe

7	PNiG Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%
8	PNiG Kraków Sp. z o.o.	98 850 000,00	98 850 000,00	100,00%
9	PN „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%
10	PNiG NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%
11	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	34 400 000,00	34 400 000,00	100,00%
12	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	33 000 000,00	33 000 000,00	100,00%
13	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 802 000,00	26 802 000,00	100,00%
14	B.SiP.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%
15	SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%
16	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%

Spółki celowe

17	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%
18	PGNiG Finance B.V. (EUR)*	20 000,00	20 000,00	100,00%
19	NYSAGAZ Sp. z o.o.	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%
20	InterTransGas GmbH (EUR)*	200 000,00	100 000,00	50,00%
21	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%
22	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%
23	„Dewon” Z.S.A. (UAH)*	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%

Spółki pozostałe istotne

24	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%
25	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%
26	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%
27	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%
28	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%

Spółki pozostałe nieistotne

29	BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%
30	PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%
31	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%
32	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%
33	„IZOSTAL” S.A.	22 488 000,00	1 360 000,00	6,05%
34	TeNET 7 Sp. z o.o.	50 000,00	5 000,00	10,00%
35	Agencja Rynku Energii S.A.	1 376 000,00	100 000,00	7,27%
36	ZRUG Warszawa S.A. w likwidacji	6 000 000,00	2 940 000,00	49,00%
37	Sahara Petroleum Technology Llc (RO)*	150 000,00	73 500,00	49,00%
38	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%
39	„ZRUG” Sp. z o.o. (w Poznaniu)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%
40	HS „Szczakowa” S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%
41	„ZRUG TORUŃ” S.A.	4 150 000,00	1 300 000,00	31,33%
42	Przeds. Wielobranżowe „MED – FROZ” S.A. w likwidacji	151 700,00	35 000,00	23,07%
43	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 750 000,00	600 000,00	21,82%
44	„TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%
45	Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Wrocław Sp. z o.o. w upadłości	1 700 000,00	270 000,00	15,88%
46	Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.	250 000,00	35 000,00	14,00%
47	„WALCOWNIA RUR JEDNOŚĆ” Sp. z o.o.	220 590 000,00	18 310 000,00	8,30%
48	PI GAZOTECH Sp. z o.o.**	1 203 800,00	65 000,00	69,44%
49	Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	100 000,00	9 500,00	9,50%

* wartości podane w walutach obcych

** decyzją NWZ z dnia 23.04.2004 udziały jednego ze wspólników zostały umorzone. Wysokość kapitału zakładowego i wartość nominalna udziałów pozostała bez zmian.

Zmiany w zakresie zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w 2006 roku oraz po jego zakończeniu zostały przedstawione poniżej:

1. W maju 2006 roku PGNiG S.A. uzyskała zaświadczenia z KRS o wykreśleniu z rejestru przedsiębiorców podmiotów, w których spółka posiadała niewielkie udziały: HSW-Zakład Mechaniczny Sp. z o.o. w upadłości oraz PZUO WARMA S.A. w upadłości.

2. W dniu 30 czerwca 2006 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki „INVESTGAS” S.A. podjęło uchwałę o nabyciu przez spółkę od Energopol-Warszawa S.A. 255 akcji w celu ich umorzenia. 255 akcji będących w posiadaniu Energopol-Warszawa S.A. zostało wycenionych na 5.000.000 zł. Wartość ta została wypłacona z kwoty, która zgodnie z art. 348 § 1 kodeksu spółek handlowych może być przeznaczona do podziału.

W związku z podjęciem uchwały przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki umorzono 255 akcji spółki, a tym samym kapitał zakładowy zmniejszył się z poziomu 500.000 zł do poziomu 245.000 zł. Jednocześnie Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki w drodze podwyższenia wartości nominalnej każdej z 245 akcji należących do PGNiG S.A. do wysokości 2.050 zł podwyższyło kapitał zakładowy do kwoty 502.250 zł, co zostało potwierdzone postanowieniem sądu z dnia 24 lipca 2006 roku. Podwyższenie kapitału nastąpiło z kapitałów rezerwowych spółki „INVESTGAS” S.A. utworzonych z zysku. Obecnie właścicielem 100% akcji spółki jest PGNiG S.A.

3. W dwóch Spółkach Gazownictwa w formie aportu rzeczowego został podwyższony kapitał zakładowy. Kapitał zakładowy Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 4.148.000 zł do poziomu 1.292.551.000 zł, a Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 28.948.000 zł do poziomu 893.019.000 zł.
4. W ramach prac nad rozdzieleniem dystrybucji gazu od działalności handlowej na mocy przyjętego przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 3 listopada 2006 roku opracowania „Projekt Restrukturyzacji Grupy Kapitałowej PGNiG dotyczący Integracji Obrotu w PGNiG S.A. i przekształcenia Spółek Gazownictwa w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego” utworzono w dniu 27 grudnia 2006 roku następujące spółki o kapitale zakładowym 50.000 zł każda:
 - Dolnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.
 - Górnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.
 - Karpacka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.
 - Mazowiecka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.
 - Pomorska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.
 - Wielkopolska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.

W pierwszym kwartale 2007 roku Spółki Obrotu Gazem zostały rejestrowane w Krajowym Rejestrze Sądowym. Zarządy Spółek Gazownictwa złożyły w sądach plany podziału w celu poddania ich badaniu przez biegłych sądowych.

5. Zatrudnienie

W PGNiG S.A. od 2000 roku realizowany jest „Program restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych PGNiG S.A.”. Program ten zakłada szerokie działania restrukturyzacyjne, polegające m.in. na:

- przechodzeniu pracowników na emerytury wiekowe i emerytury wcześniejsze
- wykorzystaniu możliwości uzyskania świadczeń przedemerytalnych

- zatrudnianiu pracowników w spółkach z udziałem kapitałowym PGNiG S.A. oraz spółkach pracowniczych
- zatrudnianiu pracowników w podmiotach kooperujących z PGNiG S.A.
- ograniczaniu wymiaru czasu pracy na wybranych stanowiskach oraz likwidowaniu stanowisk pracy.

Od 2003 roku PGNiG S.A. realizuje „Programu restrukturyzacji zatrudnienia... II etap”, którego zakończenie jest planowane w 2007 roku.

W okresie od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2006 roku Programem w różnych formach objęto 1.245 pracowników oddziałów Spółki PGNiG S.A. oraz 107 osób w ROP-ach. W 2006 roku programem restrukturyzacji objęto 190 osób.

Struktura i stan zatrudnienia (w osobach) w PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2006 roku zostały przedstawione w poniższym zestawieniu.

Nazwa jednostki	Zatrudnienie
Centrala Spółki	810
Oddział w Sanoku	1 953
Oddział w Zielonej Górze	1 885
Oddział w Odolanowie	138
Oddział Operatorski w Pakistanie	1
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo Badawcze	36
Razem:	4 823

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

Zgodnie ze Statutem Spółki Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. Nr 55, poz. 476). Przepis ten nie ma zastosowania do członka Zarządu wybranego przez pracowników. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie. Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu.

1.1. Zmiany w Zarządzie

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2006 roku wchodziło pięć osób:

- Krzysztof Głogowski – Prezes Zarządu
- Jan Anysz – Wiceprezes Zarządu
- Zenon Kuchciak – Wiceprezes Zarządu
- Stanisław Niedbalec – Wiceprezes Zarządu
- Tadeusz Zwierzyński – Wiceprezes Zarządu.

W roku 2006 miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

- w dniu 17 lutego 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Stanisława Niedbalca na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych oraz Bogusława Marca na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych
- w dniu 3 marca 2006 roku Rada Nadzorcza odwołała z funkcji Wiceprezesa Zarządu Franciszka Kroka
- w dniu 6 kwietnia 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Bartłomieja Pawlaka na stanowisko Wiceprezesa ds. Projektów Strategicznych
- w dniu 7 kwietnia 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Zenona Kuchciaka na stanowisko Wiceprezesa ds. Handlu i Marketingu
- w dniu 25 kwietnia 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Bogusława Marca na stanowisko Prezesa Zarządu
- Bogusław Marzec złożył rezygnację z funkcji Prezesa Zarządu ze skutkiem na dzień 21 czerwca 2006 roku
- w dniu 23 czerwca Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej został delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu w okresie od 24 czerwca 2006 roku do 12 września 2006 roku

- Bartłomiej Pawlak złożył rezygnację z funkcji członka Zarządu ze skutkiem na dzień 21 lipca 2006 roku
- w dniu 12 września Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej został ponownie delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu w okresie od 13 września 2006 roku do 23 września 2006 roku
- w dniu 11 września 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Tadeusza Zwierzyńskiego na stanowisko członka Zarządu – Wiceprezesa ds. Projektów Strategicznych
- w dniu 11 września 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Krzysztofa Głogowskiego na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A. z dniem 1 października 2006 roku.

Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów Kodeksu spółek handlowych oraz postanowień Statutu Spółki i Regulaminu Zarządu PGNiG S.A. Regulamin jest uchwalany przez Zarząd i zatwierdzany przez Radę Nadzorczą.

W 2006 roku dokonano zmiany Regulaminu Zarządu, polegającej przede wszystkim na dostosowaniu postanowień regulujących zakres spraw wymagających uchwały Zarządu do treści Statutu PGNiG S.A. Zgodnie ze zmienionym punktem 2 w części III Regulaminu, uchwały Zarządu wymaga w szczególności:

1. przyjęcie regulaminu Zarządu
2. przyjęcie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki
3. tworzenie i likwidacja oddziałów
4. powołanie prokurenta
5. podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu, z zastrzeżeniem, iż uchwała Zarządu w tej sprawie wymaga zatwierdzenia przez Radę Nadzorczą zgodnie z §33 ust. 1 pkt 11 Statutu Spółki
6. zaciąganie i udzielanie pożyczek oraz zaciąganie kredytów, z zastrzeżeniem § 33 ust. 2 pkt 3 i § 33 ust. 3 pkt 16 Statutu Spółki
7. przyjęcie rocznych planów działalności gospodarczej (planów rzeczowo-finansowych), planów inwestycyjnych, strategicznych planów wieloletnich oraz planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego z zastrzeżeniem § 33 ust. 1 pkt 6 Statutu Spółki
8. zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem § 33 ust. 2 pkt 3 i § 33 ust. 3 pkt 16 Statutu Spółki
9. zbycie i nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość kwoty 50.000 EUR w złotych polskich, z zastrzeżeniem postanowień § 33 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz § 56 ust. 3 pkt 2 i 3 Statutu Spółki
10. sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia
11. przyjęcie informacji, o których mowa w § 23 ust. 2 Statutu Spółki
12. dokonywanie darowizn, zwalnianie z długu oraz zawieranie innych umów niezwiązanych z przedmiotem działalności gospodarczej określonym w Statucie Spółki
13. zawieranie umów sprzedaży gazu ziemnego, ropy naftowej, gazoliny i innych pochodnych z przetwarzania ropy naftowej i gazu ziemnego o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Spółki z tym, że zawarcie umów tego rodzaju o wartości przekraczającej równowartość w złotych 100.000.000 EUR, wymaga zaopiniowania przez Radę Nadzorczą Spółki, z zastrzeżeniem § 33 ust. 2 pkt 3 Statutu Spółki

14. dokonywanie innych czynności prawnych niż wymienione w punktach 1-13, których wartość przekracza równowartość kwoty 420.000 EUR w złotych polskich.

Zarządowi nie przysługuje prawo do emisji lub wykupu akcji. Zgodnie z § 56 ust. 3 pkt 5 i 8 Statutu Spółki uprawnienie takie przysługuje Walnemu Zgromadzeniu.

1.2. Umowy z członkami Zarządu

W 2006 roku umowy o pracę zawarte pomiędzy Spółką PGNiG S.A. reprezentowaną przez Przewodniczącą Rady Nadzorczej działającego na podstawie Statutu PGNiG S.A. oraz Regulaminu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. zawierały klauzulę: „W razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania umowy o pracę z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia bądź z przyczyn skutkujących rozwiązaniem umowy na podstawie art. 52 K.P. może być przyznana odprawa w wysokości nie wyższej niż trzykrotność wynagrodzenia miesięcznego”.

Obecne umowy o pracę zawarte po czerwcu 2006 roku z osobami zarządzającymi zawierają klauzulę: „W razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania niniejszej umowy z innych przyczyn niż naruszenia podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia, pracownikowi przysługuje odprawa w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego”.

Umowa o zakazie konkurencji zawarta jest na okres 12 miesięcy, licząc od dnia ustania stosunku prawnego. Za dochowanie zakazu konkurencji w okresie obowiązywania umowy członkowi Zarządu przysługuje odszkodowanie wypłacane miesięcznie w wysokości 150% wynagrodzenia średniomiesięcznego brutto z ostatnich trzech miesięcy, otrzymywanego z tytułu stosunków prawnych.

1.3. Prokurenci

Na dzień 31 grudnia 2006 roku w Spółce było ustanowionych dwóch prokurentów:

- Ewa Bernacik
- Bogusław Marzec.

W roku 2006 miały miejsce następujące zmiany w składzie prokurentów PGNiG S.A.:

- w związku z powołaniem Zenona Kuchciaka oraz Bartłomieja Pawlaka w skład Zarządu PGNiG S.A., udzielona im prokura została odwołana w dniu 11 kwietnia 2006 roku
- w dniu 23 czerwca 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. powołał prokurenta Bogusława Marca
- w dniu 24 lipca 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. powołał prokurenta Tadeusza Zwierzyńskiego; w związku z powołaniem Tadeusza Zwierzyńskiego na członka Zarządu udzielona mu prokura została odwołana w dniu 12 września 2006 roku
- w dniu 2 października 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. odwołał prokurę Teresy Mikosz
- w dniu 2 października 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. powołał prokurenta Ewę Bernacik.

2. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Do czasu, gdy Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. Zgodnie ze Statutem Walne Zgromadzenie powołuje jednego niezależnego członka Rady Nadzorczej. Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na niezależnego członka Rady Nadzorczej, przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Jeżeli kandydatury na niezależnego członka Rady Nadzorczej nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej zgłasza Rada Nadzorcza. W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2006 roku Rada Nadzorcza składała się z dziewięciu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Andrzej Rościszewski – Przewodniczący Rady Nadzorczej
- Piotr Szwarc – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Kazimierz Chrobak – Sekretarz Rady Nadzorczej
- Wojciech Arkuszewski – Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – Członek Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – Członek Rady Nadzorczej
- Mirosław Szkałuba – Członek Rady Nadzorczej
- Jarosław Wojtowicz – Członek Rady Nadzorczej.

W roku 2006 miały miejsce następujące zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

- z dniem 1 stycznia 2006 roku Wojciech Arkuszewski został powołany w skład Rady Nadzorczej
- Magdalena Bąkowska zrezygnowała z funkcji członka Rady Nadzorczej ze skutkiem na dzień 19 czerwca 2006 roku
- w dniu 19 czerwca 2006 roku Marcin Moryń został powołany na członka Rady Nadzorczej
- w dniu 23 czerwca 2006 roku Mieczysław Puławski został delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG S.A. w terminie od 24 czerwca 2006 roku do dnia 12 września 2006 roku
- w dniu 12 września Mieczysław Puławski został ponownie delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG S.A. w terminie od 13 września 2006 roku do dnia 23 września 2006 roku
- w dniu 26 października 2006 roku Jarosław Wojtowicz został powołany w skład Rady Nadzorczej

- Krzysztof Głogowski zrezygnował z funkcji Przewodniczącego Rady Nadzorczej ze skutkiem na dzień 30 września 2006 roku; przyczyną rezygnacji było objęcie z dniem 1 października 2006 roku funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A.
- w dniu 7 grudnia 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. dokonała wyboru Andrzeja Rościszewskiego na Przewodniczącego Rady Nadzorczej i Piotra Szwarca na Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej.

Wynagrodzenia Osób Zarządzających i Nadzorujących

Wynagrodzenia wypłacone osobom Zarządzającym i Nadzorującym Jednostki Dominującej zostały wykazane w dodatkowych notach objaśniających do sprawozdania finansowego PGNiG S.A. za 2006 rok.

Rozdział III: Zmiany w zasadach zarządzania Spółką

Zgodnie ze Statutem PGNiG S.A., Spółka PGNiG działa w szczególności na podstawie:

- ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz. U. z 2002 roku Nr 171, poz. 1397 ze zm.)
- ustawy z dnia 15 września 2000 roku – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037, ze zm.) oraz
- Statutu PGNiG S.A.

W dniu 26 października 2006 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Statutu Spółki, wprowadzając m.in. zmiany dotyczące kompetencji Zarządu, Rady Nadzorczej oraz Walnego Zgromadzenia.

Uchwały Zarządu dodatkowo wymagają:

- podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu, z zastrzeżeniem, iż uchwała w tej sprawie wymaga zatwierdzenia przez Radę Nadzorczą
- przyjęcie informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, które Zarząd przedkłada ministrowi właściwemu do spraw Skarbu Państwa oraz ministrowi właściwemu do spraw Gospodarki na każde żądanie tych organów.

Zmiany w kompetencjach Rady Nadzorczej obejmują przede wszystkim:

1. zatwierdzenie uchwały Zarządu w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu
2. udzielanie Zarządowi zgody na zaciąganie zobowiązań o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Spółki za wyjątkiem zobowiązań wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą rocznych planów inwestycyjnych oraz strategicznych planów wieloletnich i planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego (przed zmianą Rada Nadzorcza udzielała Zarządowi zgody na zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji i poręczeń oraz wystawianie weksli o wartości przekraczającej równowartość 1.000.000 EUR w złotych polskich oraz na zawarcie umowy kredytu lub/i pożyczki, jeżeli jej wartość przekraczała 20.000.000 EUR w złotych polskich)
3. opiniowanie informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, które Zarząd przedkłada ministrowi właściwemu do spraw Skarbu Państwa oraz ministrowi właściwemu do spraw Gospodarki na każde żądanie tych organów
4. opiniowanie wniosków, na podstawie których akcjonariusz – Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa wyraża, w formie pisemnej, zgodę na:
 - zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych
 - realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Spółki w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomiczną działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski

5. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGNiG S.A. na Zgromadzeniach Wspólników Spółek Gazownictwa w sprawach zatwierdzenia wieloletnich strategicznych planów działalności tych spółek
6. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGNiG S.A. na Zgromadzeniach Wspólników Spółek Gazownictwa w sprawach:
 - zmiany statutu lub umowy spółki
 - podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego
 - połączenia, przekształcenia lub podziału spółki
 - zbycia akcji lub udziałów spółki
 - zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego
 - rozwiązania i likwidacji spółki
7. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGNiG S.A. na Walnym Zgromadzeniu lub na Zgromadzeniu Wspólników spółek, w których Spółka posiada przynajmniej 50% akcji lub udziałów, z zastrzeżeniem § 33 ust. 3 pkt 14 Statutu, w sprawach:
 - zmiany statutu lub umowy spółki
 - podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego
 - połączenia, przekształcenia lub podziału spółki
 - zbycia akcji lub udziałów spółki
 - zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego
 - rozwiązania i likwidacji spółki
 - zastawiania lub innego rodzaju obciążania akcji lub udziałów spółki
 - zobowiązania do dopłat
 - emisji obligacji
8. opiniowanie wniosków Zarządu dotyczących zaciągania zobowiązań przekraczających równowartość w złotych 100.000.000 EUR, z zastrzeżeniem § 33ust. 2 Statutu.

Z uprawnień Walnego Zgromadzenia wykreślono kompetencje odnośnie Spółek Gazownictwa i innych spółek, w których Spółka posiada przynajmniej 50% akcji lub udziałów, które to kompetencje przypisano Radzie Nadzorczej. Odnośnie obrad Walnego Zgromadzenia dodano, że usunięcie sprawy zamieszczonej w porządku obrad Walnego Zgromadzenia bądź zaniechanie rozpatrywania sprawy umieszczonej w porządku obrad wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej większością trzech czwartych głosów. Jeżeli sprawa została umieszczona w porządku obrad Walnego Zgromadzenia na wniosek akcjonariusza, usunięcie jej z porządku obrad bądź zaniechanie jej rozpatrywania wymaga dodatkowo zgody wszystkich obecnych na Walnym Zgromadzeniu akcjonariuszy, którzy zgłosili taki wniosek. Wniosek w przedmiocie usunięcia sprawy z porządku obrad Walnego Zgromadzenia bądź zaniechania jej rozpatrywania powinien zostać szczegółowo umotywowany.

Z innych zasad zarządzania, zmienionych zmianą Statutu Spółki z dnia 26 października 2006 roku, należy wymienić:

1. akcjonariusz - Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa wyraża w formie pisemnej zgodę na:
 - zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych

- realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Spółki w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski
2. w sposobie podejmowania uchwał przez Zarząd i Radę Nadzorczą postanowiono, że w przypadku równości głosów oddanych „za” uchwałą Zarządu i głosów „przeciw” lub „wstrzymujących się” decyduje głos Prezesa Zarządu, w przypadku równości głosów oddanych „za” uchwałą Rady Nadzorczej i głosów „przeciw” lub „wstrzymujących się” decyduje głos Przewodniczącego Rady Nadzorczej
 3. czynności prawne wynikające z przepisów szczególnych należące do kierownika jednostki organizacyjnej oraz czynności z zakresu prawa pracy wykonuje członek Zarządu wskazany w uchwale kompetencyjnej (poprzednio powyższych czynności dokonywał Prezes Zarządu).

W 2006 roku nie wystąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania Grupą Kapitałową PGNiG.

Oświadczenie Zarządu w sprawie stosowania zasad ładu korporacyjnego

Na podstawie § 29 Regulaminu Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. oraz Uchwały Rady Giełdy w sprawie przyjęcia zasad ładu korporacyjnego dla spółek akcyjnych będących emitentami akcji, obligacji zamiennych lub obligacji z prawem pierwszeństwa, które są dopuszczone do obrotu giełdowego, Zarząd PGNiG S.A. złożył w dniu 29 marca 2007 roku oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego.

W dniu 20 marca 2007 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. pozytywnie zaopiniowała zaproponowane przez Zarząd stanowisko Spółki wobec zasad ładu korporacyjnego, a w dniu 29 marca 2007 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. zaakceptowało stanowisko w powyższej sprawie. W opublikowanym w dniu 29 marca 2007 roku oświadczeniu, PGNiG S.A. zadeklarowała przestrzeganie 49 z 53 zasad ładu korporacyjnego. Nieprzestrzeganie czterech zasad (zasady nr 2, 20, 28, 43) wynika przede wszystkim ze specyfiki Spółki.

Zasada nr 2 (dobre praktyki Walnych Zgromadzeń) traktuje o potrzebie uzasadniania żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz wprowadzania określonych spraw do porządku obrad. Spółka uznaje tę zasadę za istotną, ale nie gwarantuje, że wszystkie uprawnione podmioty będą zawsze stosować tę zasadę. Obecne brzmienie § 57 Statutu Spółki przewiduje obowiązek sporządzania opinii Rady Nadzorczej w sprawach przedkładanych Walnemu Zgromadzeniu (za wyjątkiem wniosków dotyczących Rady Nadzorczej), które to sprawy zostały wskazane w § 56 Statutu. W związku z tym Spółka postanowił uchylić się od stosowania zasady nr 2.

Zasada nr 20 (dobre praktyki Rad Nadzorczych) określa, że przynajmniej połowę członków Rady Nadzorczej powinni stanowić członkowie niezależni. Zgodnie z art. 12 ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji z dnia 30 sierpnia 1996 roku, w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A. zasiadają przedstawiciele pracowników. Zważywszy na to, że Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się od pięciu do dziewięciu członków powoływanych przez Walne Zgromadzenie, Spółka nie może zapewnić udziału większej liczby niezależnych członków Rady Nadzorczej. Zwiększenie liczby niezależnych członków w Radzie Nadzorczej w stosunku do obecnej przewidzianej w Statucie prowadziłoby bowiem do sytuacji, w której Skarb Państwa (jako większościowy akcjonariusz) nie mógłby powoływać większości w Radzie Nadzorczej.

PGNiG S.A. w pełni zgadza się, że do dobrej praktyki korporacyjnej należy zaliczyć udział w Radzie Nadzorczej niezależnych członków, niemniej jednak Spółka nie jest w stanie przyjąć do stosowania zasady nr 20.

Zasada nr 28 (dobre praktyki Rad Nadzorczych) zobowiązuje Rady Nadzorcze do działania zgodnie ze swym publicznie dostępnym regulaminem. Regulamin ten powinien przewidywać powołanie co najmniej dwóch komitetów – audytu i wynagrodzeń. W skład komitetu audytu powinno wchodzić co najmniej dwóch członków niezależnych oraz przynajmniej jeden posiadający kwalifikacje i doświadczenie w zakresie rachunkowości i finansów. Spółka zgadza się z koniecznością zapewnienia wpływu niezależnego członka na sprawowanie nadzoru w Spółce, jak również zagwarantowania odpowiedniego przygotowania merytorycznego członków Rady Nadzorczej. Zważywszy jednak na to, że stosownie do Statutu w skład Rady Nadzorczej wchodzi tylko jeden niezależny członek, Spółka postanowiła uchylić się od przyjęcia zasady nr 28. Obecnie w Spółce nie są powołane odrębne komitety do spraw audytu oraz wynagrodzeń. Spółka rozważa wprowadzenie tych komitetów w przyszłości.

Zasada nr 43 (dobre praktyki w zakresie relacji z osobami i instytucjami zewnętrznymi) określa procedurę wyboru biegłego rewidenta. Procedura ta wymaga między innymi przedstawienia rekomendacji komitetu audytu. Zważywszy na to, że Spółka nie przyjmuje zasady nr 28, Spółka postanowiła również uchylić się od przyjęcia zasady nr 43. Wybór biegłego rewidenta jest dokonywany przez Radę Nadzorczą PGNiG S.A. Zgodnie z § 33 ust. 5 w związku z § 33 ust. 1 pkt 5 Statutu niezależny członek Rady Nadzorczej musi wyrazić zgodę na wybór biegłego rewidenta.

PGNiG S.A. stosuje zasady dobrego zarządzania poprzez wewnętrzne akty prawa korporacyjnego, tj. Regulamin Zarządu, Regulamin Rady Nadzorczej i Regulamin Walnego Zgromadzenia oraz inne wewnętrzne procedury zapewniające przejrzystość i racjonalność podejmowania decyzji przez organy Spółki. PGNiG S.A. stosuje zasady uwzględniające uzasadniony interes Spółki oraz jej akcjonariuszy w zakresie adekwatnym do oczekiwań rynku.

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność PGNiG S.A. są:

- ustawa Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 roku, nr 153, poz. 1504 z późniejszymi zmianami) z dnia 10 kwietnia 1997 roku wraz z rozporządzeniami wykonawczymi – w odniesieniu do działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, przesyłu gazu, oraz magazynowania paliw gazowych.
- ustawa Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z dnia 1 marca 1994 roku, nr 27 poz. 96 z późniejszymi zmianami) z dnia 4 lutego 1994 roku – w odniesieniu do działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

W dniu 23 marca 2007 roku została opublikowana ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2007 roku, nr 52, poz. 343). Nowa ustawa wprowadza zmiany w obszarze działalności PGNiG S.A. m.in.:

- nakłada obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
- ustala harmonogram tworzenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego; w 2012 roku wielkość obowiązkowych zapasów osiąga wysokość odpowiadającą 30 dniom średniego dziennego przywozu gazu
- ustala zwrot na kapitale zaangażowanym w działalność magazynową na poziomie co najmniej 6%
- zapewnia, że koszty związane z utrzymywaniem, uruchamianiem oraz uzupełnianiem zapasów są kosztami uzasadnionymi działalnością w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne.

1. Prawo energetyczne

Działalność PGNiG S.A. w zakresie obrotu paliwami gazowymi podlega regulacji Prawa energetycznego i na jej prowadzenie konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa URE oraz zatwierdzenie przez niego taryfy określającej m.in. cenę paliwa gazowego.

Zgodnie z zapisami Prawa energetycznego, implementującego Dyrektywę 2003/55/EC w ramach PGNiG S.A. prowadzone są prace zmierzające do prawnego rozdzielenia działalności obrotu i dystrybucji z dniem 1 lipca 2007 roku.

W dniu 20 września 2006 roku wprowadzono zmiany do ustawy Prawo energetyczne w związku z implementacją Dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 lutego 2004 roku w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. W ramach tej nowelizacji ustawodawca wprowadził m.in.:

- wymóg gromadzenia zapasów tzw. obowiązkowych (3% wielkości rocznego importu) na terytorium RP przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące obrót z zagranicą
- wymóg realizacji przez wszystkich użytkowników systemu gazowego, operatorów systemów magazynowania i skraplania paliw gazowych, podmioty dysponujące mocą instalacji magazynowych oraz instalacji skraplania gazu poleceń wydawanych przez

Operatora Systemu Przesyłowego w sytuacjach zagrażających bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego

- ustawowy obowiązek opracowania procedur mających zastosowanie w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu paliw gazowych lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia tych paliw przez odbiorców; powyższy obowiązek ciąży na przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, podmiotach zlecających świadczenie usług przesyłania, a także operatorach systemu magazynowania i operatorach systemu skraplania.

Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne wymaga dostosowania aktów wykonawczych do wprowadzonych w niej zmian. Obecnie obowiązujące rozporządzenia zostały wydane na podstawie ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu sprzed nowelizacji z 3 maja 2005 roku, zatem nie zawierają przepisów pozwalających na skonstruowanie taryfy dla usługi kompleksowej, przewidzianej w znowelizowanej ustawie Prawo energetyczne.

1.1. Koncesje

Działalność realizowana przez PGNiG S.A. w zakresie obrotu paliwami gazowymi, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, wymaga uzyskania koncesji. PGNiG S.A. jako przedsiębiorstwo realizujące sprzedaż paliw gazowych podlega obowiązkowi ustalania taryf, które wymagają zatwierdzenia przez Prezesa URE. Zasady ustalania taryf określone są w Prawie energetycznym i Rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Zgodnie z przepisami taryfa powinna zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstwa gazowniczego oraz chronić odbiorcę przed nieuzasadnionym wzrostem cen.

W 2006 roku prowadzona przez PGNiG S.A. działalność obejmowała realizację zadań i wykonywanie czynności zgodnie z udzielonymi przez Prezesa URE koncesjami na:

1. przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych nr PPG/4/652/U/1/2/99/PK z dnia 30 kwietnia 1999 roku
2. obrót paliwami gazowymi nr OPG/4/652/U/1/2/99/PK z dnia 30 kwietnia 1999 roku
3. obrót gazem ziemnym z zagranicą nr OGZ/1/652/W/1/2/2001/AS z dnia 17 kwietnia 2001 roku
4. magazynowanie paliw gazowych nr MPG/2/652/W/2/2005/2006/BT z dnia 1 lutego 2006 roku.

1.2. Polityka taryfowa

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną PGNiG S.A. jest uzależnienie przychodów Spółki od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W obecnych warunkach wielkość tych przychodów jest zależna od cen sprzedaży gazu, które podlegają regulacji. Poziom cen sprzedaży gazu jest bezpośrednio związany ze stosowaną metodologią kształtowania taryf.

Zasady ustalania taryf określone są przez przepisy wykonawcze do Prawa energetycznego. Stosowana metodologia kształtowania taryf bazuje na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. Zgodnie z wytycznymi regulatora do kalkulacji cen w obrocie paliwami gazowymi uwzględniane były koszty pozyskania gazu ze wszystkich możliwych kierunków dostaw paliw gazowych zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego. W praktyce oznacza to, iż regulacji cen podlegała zarówno działalność obrotu z zagranicą, jak i wydobycia krajowego. Uwzględnienie kosztów wydobycia gazu ze źródeł krajowych w koszyku kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryf, przy aktualnych wyższych poziomach cen zakupu gazu z importu, skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym niż wynikałoby z kosztów jego zakupu z importu.

Wprowadzane od 2005 roku zmiany cen w taryfach miały na celu odzwierciedlenie w cenach sprzedaży paliw gazowych zmiany cen gazu importowanego. Taki kierunek zmian umożliwił Spółce osiągnięcie wyższego poziomu przychodów oraz w części poprawę rentowności sprzedaży pochodzącego z wydobycia krajowego gazu zaazotowanego. Pomimo wprowadzania zmian cen sprzedaży gazu, akceptowane taryfy nie rekompensowały w pełni wzrostu kosztów pozyskania gazu oraz kosztów uwzględniających zmianę warunków prowadzenia działalności.

W rozliczeniach z odbiorcami, z którymi PGNiG S.A. miała zawarte umowy sprzedaży na dostarczanie paliw gazowych, loco brama odbiorcy obowiązywały zasady rozliczeń oraz ceny i stawki opłat określone w kolejnych taryfach zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W związku z zawartą umową pomiędzy PGNiG S.A. a OGP GAZ-SYSTEM S.A. na usługi przesyłania gazu wysokometanowego i zaazotowanego do miejsc odbioru gazu przez odbiorców PGNiG S.A. zasilanych z sieci przesyłowej, poczynając od 8 lipca 2005 roku PGNiG S.A. występuje w podwójnej roli, to znaczy dostarcza paliwa gazowe do odbiorców i jednocześnie zamawia usługę przesyłania w imieniu klienta.

1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

W I kwartale 2006 roku obowiązywały zasady rozliczeń oraz ceny i stawki opłat ustalone w Taryfie dla paliw gazowych nr 1/2003 zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 16 września 2003 roku, w której dokonywane były korekty cen za paliwa gazowe. Ostatnia decyzja Prezesa URE przedłużająca okres obowiązywania powyższej taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zatwierdzająca nowe ceny za paliwa gazowe została wydana 14 grudnia 2005 roku.

Dnia 17 marca 2006 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzje w sprawie wprowadzenia nowych taryf uwzględniających zmiany na rynku gazu spowodowane rozdzieleniem działalności w zakresie przesyłania paliw gazowych (realizowanych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.) i sprzedaży gazu ziemnego (realizowaną przez PGNiG S.A.), a także zmiany cen i kosztów pozyskania paliw gazowych. Okres obowiązywania taryfy PGNiG S.A. (Taryfa dla paliw gazowych nr 4) został ustalony na okres 9 miesięcy, zaś taryfy OGP GAZ-SYSTEM S.A. na 12 miesięcy. Taryfy zaczęły obowiązywać od 1 kwietnia 2006 roku.

Zgodnie ze znowelizowaną ustawą Prawo energetyczne dokonano funkcjonalnego podziału odpowiedzialności za realizowane usługi przez poszczególne przedsiębiorstwa uczestniczące w procesie dostarczania gazu odbiorcom. W związku z tym zostały wprowadzone nowe zasady rozliczeń i wysokość opłat dla:

- przesyłu gazu sieciami wysokiego ciśnienia – rozliczenia na podstawie Taryfy OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- przesyłu gazu sieciami tranzytowymi – rozliczenia na podstawie kosztów zakupu usługi przesyłowej od przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A. według taryfy PGNiG S.A.
- magazynowania gazu wysokometanowego – według taryfy PGNiG S.A.
- paliwa gazowego – według taryfy PGNiG S.A.
- opłat abonamentowych – według taryfy PGNiG S.A.

Zmiany wprowadzone Taryfą dla paliw gazowych nr 4 PGNiG S.A. obejmują:

- zmianę ceny paliw gazowych

Rodzaj gazu	Cena obowiązująca w rozliczeniach w II-IV kwartale 2006 roku
	zł/m ³
Gaz wysokometanowy E	0,7086
Gaz zaazotowany Ls	0,4490
Gaz zaazotowany Lw	0,5240

- wprowadzenie stawki opłaty za przesłanie gazu wysokometanowego wynikającej z kosztów zakupu usługi przesyłowej od przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A., która stanowi rekompensatę kosztów przesyłu gazu sieciami tranzytowymi od granicy do punktu wejścia do systemu krajowego

Grupa taryfowa	Stawka opłaty wynikająca z kosztów zakupu usługi przesyłowej od przedsiębiorstwa SGT „EUROPOL GAZ” S.A.
	zł/ m ³
Dla odbiorców gazu wysokometanowego E	
E 1- E 4	0,0068

- wprowadzenie stawki opłat za magazynowanie gazu wysokometanowego:

Grupa taryfowa	Stawki opłat za magazynowanie
	zł/ m ³
Dla odbiorców gazu wysokometanowego E	
E 1	0,0215
E 2	0,0174
E 3	0,0157
E 4	0,0098

- zmianę opłaty abonamentowej

Rodzaj gazu	Cena obowiązująca w rozliczeniach w II-IV kwartale 2006 roku
	zł/m-c
Gaz wysokometanowy E	541,00
Gaz zaazotowany Ls	541,00
Gaz zaazotowany Lw	541,00

W 2006 roku PGNiG S.A. trzykrotnie przedkładała Prezesowi URE do zatwierdzenia wnioski w sprawie zmiany Taryfy dla paliw gazowych nr 4, ze względu na zmianę warunków prowadzenia działalności.

W dniu 10 maja 2006 roku PGNiG S.A. przedłożyła Prezesowi URE do zatwierdzenia wniosek w sprawie zmiany Taryfy dla Paliw Gazowych nr 4, ze względu na zmianę warunków prowadzenia działalności przez PGNiG S.A. wynikających ze wzrostu kosztów pozyskania gazu powyżej poziomu przyjmowanego do kalkulacji cen w zatwierdzonej taryfie oraz wzrostu ilości zakupywanego z importu gazu.

Decyzją znak DTA-4212-3(24)/2006/652/IV/RT z dnia 20 czerwca 2006 roku Prezes URE odmówił zatwierdzenia wnioskowanej przez PGNiG S.A. zmiany taryfy. Odmowa zatwierdzenia taryfy została uzasadniona m.in. strukturą własnościową PGNiG S.A. Zgodnie z uzasadnieniem odmowy, spółki z udziałem Skarbu Państwa nie powinny kierować się w swym działaniu kryterium zwiększania swojej wartości.

Zdaniem PGNiG S.A. decyzja Prezesa URE była sprzeczna z prawem, w związku z powyższym 4 lipca 2006 roku PGNiG S.A. złożyła odwołanie od decyzji Prezesa URE

odmawiającej zatwierdzenia wnioskowanej przez spółkę zmiany taryfy dla odbiorców hurtowych. Decyzja Prezesa URE nie uwzględniła istotnej zmiany warunków prowadzenia działalności przez Spółkę i zmusiła ją do prowadzenia podstawowej działalności, czyli obrotu gazem ze stratą. PGNiG S.A. uważa, że w uzasadnieniu decyzji Prezesa URE błędnie zastosowano § 30 Rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 15 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz nieprawidłowo zinterpretowano interes społeczny i „słuszny” interes strony, przypisując spółce konieczność wypełniania „misji publicznej”.

Zgodnie z prawem odwołanie zostało złożone przez PGNiG S.A. do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów za pośrednictwem Prezesa URE.

Brak możliwości wprowadzenia zmiany Taryfy od 1 lipca 2006 roku, o którą PGNiG S.A. wnioskowała 14 maja 2006 roku, spowodował dalsze pogorszenie rentowności sprzedaży gazu przez Spółkę.

W dniu 14 lipca 2006 roku Spółka wystąpiła z drugim wnioskiem o zmianę Taryfy dla odbiorców hurtowych. PGNiG S.A. wnioskowała o korektę cen gazu o 10,2% między innymi ze względu na wzrost kosztów zakupu gazu z importu oraz wyższy koszt zakupu walut. W ramach korekty wniosku nastąpiło ograniczenie skali planowanej podwyżki do 4,9%. Ograniczenie to wynikało ze znacznego umocnienia złotówki w stosunku do dolara w ostatnim miesiącu.

Decyzją znak DTA-4212-3(42)/2006/652/IV/RT z dnia 20 września 2006 roku Prezes URE odmówił kolejny raz zatwierdzenia wnioskowanej przez PGNiG S.A. zmiany taryfy. Odmowa zatwierdzenia taryfy została uzasadniona między innymi:

- malejącymi cenami produktów ropopochodnych i w ślad za tym malejącymi cenami importowymi gazu
- możliwością uzyskania dodatniego wyniku finansowego na działalności obrotu wszystkimi gazami mimo nierentownej działalności obrotu gazem wysokometanowym.

Zdaniem PGNiG S.A. decyzja Prezesa URE nie uwzględniała merytorycznych argumentów, w związku z powyższym 4 października 2006 roku PGNiG S.A. złożyła odwołanie od decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów za pośrednictwem Prezesa URE.

Trzeci wniosek o zmianę Taryfy dla paliw gazowych nr 4 został złożony dnia 14 listopada 2006 roku w związku ze:

- zbliżającym się końcem obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych nr 4
- wzrostem cen zakupu gazu w kontraktach importowych i dalszym pogarszaniem się rentowności sprzedaży gazu.

Decyzją znak DTA-4212-3(62)/2006/652/IV/PB z dnia 15 grudnia 2006 roku Prezes URE zatwierdził wnioskowaną przez PGNiG S.A. zmianę taryfy w zakresie cen paliw gazowych oraz przedłużył okres obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych nr 4 do dnia 31 marca 2007 roku. W wyniku zmiany taryfy od dnia 1 stycznia 2007 roku ceny za paliwo gazowe wzrosły o 9,9 %.

- ceny paliw gazowych od 1 stycznia 2007 roku

Rodzaj gazu	Cena obowiązująca w rozliczeniach w I kwartale 2007 roku
	zł/m ³
Gaz wysokometanowy E	0,7788
Gaz zaazotowany Ls	0,4936
Gaz zaazotowany Lw	0,5761

W dniu 20 lutego 2007 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa Urzędu Regulacji i Energetyki z wnioskiem o przedłużenie okresu obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych nr 4 do dnia 30 września 2007 roku. PGNiG S.A. wskazała na zasadność ustalenia nowej taryfy dopiero po zakończeniu procesu integracji działalności obrotu i ukazaniu się aktów wykonawczych do aktualnie obowiązującej ustawy Prawo energetyczne. Decyzją znak DTA-4212-3(64)/2006/2007/652/IV/PB z dnia 14 marca 2007 roku Prezes URE przedłużył okres obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych nr 4 do dnia 30 września 2007 roku.

1.4. Ryzyka taryfowe

Ryzyko kalkulacyjne

Według stosowanych zasad regulacji cen Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A. czynniki zewnętrzne. Dążąc do ochrony słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności, nie uznaje ich części za uzasadnione lub nie uznaje przyjmowanych przez PGNiG S.A. założeń dotyczących głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. Wnioskowane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określanych w taryfie spotykają się także z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

Ryzyko planowania

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat bazuje na planowanych wielkościach, w związku z czym przychody obarczone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowań zapotrzebowań przez odbiorców przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wielkości kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe. Wzrost zapotrzebowania przez odbiorców powyżej prognozowanego poziomu oznacza konieczność zakupu gazu ze wszystkich możliwych do zrealizowania (niejednokrotnie droższych) kontraktów.

Ryzyko rynkowe

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane są w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Rynek ropy i produktów ropopochodnych w ostatnim okresie jest mało przewidywalny z uwagi na ciągłe zmiany cen. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obarczona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł możliwości korekt cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub tempo tych zmian będzie następowało z pewnym opóźnieniem.

Ryzyko regulacyjne

Istotnym elementem ryzyka jest sytuacja prawna w zakresie regulacji obrotu taryfowego. Dotychczas nie zakończono prac w zakresie nowelizacji przepisów wykonawczych do znowelizowanej ustawy Prawo energetyczne, w tym rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Brak jest jednoznacznych zasad dla zmiany metodologii ustalania taryf w zakresie:

- możliwości uwzględnienia zysku z zaangażowanego w daną działalność kapitału oraz marży na sprzedaży uwzględniającej ryzyko prowadzonej działalności
- uwzględnienia w opłatach kosztów związanych z utrzymywaniem i zapewnieniem dostępności zapasów
- zasad rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami w tym między innymi z tytułu świadczonych usług kompleksowych.

Zmiany otoczenia prawnego, które są sukcesywnie wprowadzane w związku z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej, mogą nie uwzględniać specyfiki działalności PGNiG S.A. Należy liczyć się z tym, że w kolejnych latach będą następowały dalsze zmiany mające wpływ na działalność spółek sektora gazowniczego. Zmiany prawa rodzą ryzyka związane z dostosowaniem się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na działalność Grupy Kapitałowej PGNiG oraz jej wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

2. Prawo geologiczne i górnicze

Prawo geologiczne i górnicze z dnia 4 lutego 1994 roku (Dz. U. 05.228.1947) określa zasady i warunki:

- wykonywania prac geologicznych
- wydobywania kopalin ze złóż
- składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych
- ochrony złóż kopalin, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalin.

Przepisy ustawy stosuje się także do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Działalność gospodarcza w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin, wydobywania kopalin ze złóż, bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych wymaga uzyskania koncesji.

Działalność geologiczna i górnicza nadzorowana jest przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Ustawa zawiera przepisy karne niestosowania się do ustawy oraz wielkości graniczne opłat eksploatacyjnych.

Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku PGNiG S.A. była w posiadaniu:

- 66 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego
- 208 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 8 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 4 koncesje na składowanie odpadów.

W trakcie 2006 roku cztery koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, które straciły ważność, nie zostały przedłużone. Spowodowane to było brakiem możliwości prowadzenia dalszych prac, między innymi ze względu na wymogi w zakresie ochrony środowiska naturalnego. 10 koncesji poszukiwawczych zostało przedłużonych. Jedna koncesja eksploatacyjna, która utraciła ważność, nie została przedłużona ze względu na nieopłacalność prowadzenia dalszej eksploatacji. W 2006 roku nie wystąpiły zmiany w koncesjach na podziemne magazynowanie gazu i koncesjach na składowanie odpadów.

W dniu 3 stycznia 2007 roku Ministerstwo Środowiska dokonało cesji 8 koncesji Eurogas Polska Sp. z o.o. na rzecz PGNiG S.A. Koncesje te znajdują się na obszarze Karpat i zajmują łącznie powierzchnię 3.520 km². Ponadto do dnia 31 marca 2007 roku wygasły dwie koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz jedna koncesja na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż. Do dnia 31 marca 2007 roku PGNiG S.A. pozyskała również dwie koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż.

Ryzyko zmian obszarów koncesyjnych

Opracowana przez Ministerstwo Środowiska „Mapa obszarów koncesyjnych przeznaczonych do przetargów na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego” obejmuje około 90% obszarów koncesyjnych PGNiG S.A. W rezultacie istnieje ryzyko utraty obszarów koncesyjnych, a tym samym uszczuplenia prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na rzecz firm trzecich przystępujących do przetargów i posiadających większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe.

Rozdział V: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2006 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł. Składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2006 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusze	Udział w liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu na dzień 31.12.2006 w %	Liczba akcji na dzień 31.12.2006
Skarb Państwa	84,75%	5 000 000 000
Pozostali	15,25%	900 000 000
Razem:	100,00%	5 900 000 000

Na dzień 31 grudnia 2006 roku jedynie Skarb Państwa posiadał liczbę akcji stanowiącą 5% i więcej kapitału zakładowego i jednocześnie dającą prawo do 5% i więcej ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2006 roku jedyną osobą zarządzającą PGNiG S.A., która posiadała akcje Spółki, był Stanisław Niedbalec (857 akcji o łącznej wartości nominalnej 857 zł). Żadna z osób nadzorujących na dzień 31 grudnia 2006 roku nie posiadała akcji PGNiG S.A.

PGNiG S.A. nie są znane umowy, w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Statut PGNiG S.A. nie przewiduje ograniczeń w zakresie wykonywania prawa głosu przypadającego na akcje PGNiG S.A.

Kurs akcji PGNiG S.A.

W 2006 roku kurs akcji PGNiG S.A. wzrósł o 3,7%. Uwzględniając wypłatę dywidendy 0,15 zł na akcję, stopa zwrotu wyniosła 8,1%. Najwyższy kurs, po jakim inwestorzy kupowali akcje Spółki w 2006 roku, wynosił 4,13 zł. W 2006 roku indeksy WIG oraz WIG20 zanotowały wzrost odpowiednio 39,9% oraz 21,9%, natomiast główny indeks odzwierciedlający koniunkturę w sektorze paliwowym, WIG-Paliwa, zanotował spadek o 12,6%. Wzrost cen akcji PGNiG S.A. w analogicznym okresie potwierdza, że PGNiG S.A. jest spółką o stabilnej kondycji finansowej.

Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A. w 2006 roku

	Kurs na 2.01.2006	Kurs max	Kurs min	Kurs na 29.12.2006	Stopa zwrotu	Waga PGNiG S.A. w indeksie na 29.12.2006
WIG	36 047	52 371	36 021	50 412	39,9%	2,0%
WIG20	2 695	3 430	2 537	3 285	21,9%	5,3%
WIG-Paliwa	3 601	4 027	2 887	3 149	-12,6%	16,0%
PGNiG S.A.	3,47	4,08	3,11	3,60	3,7%	-

Źródło: GPW

Rozdział VI : Obrót

PGNiG S.A. prowadzi działalność handlową w zakresie obrotu gazem ziemnym oraz w zakresie sprzedaży wytwarzanych produktów takich jak: gaz ziemny ze źródeł krajowych, ropa naftowa, kondensat, LPG, hel, azot i siarka. Zakup gazu z importu odbywa się głównie z kierunku wschodniego. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci przesyłowej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż oraz pozostałych produktów wytwarzanych przez Spółkę odbywa się na zasadach wolnorynkowych, gdzie cena negocjowana jest indywidualnie z klientem.

1. Struktura sprzedaży i zakupów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez PGNiG S.A. są gaz ziemny i ropa naftowa. Sprzedaż gazu oraz ropy naftowej stanowi około 97% przychodów ze sprzedaży produktów PGNiG S.A. Struktura sprzedaży PGNiG S.A. w 2006 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

Produkt		Jednostka	Ilość	Wartość netto (w mln zł)
1.	Gaz ziemny	mln m ³ *	13 657,5	11 027,3
2.	Ropa naftowa	tys. t	515,0	739,1
3.	Kondensat	tys. t	3,9	6,3
4.	Hel, LPG, azot, siarka	-	-	72,5
Razem:		-	-	11 845,2

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu są Spółki Gazownictwa, które wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGNiG. Pozostałymi odbiorcami, do których sprzedaż odbywa się z sieci przesyłowej, są głównie zakłady azotowe, hutnictwo i energetyka. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w podziale na najważniejszych odbiorców.

Struktura sprzedaży gazu według odbiorców

Sprzedaż gazu		Jednostka *	Ilość	%
1.	Do Spółek Gazownictwa, w tym:	mln m ³	8 118,1	60,0%
	- Dolnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	853,6	6,2%
	- Górnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 353,9	9,9%
	- Karpacka Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 940,7	14,2%
	- Mazowiecka Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 717,5	12,7%
	- Pomorska Spółka Gazownictwa	mln m ³	849,0	6,2%
	- Wielkopolska Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 403,4	10,3%
2.	Do odbiorców końcowych z sieci przesyłowej	mln m ³	4 974,0	36,4%
3.	Do odbiorców bezpośrednio ze złóż	mln m ³	565,4	4,1%
Razem:		mln m ³	13 657,5	100,0%

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

PGNiG S.A. jest importerm gazu ziemnego. W 2006 roku gaz ziemny sprowadzany był z Rosji, krajów Azji Środkowej, Niemiec, Norwegii, Ukrainy oraz Czech. Zakup gazu z importu w wysokości 10 mld m³ stanowi około 73% całkowitej sprzedaży gazu PGNiG S.A. w 2006 roku. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny według kierunków dostaw.

Struktura zaopatrzenia w gaz ziemny według kierunków dostaw

Zakup gazu		Jednostka	Ilość	%
1.	Rosja – OOO „Gazprom eksport”	mln m ³	6 839,7	68,2%
2.	Niemcy	mln m ³	477,5	4,8%
3.	Norwegia	mln m ³	360,1	3,6%
4.	Azja Środkowa – ROSUKRENERGO AG	mln m ³	2 346,9	23,4%
5.	Ukraina	mln m ³	3,9	0,0%
6.	Czechy	mln m ³	0,3	0,0%
Razem:		mln m ³	10 028,4	100,0%

W styczniu 2006 roku miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Dzięki uruchomionym procedurom, pomimo rekordowo wysokiego zużycia gazu wynikającego z długotrwałych niskich temperatur oraz obniżonych dostaw z kierunku wschodniego, wyłączenia gazu ograniczone zostały tylko do kręgu odbiorców przemysłowych przy zachowaniu pełnych dostaw dla odbiorców indywidualnych. Zakłócenia w dostawach gazu ustały po kilku dniach i dostawy zostały ustabilizowane na poziomie określonym w kontraktach handlowych.

2. Podstawowe umowy handlowe

Umowy sprzedaży paliwa gazowego z systemu przesyłowego zawierane z klientami zawierają postanowienia wynikające z ustawy Prawo energetyczne oraz są zgodne z obowiązującymi taryfami na obrót paliwami gazowymi. Natomiast umowy sprzedaży gazu bezpośrednio ze źródeł uwzględniają wymogi Prawa geologicznego i górniczego, a do ich rozliczeń stosowane są ceny ustalone na podstawie rachunku ekonomicznego.

W 2006 roku PGNiG S.A. podpisała siedem umów sprzedaży paliwa gazowego z systemu przesyłowego, z czego:

- dwie umowy na czas nieoznaczony z klientami końcowymi na docelowe łączne roczne ilości paliwa gazowego na poziomie 1,2 mln m³
- jedna umowa na czas oznaczony od 1 marca 2006 roku do 30 września 2006 roku z klientem końcowym
- trzy umowy na czas nieoznaczony z klientami dokonującymi dalszej odsprzedaży paliwa gazowego na podstawie własnych taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE na docelowe łączne roczne ilości paliwa gazowego w wysokości 53,3 mln m³
- jedna umowa na czas określony od 7 września 2006 roku do 30 września 2007 roku z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., który dokonuje zakupu paliwa gazowego na potrzeby systemu przesyłowego.

W czerwcu 2006 roku rozpoczęto dostawy gazu do firmy Arctic Paper Kostrzyn S.A. w ramach kontraktu bezpośredniego (złożowego) zawartego w 2003 roku. Docelowe roczne ilości dostarczanego gazu w ramach tego kontraktu będą wynosić 125 mln m³.

Aktualnie w PGNiG S.A. trwa proces dostosowywania postanowień zawartych w dotychczasowych umowach sprzedaży gazu do wymogów stawianych między innymi przez Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Nowe zapisy znajdują odzwierciedlenie w umowach kompleksowych zastępujących dotychczasowe umowy sprzedaży paliwa gazowego loco brama odbiorcy.

Znaczny wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych wpłynął na wzrost rentowności tego produktu. Wyższa rentowność sprzedaży ropy z kopalń południowo-wschodniej Polski spowodowała znaczne ograniczenie liczby likwidowanych odwiertów o niskiej wydajności. Z uwagi na zaprzestanie przerobu ropy naftowej przez Rafinerię Trzebinia S.A. (w czerwcu 2005 roku) i Rafinerię Czechowice S.A. (w marcu 2006 roku), naszych największych krajowych odbiorców, Spółka wprowadziła zmiany w logistyce sprzedaży tego produktu pozwalające na jego dalszą sprzedaż. Reorganizacja logistyki kolejowej pozwoliła na

nawiązanie stałej współpracy z PKN Orlen S.A. w Płocku i rozpoczęcie regularnych dostaw ropy naftowej. W marcu 2007 roku została podpisana umowa na dostawy ropy naftowej z Rafinerią Trzebinia w ramach współpracy z Grupą PKN Orlen. Współpraca z Rafinerią Nafty Jedlicze z Grupy PKN Orlen w zakresie dostaw ropy naftowej jest kontynuowana. W 2006 roku PGNiG S.A. nie dokonała zmian w zakresie realizacji umów na dostawy ropy, podpisanych z podmiotami zagranicznymi.

W 2006 roku PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji i Niemiec oraz kontraktów średnioterminowych na dostawy gazu odpowiednio z krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec:

- wieloletniego kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z dnia 25 września 1996 roku z OOO Gazexport (od 1 listopada 2006 roku nastąpiła zmiana nazwy na OOO „Gazprom eksport”), obowiązującego do 2022 roku
- umowy na import gazu z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do dnia 1 października 2016 roku
- umowy sprzedaży gazu z dnia 15 września 2004 roku z VNG-Verbundnetz GAS AG/E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do dnia 30 września 2008 roku
- umowy na import gazu norweskiego z dnia 5 maja 1999 roku ze Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon AS oraz Total E&P Norge AS, obowiązującej do dnia 30 września 2006 roku
- umowy na import gazu środkowoazjatyckiego z dnia 10 sierpnia 2005 roku z ROSUKRENERGO AG, obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 roku.

W dniu 6 czerwca 2006 roku została podpisana Umowa Ramowa pomiędzy PGNiG S.A. i Statoil ASA. Umowa ta jest bazą dla zawierania poszczególnych transakcji na dostawę gazu ziemnego. Umowa Ramowa określa ogólne zasady, w oparciu o które będzie realizowana współpraca w zakresie dostaw gazu, natomiast szczegóły dotyczące poszczególnych dostaw typu ilość i cena będą każdorazowo doprecyzowywane w zawieranych w przyszłości Umowach Gazowych. W umowie zawarte zostały postanowienia umożliwiające PGNiG S.A. dostęp do punktów dostaw gazu norweskiego na terenie Europy, w tym do hub-ów TTF i BEB/VEP. Pozwoli to PGNiG S.A. dokonywać zakupu gazu w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz odsprzedać jego ewentualne nadwyżki. Umowa Ramowa zawarta została na czas nieokreślony.

W dniu 7 czerwca 2006 roku został podpisany aneks nr 5 do Umowy Sprzedaży Gazu pomiędzy PGNiG S.A. i DONG Naturgas A/S z dnia 2 lipca 2001 roku, na mocy którego zostały przedłużone do dnia 31 grudnia 2006 roku wszystkie terminy dotyczące warunków zawartych w Art. 12.7 niniejszej Umowy, z możliwością wypowiedzenia Umowy z wyprzedzeniem jednego miesiąca. Dnia 31 grudnia 2006 roku upłynął termin ważności warunków wynikających z postanowień określonych w powyższej Umowie Sprzedaży Gazu. W chwili wygaśnięcia umowy PGNiG S.A. i DONG Naturgas A/S zostały zwolnione ze wszystkich praw i zobowiązań w ramach przedmiotowej umowy.

W dniu 7 czerwca 2006 roku został podpisany aneks nr 5 do Umowy Konsorcjum BalticPipe pomiędzy PGNiG S.A. i DONG Naturgas A/S z dnia 2 lipca 2001 roku, na mocy którego zostały przedłużone do 31 grudnia 2006 roku wszystkie terminy dotyczące warunków zawartych w Art. 17 niniejszej umowy, z możliwością wypowiedzenia umowy z wyprzedzeniem jednego miesiąca. Dnia 31 grudnia 2006 roku upłynął termin ważności

warunków wynikających z postanowień określonych w powyższej umowie Konsorcjum BalticPipe. W chwili wygaśnięcia umowy PGNiG S.A. i DONG Naturgas A/S zostały zwolnione ze wszystkich praw i zobowiązań w ramach przedmiotowej umowy.

W dniu 17 sierpnia 2006 roku została podpisana umowa na import gazu pomiędzy PGNiG S.A. i niemieckim dostawcą gazu VNG-Verbundnetz Gas AG. Dostawy gazu ziemnego do punktu Lasów rozpoczęły się od dnia 1 października 2006 roku. W ciągu pierwszych dwóch lat dostawy wyniosą do 500 mln m³ rocznie, natomiast w okresie od 1 października 2008 roku do 1 października 2016 roku dostawy gazu będą realizowane w ilości 400 mln m³ rocznie. Tym samym od 1 października 2008 roku niniejsza umowa zastąpi dotychczasową umowę sprzedaży gazu z firmami E.ON Ruhrgas AG i VNG.

Z dniem 1 października 2006 roku wygasły umowy zawarte w dniu 5 maja 1999 roku z firmami norweskimi, na podstawie których importowano 500 mln m³ gazu rocznie.

W dniu 17 listopada 2006 roku została podpisana Umowa Sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i ROSUKRENERGO AG. Dostawy rozpoczęły się od 1 stycznia 2007 roku w ilości 2,5 mld m³ (wg GOST) rocznie i będą realizowane do 1 stycznia 2010 roku włącznie z możliwością przedłużenia okresu dostaw o kolejne 3 lata.

W dniu 17 listopada 2006 roku został podpisany Aneks nr 26 do kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, na mocy którego zmieniona została formuła ustalania ceny zakupu gazu.

W dniu 17 stycznia 2007 roku PGNiG S.A. i DONG Energy A/S podpisały protokół, w którym wyraziły wolę kontynuacji współpracy w zakresie biznesu gazowniczego. Przyszła współpraca oparta będzie na dotychczasowych doświadczeniach stron, będzie uwzględniać uwarunkowania europejskich rynków gazowniczych oraz może obejmować projekty infrastrukturalne w obszarze basenu Morza Bałtyckiego dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

W dniu 27 marca 2007 roku zostały podpisane Warunki Ogólne dla Sprzedaży Gazu pomiędzy PGNiG S.A. i TOTAL E&P NORGE AS z siedzibą w Norwegii. Warunki Ogólne mają charakter umowy ramowej i są bazą dla zawierania poszczególnych transakcji na dostawę gazu ziemnego. Określają ogólne zasady, w oparciu o które będzie realizowana współpraca w zakresie dostaw gazu, natomiast szczegóły dotyczące poszczególnych dostaw, np. ilość i cena, będą każdorazowo doprecyzowywane w zawieranych w przyszłości Uzgodnieniach Transakcji. W Warunkach Ogólnych zawarte zostały postanowienia umożliwiające PGNiG S.A. dostęp do punktów dostaw gazu norweskigo na terenie Europy. Pozwoli to PGNiG S.A. dokonywać zakupu gazu w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz odsprzedażać jego ewentualne nadwyżki. Warunki Ogólne zostały zawarte na czas nieokreślony.

3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji

W 2006 roku PGNiG S.A. i Spółki Gazownictwa prowadziły prace nad dostosowaniem struktur organizacyjnych do wymogów dyrektywy Unii Europejskiej (2003/55/EC), która nakłada obowiązek prawnego rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej oraz wydzielenia Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) w terminie do 1 lipca 2007 roku.

Obowiązek ten obejmuje funkcjonujące w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG Spółki Gazownictwa.

W dniu 11 kwietnia 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. Uchwałą Nr 256/2006 przyjął koncepcję wdrożenia modelu rozdzielenia funkcji obrotu od dystrybucji w wariantcie zakładającym:

- integrację w PGNiG S.A. działalności handlowej hurtowej i detalicznej
- pozostawienie działalności dystrybucyjnej w gestii powstałych na bazie Spółek Gazownictwa – Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. zakłada, że spółki prawa handlowego świadczące wyłącznie usługi technicznej dystrybucji gazu wyposażone będą we wszystkie składniki majątkowe, niezbędne do pełnienia funkcji Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Przekształcenie Spółek Gazownictwa w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego przeprowadzone zostanie w oparciu o posiadany przez Spółki majątek sieciowy, który stanowi obecnie ok. 95% majątku Spółek Gazownictwa.

W dniu 12 maja 2006 roku zostało przyjęte przez Zarząd PGNiG S.A., a w dniu 22 czerwca 2006 roku pozytywnie zaopiniowane przez Radę Nadzorczą opracowanie „Projekt rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG”. Projekt został skierowany do szerokiej konsultacji, m.in. do Ministerstwa Skarbu Państwa, Ministerstwa Gospodarki, Urzędu Regulacji Energetyki oraz organizacji związkowych działających w Grupie Kapitałowej PGNiG.

Najważniejszymi etapami realizacji „Projektu rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w grupie Kapitałowej PGNiG” są:

- utworzenie sześciu Oddziałów Obrotu w Spółkach Gazownictwa
- dokonanie podziału Spółek Gazownictwa i przeniesienie sześciu Oddziałów Obrotu ze Spółek Gazownictwa do utworzonych przez PGNiG S.A. sześciu Spółek Obrotu Gazem (tzw. Spółek Tymczasowych) z siedzibami w Warszawie w terminie najpóźniej do 1 lipca 2007 roku
- połączenie sześciu Spółek Obrotu Gazem (tzw. Spółek Tymczasowych) z PGNiG S.A. w przewidywanym terminie III kwartału 2007.

W dniu 3 listopada 2006 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. pozytywnie zaopiniowało „Projekt Restrukturyzacji Grupy Kapitałowej PGNiG dotyczący Integracji Obrotu w PGNiG S.A. i przekształcenia Spółek Gazownictwa w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego” wraz z harmonogramem prac wdrożeniowych, uruchamiając w tym samym proces zmian organizacyjnych w Grupie Kapitałowej PGNiG.

W dniu 27 grudnia 2006 roku zostały podpisane Akty założycielskie sześciu niżej wymienionych Spółek Obrotu Gazem o kapitale zakładowym w wysokości 50.000 zł każda:

- Dolnośląskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie
- Górnośląskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie
- Karpackiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie
- Mazowieckiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie
- Pomorskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie
- Wielkopolskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Wszystkie udziały w kapitale zakładowym tych Spółek zostały objęte w całości przez PGNiG S.A.

Z dniem 31 grudnia 2006 roku ze Spółek Gazownictwa zostały wydzielone Oddziały Obrotu.

W wyniku podziału każdej z sześciu Spółek Gazownictwa w trybie art. 529 § 1 pkt 4 KSH (podział przez wydzielenie) zostanie wyodrębniona zorganizowana część przedsiębiorstwa (handlowa), która zostanie „wniesiona” do każdej z sześciu Spółek Obrotu Gazem. Pozostała część zasobów materialnych i ludzkich Spółek Gazownictwa będzie pełnić funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

W związku z faktem, że PGNiG posiada 100% udziałów kapitału zakładowego w Spółkach Obrotu Gazem, połączenie Spółek Obrotu Gazem ze strukturami PGNiG S.A. nastąpi w trybie uproszczonym (art. 514-516 KSH), bez podwyższania kapitału zakładowego PGNiG S.A. (jako spółki przejmującej).

4. Planowane działania w obszarze obrotu

Sprzedaż gazu ziemnego

Przewidywany wzrost sprzedaży gazu związany jest z inwestycjami rozwojowymi strategicznych odbiorców PGNiG S.A. Działalność rozpoczęli opiekunowie kluczowych klientów, których główną rolą będzie budowanie relacji z klientami między innymi poprzez regularne, bezpośrednie kontakty, usprawnianie procesów obsługi klientów wewnątrz firmy, a także budowanie pozytywnego wizerunku PGNiG S.A.

Zakup gazu ziemnego

W 2007 roku PGNiG S.A. nie przewiduje zmian w strukturze kierunków dostaw ani zmian w zawartych kontraktach na zakup gazu ziemnego. Prowadzone są jednak działania mające na celu zapewnienie większego zróżnicowania kierunków i źródeł dostaw gazu w latach następnych.

Strategia marketingowa

W 2006 roku PGNiG S.A. przeprowadziła szereg badań marketingowych w zakresie satysfakcji i preferencji klientów oraz wizerunku marki i produktów. Wyniki badań wskazują, że zdecydowana większość klientów jest zadowolona z poziomu świadczonych przez PGNiG S.A. usług. Poziom znajomości marki PGNiG w porównaniu do lat poprzednich utrzymuje się na zbliżonym poziomie, natomiast rozpoznawalność logo jest niska i wymaga zwiększenia aktywności Spółki w obszarze promocji i reklamy.

W przyjętej w 2006 roku Strategii marketingowej zostały określone działania mające na celu utrzymanie bazy obecnych klientów oraz stworzenie długofalowej, spójnej dla całej korporacji polityki ukierunkowanej na klienta. Strategia marketingowa wskazuje na konieczność tworzenia ofert dopasowanych do potrzeb poszczególnych segmentów klientów, poprawy standardów obsługi oraz budowanie silnej marki korporacyjnej i rodziny marek produktowych.

5. Ryzyka w obszarze obrotu

Wysokie ceny gazu

Zasadniczym czynnikiem stanowiącym zagrożenie dla rozwoju rynku gazu jest wysoka cena gazu będąca skutkiem wysokich cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Sytuacja ta w połączeniu z minimalnym wzrostem cen energii elektrycznej i ciepła oraz brakiem zachęt ekonomicznych, które byłyby generowane przez zaostrzone normy emisji stanowi istotną barierę dla rozwoju elektroenergetyki gazowej, która miała się w dużej mierze przyczyniać do rozwoju rynku gazu w Polsce.

Ryzyko konkurencji

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku energetycznym. Większość przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót, przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych sprzedaje gaz na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie swojego zakładu oraz w obiektach bezpośrednio przylegających. Jedynie 14 firm spoza GK PGNiG prowadzi działalność polegającą na obrocie i dystrybucji gazu ziemnego do klientów indywidualnych oraz niewielkich klientów instytucjonalnych. Są to podmioty gospodarcze zarówno o kapitale polskim, jak i zagranicznym (głównie niemieckim). Ich działalność koncentruje się przede wszystkim na obszarze północnej i zachodniej Polski. Ekspansja firm konkurencyjnych jest ukierunkowana głównie na obszary jeszcze niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są również takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. Niektóre z niezależnych firm zajmujących się dystrybucją paliwa gazowego posiadają już ugruntowaną pozycję na lokalnym rynku i posiadają w swojej ofercie szereg usług stanowiących wartość dodaną. W ostatnim czasie na rynku polskim coraz częściej obserwuje się aktywność nowych podmiotów, będących lokalnymi dystrybutorami gazu, które oferują nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG.

Według stanu na dzień 20 lutego 2007 roku (z wyłączeniem PGNiG S.A. i Spółek Gazownictwa) Prezes URE udzielił koncesji na prowadzenie działalności w zakresie:

- obrotu paliwami gazowymi (76 koncesji)
- przesyłania i dystrybucji paliw gazowych (48 koncesji)
- dystrybucji paliw gazowych (12 koncesji)
- obrotu paliwami gazowymi z zagranicą (12 koncesji).

Dodatkowo Prezes URE udzielił promes na prowadzenie działalności w poniższych zakresach:

- obrót paliwami gazowymi – 24 promesy
- przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych – 19 promes
- dystrybucja paliw gazowych – 3 promesy.

Wzmocniona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania klientów GK PGNiG może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Dnia 27 marca 2006 roku firma Emfesz NG Polska Sp. z o.o. podpisała warunkową umowę na dostawę gazu z Zakładami Azotowymi w Puławach, zgodnie z którą w 2006 roku spółka miała dostarczyć do Zakładów Azotowych w Puławach 150 mln m³ gazu, co stanowi około 17% dotychczas realizowanych dostaw przez PGNiG S.A. W styczniu 2007 roku Zarząd Zakładów Azotowych „Puławy” S.A. wypowiedział Emfesz NG Polska Sp. z o.o. umowę na dostawę gazu ziemnego, ze skutkiem od dnia 15 stycznia 2007 roku.

Ryzyko zakłóceń w dostawach gazu z importu

W 2006 roku w wyniku konfliktu rosyjsko-ukraińskiego miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Po kilku dniach dostawy zostały ustabilizowane na poziomie określonym w kontraktach handlowych. Z uwagi na politykę głównego dostawcy oraz sytuację polityczną i gospodarczą w krajach tranzytowych, tj. Ukrainie i Białorusi podobne zdarzenia mogą mieć miejsce w przyszłości.

Ryzyko związane z wydzieleniem umów na dostawę gazu i przesył

Do chwili obecnej GK PGNiG jest jedynym odbiorcą usługi przesyłowej, a tym samym jedynym podmiotem na rynku gazowym ponoszącym skutki wyodrębnienia operatora systemu przesyłowego. W związku z nowymi umowami o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego zawartymi w dniu 31 sierpnia 2006 roku pomiędzy PGNiG S.A. a OGP GAZ-SYSTEM S.A. i wprowadzeniem nowej taryfy konieczne jest określenie zasady kontynuacji zawartych umów sprzedaży paliwa gazowego. Kontynuacja umów na dotychczasowych zasadach stanowi bowiem ryzyko dla prawidłowego funkcjonowania PGNiG S.A. Ryzyko to związane jest z ponoszeniem wymiernych kosztów przez PGNiG S.A. wynikających z prowadzenia przez odbiorców działalności na podstawie umów sprzedaży zawartych przed wyodrębnieniem OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego

W wyniku zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, PGNiG S.A. rozpoczęła proces zmian umów z klientami, tak aby dostosować je do aktualnych warunków sprzedażowych. Opisane w IRIESP zasady zamawiania mocy, bilansowania oraz składania nominacji wraz z towarzyszącymi im opłatami za niebilansowanie i nieznominowanie są bardzo rygorystyczne i w konsekwencji mogą doprowadzić do drastycznego zwiększenia kosztów usługi przesyłowej.

Ryzyko związane z rozdzieleniem obrotu i dystrybucji

Istotne zmiany organizacyjne zarówno w PGNiG S.A., jak i w Spółkach Gazownictwa mogą w krótkim okresie wpłynąć na poziom obsługi klientów. Istnieje również prawdopodobieństwo poniesienia dodatkowych kosztów związanych np. z ujednoliceniem systemów informatycznych i organizacyjnych.

Rozdział VII: Skroplony gaz ziemny (LNG)

W ostatnich latach w Europie i na świecie wzrasta znaczenie skroplonego gazu ziemnego (LNG) jako źródła dostaw gazu ziemnego. Import skroplonego gazu ziemnego LNG do Polski jest jednym z wariantów dywersyfikacji dostaw gazu oraz metodą na pokrycie zwiększonego zapotrzebowania na gaz. W tym celu konieczne jest zbudowanie terminalu LNG oraz odpowiedniej infrastruktury technicznej, w tym magazynowej i sieciowej, umożliwiającej import gazu w postaci skroplonej (LNG) drogą morską.

W 2006 roku PGNiG S.A. opracowała wraz z konsorcjum firm doradczych Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu skroplonego gazu ziemnego LNG do Polski. Jednym z istotnych elementów Studium wykonalności było sprawdzenie opłacalności budowy terminalu LNG zlokalizowanego na polskim wybrzeżu (w Gdańsku lub w Świnoujściu), który przyjąłby pierwsze dostawy LNG w 2011 roku. Studium potwierdza wykonalność projektu importu LNG do Polski i budowy terminalu regazyfikacyjnego na polskim wybrzeżu do roku 2011 oraz rekomenduje między innymi:

- wskazanie lokalizacyjne
- rozwiązania technologiczne
- sposób finansowania oraz organizacji przedsięwzięcia.

Początkowa zdolność przeładunkowa terminalu będzie wynosiła 2,5 mld m³ gazu rocznie.

Projekt LNG został podzielony na 3 podstawowe fazy, które wynikają z przyjętego terminu i cyklu inwestycji oraz specyfiki realizowanych zadań:

- lata 2007-2008 – faza wdrożeniowa (przygotowawcza)
- lata 2008-2010/11 – faza inwestycyjna
- rok 2011 – faza eksploatacji (pierwsze dostawy LNG do terminalu).

Na podstawie wyników Studium wykonalności w dniu 15 grudnia 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o lokalizacji terminalu LNG w Świnoujściu, a w dniu 6 lutego 2007 roku o rozpoczęciu prac przygotowawczych i projektowych.

W dniu 20 lutego 2007 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o zawiązaniu spółki celowej, budującej terminal LNG o nazwie Polskie LNG Sp. z o.o., a w dniu 29 marca 2007 roku po wydaniu pozytywnej opinii przez Radę Nadzorczą PGNiG S.A., Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. wyraziło zgodę na utworzenie spółki.

Terminal regazyfikacyjny LNG wymaga połączenia z istniejącą siecią przesyłową. Niezbędne jest zatem w tym zakresie współdziałanie z OGP GAZ-SYSTEM S.A., który pełni funkcje operatora systemu przesyłowego gazowego w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. W styczniu 2007 roku został złożony w OGP GAZ-SYSTEM S.A. wniosek o określenie warunków przyłączenia planowanego terminala do sieci przesyłowej.

Ponadto warunkiem budowy terminalu LNG w Świnoujściu jest wybudowanie niezbędnej infrastruktury portowej, za co odpowiedzialny jest Urząd Morski w Szczecinie oraz Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.

Ryzyko braku dostaw LNG

Podstawowe ryzyko Projektu LNG wiąże się z pozyskaniem LNG na warunkach akceptowalnych przez PGNiG S.A. Brak zabezpieczenia w postaci długoterminowego kontraktu na LNG może doprowadzić do:

- niespełnienia jednego z podstawowych celów Projektu LNG, tj. dywersyfikacji dostaw
- opóźnienia terminu realizacji Projektu LNG, jeśli decyzja inwestycyjna będzie uzależniona od pozyskania LNG
- ponoszenia kosztów utrzymania niepracującego optymalnie terminalu.

Ryzyko niedotrzymania terminu

W związku z napiętym harmonogramem prac oraz równoległą realizacją budowy terminalu LNG z innymi inwestycjami, tj. budową falochronu i portu zewnętrznego oraz przyłączenia terminalu do sieci przesyłowej, istnieje ryzyko niedotrzymania terminu realizacji Projektu LNG. Realizacja Projektu LNG w wyznaczonym terminie uzależniona jest głównie od procedur formalno-prawnych oraz terminowego przyłączenia do nowobudowanej infrastruktury technicznej.

Rozdział VIII: Poszukiwania złóż

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze i rozpoznawcze w kraju i zagranicą. Prace te polegają głównie na poszukiwaniu i udostępnianiu struktur geologicznych zawierających złoża węglowodorów w postaci gazu ziemnego i ropy naftowej. Na poszukiwanie i rozpoznanie złóż składa się wykonanie opracowań danych historycznych, analiz geologicznych oraz badań geofizycznych i wiertniczych. Powyższe prace są wykonywane przez PGNiG S.A. oraz za pośrednictwem spółek sektora poszukiwań należących do Grupy Kapitałowej PGNiG.

1. Prace poszukiwawcze w 2006 roku

W 2006 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze w Polsce w trzech rejonach geologicznych: Karpatach, Przedgórzu Karpat oraz Niżu Polskim. W ramach prac poszukiwawczych wykonano łącznie 67.235 m wierceń. Prace wiertnicze były prowadzone w 31 otworach poszukiwawczych i rozpoznawczych. Na dzień 31 grudnia 2006 roku wiercenie zakończono w 27 otworach (18 poszukiwawczych i 9 rozpoznawczych), a w 4 prace kontynuowano (3 poszukiwawcze i 1 rozpoznawczy).

Opróbowanie otworów pozwoliło zakwalifikować 22 otwory jako pozytywne (co stanowi 71% skuteczności prowadzonych prac). Wyniki złożowe otworów w postaci przemysłowych przyływów gazu ziemnego i ropy naftowej pozwoliły zakwalifikować 9 otworów gazowych na Przedgórzu Karpat, 8 na Niżu Polskim i 1 w Karpatach oraz 4 otwory ropne na Niżu Polskim, jako produktywne i przekazać je do eksploatacji.

W 2006 roku na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze wydatkowano ogółem 486,9 mln zł, co przełożyło się na przyrost zasobów na poziomie:

- ropa naftowa – 413 tys. ton
- gaz ziemny – 4,5 mld m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Na koniec 2006 roku zasoby gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wynosiły 102,5 mld m³, zaś zasoby ropy naftowej oszacowano na 21,4 mln ton. Wielkość zasobów została pozytywnie oceniona przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjęta przez Ministra Środowiska.

W 2006 roku PGNiG S.A. prowadziła prace geofizyczne w Karpatach, na Przedgórzu Karpat i na Niżu Polskim. Spółka wykonała łącznie 1.094,2 km sejsmiki 2D oraz 731,8 km² sejsmiki 3D.

2. Wspólne przedsięwzięcia

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2006 roku w ramach umowy z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, odwiercono do głębokości 5.000 m otwór badawczy Huwniki-1. Umowa podpisana została na przegłębienie otworu wiertniczego Huwniki-1 w celu rozpoznania budowy geologicznej oraz ropo- i gazonośności północno-wschodniej części Karpat Polskich w strefie sigmoidy przemyskiej. „Dokumentacja geologiczna otworu wiertniczego” jest w trakcie opracowywania.

W 2006 roku PGNiG S.A. kontynuowała prowadzenie wspólnych prac z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach:

- „Płotki” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku z późniejszymi zmianami)
- „Płotki”-„PTZ” – we współpracy z firmą CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. (tzw. Powiększony Teren Zaniemyśla, Umowa Operacyjna Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku)
- „Poznań” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku)
- Blok 255 (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku).

Prace w ramach umów o wspólnych operacjach doprowadziły do odkrycia otworami Rusocin-1 i Środa Wielkopolska-5 niewielkich złóż gazu ziemnego o zasobach niekomercyjnych. Wykonano również szereg zdjęć 2D i 3D oraz zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Winna Góra-1, w którym zostanie przeprowadzony test produkcyjny.

W II półroczu 2006 roku zostało zagospodarowane złożo gazu ziemnego Zaniemyśl i rozpoczęto wydobywanie w ramach próbnej eksploatacji, a we wrześniu 2006 roku rozpoczęto produkcję gazu ze złoża Wilga (Blok 255).

Prace poszukiwawcze za granicą

W roku 2006 wykonano interpretację archiwalnych profili sejsmicznych po reprocessingu dla bloku Kirthar w Pakistanie. Drogą przetargu nieograniczonego wyłoniony został wykonawca prac sejsmicznych w celu realizacji opracowanego „Projektu Prac Sejsmicznych 2D w obszarze bloku Kirthar”.

Prace poszukiwawcze na obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów: 70% PGNiG S.A. i 30 % PPL.

3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2007 roku planowane są prace poszukiwawcze w rejonach:

- Lubaczów-Tarnogród
- Przemyśl-Jarosław
- Rzeszów-Łańcut-Kolbuszowa
- Pilzno-Tarnów
- Ostrów Wielkopolski-Pogorzela
- Międzychód-Gorzów Wielkopolski
- Świebodzin- Wolsztyn-Nowy Tomyśl
- Środa Wielkopolska-Jarocin (współpraca z FX Energy Poland Sp. z o.o.)
- Pniew-Stęszew
- Gubin-Krosno Odrzańskie
- Sulęcín-Międzyrzecz
- Wronki-Sieraków

W ograniczonym zakresie przewiduje się prowadzenie prac poszukiwawczych w obszarze lubelskim, Pomorza Gdańskiego i na północy Polski w rejonie Bartoszyce-Górowo Iławeckie. Przewiduje się również możliwość rozpoczęcia prac na obszarze Bieszczad na dotychczasowej koncesji Eurogas Polska Sp. z o.o., których cesja na rzecz PGNiG S.A. została dokonana w styczniu 2007 roku.

W ramach planowanych zadań wykonane będą prace w zakresie:

- wykrycia i udokumentowania pracami sejsmicznymi nowych obiektów perspektywicznych dla poszukiwania węglowodorów
- zbadania gazonośności i roponośności nowych obiektów perspektywicznych
- kontynuowania prac poszukiwawczych na perspektywicznych lub nowo odkrytych obiektach
- przygotowania do eksploatacji już odkrytych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

Prace poszukiwawcze za granicą

W dniu 28 lutego 2007 roku PGNiG S.A. zawarła warunkową umowę z Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc. (ExxonMobil) na zakup 15% udziałów w trzech koncesjach zawierających złoża Skarv i Snadd na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie z zapisami umowy PGNiG S.A. nabędzie 15% udziałów w koncesjach za cenę 360 mln USD.

Według danych zatwierdzonych przez Norwegian Petroleum Directorate (2006 Fact Book) łączna wielkość zasobów wszystkich złóż, w których PGNiG S.A. nabędzie udziały od ExxonMobil szacowana jest na około:

- 35,8 mld m³ gazu ziemnego
- 18,3 mln m³ ropy naftowej i kondensatu (ok. 15 mln ton)
- 5,8 mln ton NGL (Natural Gas Liquids).

Bezpośrednim operatorem na ww. złożach jest British Petroleum, a pozostałymi partnerami są Shell, Statoil i Norsk Hydro.

Rozpoczęcie wydobycia gazu i ropy naftowej przewidywane jest na połowę 2011 roku. Zgodnie z szacunkami nakłady inwestycyjne na rozwój złóż wyniosą około 5 mld USD, z czego nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. wyniosą około 600 mln USD.

Nabycie trzech koncesji poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii stanowi element strategii PGNiG S.A. mającej na celu zwiększenie wielkości należących do Spółki złóż ropy naftowej i gazu poza granicami Polski oraz zapewnienie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu. Inwestycja PGNiG S.A. w powyższe koncesje jest inwestycją długoterminową.

W styczniu 2007 roku PGNiG S.A. podpisała z indyjską firmą naftową GSPC (Gujarat State Petroleum Company) memorandum (Memorandum of Understanding) o możliwości współpracy w zakresie poszukiwania i wydobycia węglowodorów na obszarze Indii, Egiptu, Jemenu i innych krajów Bliskiego i Dalekiego Wschodu.

W 2006 roku PGNiG S.A. ubiegała się o uzyskanie koncesji poszukiwawczych w takich krajach jak Libia, Algieria, Egipt i Dania. W 2007 roku powyższe działania będą kontynuowane.

4. Ryzyka w sektorze poszukiwań

Ryzyko związane z odkrywaniem nowych złóż i spadkiem wydobycia ze złóż eksploatowanych

W sytuacji gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia obecnych złóż, udokumentowane złoża PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Ryzyko konkurencji na rynku poszukiwań

Ryzyko wystąpienia konkurencji na polskim rynku ze strony innych firm, w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż czy realizowanie strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów, w świetle wzrostu światowego zainteresowania nowymi obszarami poszukiwań i ekspansji gospodarczej wydaje się być wysokie. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych. Konkurenci mogą również definiować, wyceniać, oferować i kupować większą liczbę pól, włączając w to operatorstwo i koncesje, aniżeli pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Ryzyko odpływu wysoko wykwalifikowanej kadry

Obecność firm zagranicznych na polskim rynku nasiliła zjawisko przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o bogatym doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów z dziedziny poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej.

Ryzyko związane z oceną zasobów ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji

Dane w zakresie ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają charakter szacunkowy i rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu w stosunku do dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że cykl od rozpoczęcia poszukiwań do udostępnienia złoża do eksploatacji zamyka się w okresie 6-8 lat.

Ryzyko związane ze wzrostem kosztów dostosowania do przepisów dotyczących bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia ludzi

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosiła i spodziewa się kontynuować w przyszłości ponoszenie znacznych nakładów kapitałowych i kosztów w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Ustawa z dnia 18 maja 2005 roku o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 roku) spowodowała zaostrzenie przepisów realizacji przedsięwzięcia mogącego mieć oddziaływanie na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt.

Ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w myśl aktualnych przepisów prawa trwa od jednego do półtora roku. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych do wejścia w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska oraz przestrzegania przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac. W myśl obowiązujących przepisów do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac upływa kolejnych kilka miesięcy. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Ryzyko wzrostu cen prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost cen prac poszukiwawczych.

Rozdział IX: Eksploatacja złóż

PGNiG S.A. prowadzi prace eksploatacyjne na terenie całego kraju. Eksploatacja złóż obejmuje szacowanie zasobów, zagospodarowanie odkrytych złóż oraz ekonomiczne gospodarowanie posiadanymi zasobami. W ramach prac eksploatacyjnych, w celu zachowania pierwotnych wydajności na eksploatowanych złożach, wykonywane są remonty odwiertów oraz prace intensyfikacyjne. Odwierty, w których produkcja spadła poniżej kosztów utrzymania i konserwacji, podlegają likwidacji, a obszary, na których prowadzono eksploatację, zostają poddane rekultywacji.

1. Prace w obszarze eksploatacji złóż w 2006 roku

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 27 kopalniach (17 gazowych, 10 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i ropę naftową w 47 kopalniach (25 gazowych i 22 ropno-gazowych).

Ogółem PGNiG S.A. wydobyla w 2006 roku 4.277,1 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Łączna produkcja ropy naftowej w 2006 roku osiągnęła poziom 517,6 tys. ton.

Wielkość produkcji PGNiG S.A. w 2006 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura produkcji

Produkt		Jednostka	Ilość
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	4 277,1
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	2 377,6
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	1 899,5
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	517,6
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	469,5
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	48,1
3.	Kondensat	tys. ton	12,1
4.	Siarka	tys. ton	20,7
5.	LPG	tys. ton	17,1
6.	Hel	mln m ³	2,4
7.	LNG	mln m ³ **	19,9

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

** w przeliczeniu na wolumen gazu ziemnego wysokometanowego w warunkach normalnych

W styczniu 2006 roku nastąpił bardzo duży wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny spowodowany ekstremalnymi warunkami atmosferycznymi. Dobowe dostawy i zużycie gazu ziemnego wzrosło do rekordowego poziomu 61,5 mln m³. W powyższym okresie krajowe wydobycie wyniosło 17,7 mln m³/dobę, natomiast dostawy z podziemnych magazynów gazu osiągnęły poziom 28,2 mln m³/dobę.

PGNiG S.A. posiada 7, a eksploatuje 6 podziemnych magazynów gazu. PGNiG S.A. Oddział w Sanoku wykorzystuje 4 PMG zlokalizowane w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego (PMG Brzeźnica, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów), PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze prowadzi eksploatację PMG Wierzchowice, a spółka „INVESTGAS” S.A. eksploatuje w imieniu i na rzecz PGNiG S.A. KPMG Mogilno (w kavernach solnych). Umowa z firmą „INVESTGAS” S.A. na prowadzenie eksploatacji KPMG Mogilno została zawarta we wrześniu 2006 roku.

Praca PMG w 2006 roku kształtowała się następująco:

Nazwa podziemnego magazynu gazu		Pojemność czynna (mln m ³)	Ilość gazu pobrana z magazynu (mln m ³)	Ilość gazu oddana do systemu (mln m ³)	Ilość gazu zatłoczona do magazynu (mln m ³)	Ilość gazu pobrana z systemu (mln m ³)
1.	Wierzchowice	575,0	356,0	355,5	578,1	582,7
2.	Brzeźnica	65,0	35,2	35,2	73,1	73,1
3.	Strachocina	150,0	96,2	96,1	162,4	162,4
4.	Swarzów	90,0	47,0	46,9	86,2	86,3
5.	Husów	400,0	309,2	308,9	373,8	373,8
6.	Jaśniny	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7.	Mogilno	371,6	315,2	315,2	359,2	359,3
Razem		1 661,6	1 158,8	1 157,8	1 632,8	1 637,6

Obecnie stosunek pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu w Polsce do rocznego zużycia gazu ziemnego przez klientów PGNiG S.A. wynosi około 13,4 %, co zapewnia pokrycie średniego zużycia gazu przez okres 49 dni.

W drugiej połowie 2006 roku pojemność czynna PMG Wierzchowice została powiększona do 575 mln m³. Decyzja o powiększeniu pojemności czynnej wynika ze zwiększenia zapotrzebowania na gaz oraz z technicznych możliwości zatłoczenia dodatkowych ilości gazu do PMG Wierzchowice.

Zmniejszenie pojemności czynnej KPMG Mogilno do wielkości 371,6 mln m³ spowodowane było zjawiskiem konwergencji oraz czasowym zmniejszeniem pojemności czynnej, w celu przeprowadzenia prób szczelności komór Z-8 i Z-11.

PMG Jaśniny nie jest eksploatowany od maja 2001 roku.

W 2006 roku w PGNiG S.A. przeprowadzono remonty 51 odwiertów oraz likwidację 99 odwiertów. W poniższych tabelach przedstawiono zestawienia wykonanych prac remontowych oraz likwidacji odwiertów wykonanych przez Oddziały w 2006 roku.

Zestawienie remontów odwiertów

Oddział	Koszty remontów (mln zł)	Odwierty niezakończone	Odwierty zakończone	Odwierty ogółem
Zielona Góra	31,4	4	16	20
Sanok	18,4	6	25	31
Razem	49,8	10	41	51

Zestawienie zlikwidowanych odwiertów

Oddział	Koszty likwidacji (mln zł)	Ilość odwiertów (szt.)
Zielona Góra	2,4	5
Sanok	30,4	94
Razem	32,8	99

Głównym celem prac w ramach intensyfikacji wydobycia węglowodorów w 2006 roku było utrzymanie zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności w odwiertach do zatłaczania wód złożowych. W ramach intensyfikacji wydobycia węglowodorów poniesiono następujące nakłady finansowe:

- złoża gazowe 1,2 mln zł (z tego Oddział w Zielonej Górze 0,8 mln zł oraz Oddział w Sanoku 0,4 mln zł),
- złoża ropne 0,8 mln zł (z tego Oddział w Zielonej Górze 0,7 mln zł oraz Oddział w Sanoku 0,1 mln zł).

W 2006 roku w PGNiG S.A. Oddział w Sanoku podłączono do eksploatacji łącznie 20 odwiertów na złożach: Stobierna, Terliczka, Trzebownisko, Księżpól, Biszczka, Żołynia, Gruszków.

W ramach Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych na obszarze „Płotki”-„PTZ” (tzw. Powiększony Teren Zaniemyśla) z dnia 26 października 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a FX Energy Poland Sp. z o.o. i CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. Oddział w Zielonej Górze w październiku 2006 roku podłączył do eksploatacji odwiert Zaniemyśl-3.

W styczniu 2007 roku zostało włączone do eksploatacji złożo gazu ziemnego Jasionka (I etap). Kopalnia gazu znajduje się w miejscowości Jasionka k/Rzeszowa na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku. Włączenie do eksploatacji kopalni jest elementem realizowanego przez PGNiG S.A. programu zwiększenia wydobycia gazu ze złóż krajowych.

2. Perspektywy rozwoju działalności PGNiG S.A.

Perspektywy wydobywania gazu ziemnego

W PGNiG S.A. realizowany jest program wzrostu wydobywania gazu ziemnego. Aktualna prognoza zakłada wydobycie 4,3 mld m³ gazu ziemnego w 2007 roku.

Decyzja OGP GAZ-SYSTEM S.A. o podwyższeniu ciśnień w punktach zdawczo-odbiorczych do systemu przesyłowego przełożyła się na zmianę zdolności wydobywania w Oddziale w Sanoku. W związku z powyższym zaistniała konieczność zainstalowania na niektórych złożach sprężarek, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu wydobywania i oddania gazu do systemu przesyłowego. Dokonano niezbędnych korekt w planie inwestycyjnym, a rozstrzygnięta procedura zakupu i instalacji sprężarek jest w trakcie realizacji. Zakłada się, że zainstalowanie ośmiu sprężarek nastąpi w latach 2007-2010.

Nowe podłączenia

W Oddziale w Sanoku w 2007 roku planuje się zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Jasionka (I etap zrealizowano w styczniu 2007 roku) oraz podłączenie do eksploatacji 5 odwiertów na złożach już eksploatowanych o łącznej zdolności wydobywczej około 580 m³/min, co przy całorocznej eksploatacji daje przyrost wydobywania gazu około 260 mln m³.

W 2008 roku przewiduje się włączenie do eksploatacji złoża Jasionka (II etap), Cierpisz, Łękawica oraz 8 odwiertów na złożach produkcyjnych o łącznej zdolności wydobywczej około 600 m³/min, co daje przyrost zdolności produkcyjnych rzędu 280 mln m³ rocznie.

W Oddziale w Zielonej Górze w latach 2007-2008 przewiduje się włączenie do eksploatacji 5 złóż gazu ziemnego: Kaleje, Kaleje-E, Łęki, Paproć-W, Nowy Tomyśl o łącznej zdolności wydobywczej 635 m³/min, co przy całorocznej eksploatacji daje przyrost wydobywania gazu około 320 mln m³.

Odazotownia Grodzisk

Rozpoczęcie działalności Odazotowni Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m³ gazu wsadowego rocznie planowane jest w 2009 roku. Celem jej budowy będzie możliwość zagospodarowania złóż rejonu Nowy Tomyśl-Grodzisk (Paproć, Paproć-W, Wielichowo, Ruchocice oraz Jabłonna) i gazu ze złóż Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) oraz utworzenie drugiego, obok Oddziału w Odolanowie, regulatora łączącego system wydobywczy gazu zaazotowanego z wysokometanowym systemem przesyłowym. Gaz z tego obiektu będzie mógł być kierowany zarówno do systemu gazu E, jak i Lw, umożliwiając znaczną elastyczność tych systemów.

Podziemne magazyny gazu

Opracowywana w PGNiG S.A. koncepcja rozwoju podziemnych magazynów gazu przewiduje rozbudowę istniejących magazynów gazu poprzez zwiększenie pojemności czynnej magazynów PMG Strachocina i PMG Wierzchowice, a także rozbudowę KPMG Mogilno. W kolejnych latach kontynuowane będą prace nad realizacją projektu kawernowego podziemnego magazynu gazu w Kosakowie. Magazyn ten zapewni pokrycie

nierównomierności odbioru gazu w rejonie Trójmiasta. Projekt ze względu na ograniczenia technologiczne w ługowaniu kawern solnych zostanie ukończony około 2019 roku.

Koncepcja przewiduje również budowę dwóch pierwszych w Polsce magazynów dla gazu zaazotowanego, tj. PMG Daszewo (w rejonie Pasa Nadmorskiego gazu z podgrupy Ls) i PMG Bonikowo (dla „pierścienia gazu z podgrupy Lw”). Praca magazynów pozwoli na optymalizację dostaw gazu ziemnego w podsystemie gazu zaazotowanego oraz na prawidłowy rozwój regionu pod względem możliwości pokrycia przyrostów zapotrzebowania na gaz ziemny w rejonie oddziaływania magazynów.

Nakłady środków finansowych ogółem przeznaczonych na realizację inwestycji związanych z rozbudową pojemności magazynowych w 2007 roku wynoszą około 121,5 mln zł.

Prognoza możliwości wydobycia ropy naftowej.

Aktualna prognoza przewiduje wydobycie w 2007 roku 520 tys. ton ropy naftowej, przy uwzględnieniu wydobycia ropy z testów produkcyjnych na LMG.

W celu utrzymania poziomu produkcji i zapobieżenia naturalnemu spadkowi wydobycia (w wyniku obniżania się ciśnienia złożowego) ze złóż już eksploatowanych realizowane są prace intensyfikujące wydobycie na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo (odwiercenie 5 odwiertów eksploatacyjnych w latach 2006-2007). Prace te powinny pozwolić na utrzymanie w najbliższych latach wydobycia ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie i zagwarantować przyrost wydobycia z włączanych do eksploatacji nowych zasobów.

Z powodu przesunięcia terminu zagospodarowania złóż LMG z 2007 roku na 2009 rok zakładany w poprzedniej prognozie poziom wydobycia w 2008 roku w wysokości 1,1 mln ton zostanie osiągnięty w roku 2010. Aktualna prognoza wydobycia na rok 2008 wynosi 520 tys. ton.

3. Ryzyka i zagrożenia

Ryzyko konkurencji na rynku wydobycia węglowodorów.

Obecnie konkurencja spółek wydobywających węglowodory na rynku krajowym jest ograniczona. W przyszłości po uzyskaniu stosownych koncesji na rynku polskim mogą pojawić się firmy, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG S.A. Groźną konkurencję stanowić mogą duże firmy z ugruntowaną pozycją na rynkach międzynarodowych posiadające wielokrotnie większe zasoby finansowe od PGNiG S.A.

Ryzyka związane z nieprzewidywalnymi zdarzeniami.

Eksploatowane przez PGNiG S.A. złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera siarkowodór. Powyższe czynniki stanowią podwyższone ryzyko wystąpienia wybuchu, erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Ryzyko związane z prognozą produkcji i dokładnością dokumentowania zasobów.

Wiele z czynników i założeń przyjętych do określania wielkości zasobów i prognoz produkcji może być obarczona błędami wynikającymi z niedoskonałości metod i sprzętu pomiarowego używanych w trakcie badań geofizycznych, wierceń i testów produkcyjnych. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy programów wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów finansowych, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG S.A.

4. Ochrona środowiska

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

Od 2005 roku PGNiG S.A. jest uczestnikiem systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE). W pierwszym okresie rozliczeniowym obejmującym lata 2005-2007 Spółka otrzymała przydział uprawnień dla instalacji spalania w Oddziale w Odolanowie w wysokości 13.400 MgCO₂/rok i Oddziale w Zielonej Górze, KRNiGZ Dębno w wysokości 35.900 MgCO₂/rok.

W 2006 roku w ramach realizacji zadań wynikających z wprowadzenia systemu zarządzania uprawnieniami do emisji CO₂ dla pierwszego okresu rozliczeniowego 2005-2007 PGNiG S.A. przeprowadziła następujące prace:

- opracowała instrukcje monitorowania i raportowania emisji gazów cieplarnianych
- wnioskuje i uzyskuje zmiany decyzji zezwalających na udział we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, ze względu na przyjęcie nowej metodyki obliczeń emisji dwutlenku węgla oraz przyjęcie wyższych poziomów dokładności
- zweryfikowała roczny raport emisji CO₂ za 2006 rok
- dokonała zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzyła wykorzystane przydziały emisji (z 2005 roku pozostało jeszcze 8.299 wolnych jednostek emisji CO₂).

Pod koniec 2006 roku Krajowy Administrator SHUE przedstawił informacje w zakresie prac nad rozszerzeniem definicji instalacji spalania, która włączyłaby na przyszły okres rozliczeniowy w ramach instalacji PGNiG S.A. nowe źródła: silniki (motosprężarki), turbiny gazowe (turbosprężarki) i pochodnie. W ramach tych prac PGNiG S.A. podjęła działania zmierzające do rozpoznania, które instalacje i źródła będą dodatkowo uczestniczyć w programie SHUE. Jednocześnie PGNiG S.A. zobowiązała swoje oddziały do wyznaczenia wielkości emisji CO₂, na potrzeby opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (KPRU), na następny okres rozliczeniowy 2008-2012. Uzyskane od Oddziałów dane do KPRU na lata 2008-2012 Spółka przekazała do Krajowego Administratora SHUE.

Inwentaryzacja emisji metanu

W 2006 roku PGNiG S.A. dokonała wstępnej inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych wymienionych w ustawie z dnia 22 grudnia 2004 roku o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji Dz.U.04.281.2784. Obok dwutlenku

węgla (CO₂) oddziały emitują również metan. Przeprowadzony przegląd pozwolił na identyfikację źródeł emisji metanu. Ze względu na brak jednoznacznych wskaźników emisji metanu zarówno dla procesów technologicznych w emisji zorganizowanej, jak i niezorganizowanej, dokładne określenie wielkości emisji w chwili obecnej nie jest możliwe. Pojawiła się konieczność wyznaczenia wskaźników emisji metanu dla konkretnych procesów w zakresie działalności PGNiG S.A. Prace w zakresie wskaźników emisji metanu będzie prowadzić INiG w Krakowie.

Pozwolenia zintegrowane

W grudniu 2006 roku PGNiG S.A. uzyskała „pozwolenie zintegrowane na eksploatację instalacji rafinacji gazu ziemnego zaazotowanego” dla Oddziału w Odolanowie. Pozwolenie to obejmuje całość oddziaływań na środowisko naturalne spowodowane przez daną instalację oraz zobowiązuje Spółkę do stosowania najlepszych dostępnych technik i prowadzenia monitoringu stanu środowiska zgodnie z przyjętymi wytycznymi.

Badania stanu środowiska oraz prowadzone prace rekultywacyjne

W 2006 roku zostały przeprowadzone badania identyfikujące stan zanieczyszczenia środowiska gruntowo-wodnego na większości nieruchomości administrowanych przez Centralę Spółki, na których funkcjonowały w przeszłości gazownie klasyczne. Spośród przebadanych 31 nieruchomości tylko na dwóch nieruchomościach nie stwierdzono przekroczeń dopuszczalnych standardów jakości gleb i ziemi oraz stanu wód podziemnych. Na pozostałych nieruchomościach stwierdzono zróżnicowane pod względem obszarowym i głębokości występowanie zanieczyszczeń związanych z produkcją gazu ziemnego, która miała miejsce w przeszłości na tych terenach. W oparciu o wyniki z przeprowadzonych prac wytypowano miejsca najbardziej zanieczyszczone, wymagające w pierwszej kolejności podjęcia działań rekultywacyjnych. Wskazano również nieruchomości, na których należy uszczegółowić badania i zmienić zaproponowane metody rekultywacji oraz obszary wymagające tylko prowadzenia monitoringu stanu środowiska.

Pod koniec 2006 roku PGNiG S.A. przeprowadziła konsultacje społeczne mające na celu opracowanie Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Ze względu na możliwość uzyskania dofinansowania ze środków unijnych projektów rekultywacji terenów przemysłowych, na których prowadzona była działalność gazownictwa klasycznego oraz wydobywania węglowodorów, Spółka podjęła działania w zakresie opracowania projektów i wniosków o dofinansowanie.

W 2006 roku w ramach zadań ochrony środowiska PGNiG S.A. skoncentrowała się na realizacji następujących działań:

- rozpoczęła prace rekultywacyjne na nieruchomości po byłej gazowni klasycznej w Sławnie – prace rekultywacyjne będą prowadzone metodą bioremediacji ex situ, a zakończenie prac planowane jest w 2009 roku
- zakończyła prace polegające na utylizacji odpadów pochodzących z odsiarczania gazu koksowniczego na przetłoczni gazu w Radlinie
- zabezpieczyła rowy opaskowe i system drenażu składowiska odpadów niebezpiecznych w Zabrze Biskupicach, na którym prowadzony jest okresowy monitoring stanu środowiska
- kontynuowała prace rekultywacyjne zanieczyszczonej gleby i ziemi substancjami ropopochodnymi na terenie Ekspedytu Ropy Jaroszewo oraz KGZ Grodzisk-Ujazd-

Bukowiec (Ośrodek Grupowy Grodzisk oraz teren zlikwidowanego ośrodka Granowo) podległych Oddziałowi PGNiG S.A. w Zielonej Górze

- kontynuowała pracę nad likwidacją dołów urobkowych i kopanek na obszarze działalności Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku.

Systemy Zarządzania Środowiskowego

Wszystkie Oddziały PGNiG S.A. posiadają wdrożone i certyfikowane Systemy Zarządzania Środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001. W marcu 2006 roku przeprowadzono w Oddziale PGNiG S.A. w Zielonej Górze zewnętrzny audyt kontrolny Zintegrowanych Systemów Zarządzania, w tym także pod kątem spełnienia wymagań znowelizowanej normy środowiskowej PN-EN ISO 14001:2004. Taki sam audyt został przeprowadzony w drugiej połowie 2006 roku w Oddziale PGNiG S.A. w Sanoku.

Rozdział X: Inwestycje

PGNiG S.A. realizuje szereg prac inwestycyjnych we wszystkich obszarach prowadzonej działalności. Do najważniejszych należą inwestycje w obszarze górnictwa naftowego służące zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania łańcucha produkcji gazu ziemnego i ropy naftowej, rozbudowa podziemnych magazynów gazu oraz inwestycje dokonywane w celu zagwarantowania dostaw gazu w okresach zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny. W ramach możliwości finansowych PGNiG S.A. oraz procedur określonych w umowie z OGP GAZ-SYSTEM S.A. realizowane są inwestycje na potrzeby systemu przesyłowego.

1. Inwestycje PGNiG S.A. w 2006 roku

W 2006 roku nakłady inwestycyjne poniesione przez PGNiG S.A. wynosiły 408,8 mln zł. Strukturę nakładów inwestycyjnych przedstawia poniższa tabela.

Projekt	Wartość (mln zł)
Inwestycje w obszarze górnictwa naftowego, w tym:	227,6
Zagospodarowanie złóż Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko	32,6
Zagospodarowanie złóż Żołynia, Biszczka, Księżpol	24,3
Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG)	3,5
Projekt Grodzisk	32,1
Projekt Kaleje	12,8
Pozostałe inwestycje w obszarze górnictwa naftowego	99,0
Podziemne magazyny gazu	48,6
Inwestycje w obszarze obrotu	9,1
Inwestycje w obszarze przesyłu	107,7
Pozostałe inwestycje	15,8
Nakłady inwestycyjne łącznie:	408,8

Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne realizowane w 2006 roku zostały scharakteryzowane poniżej.

Zagospodarowanie złóż Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko

Celem zagospodarowania złóż gazu ziemnego Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko jest oddanie gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. Projekt zostanie zakończony w 2008 roku i obejmuje zadania inwestycyjne o łącznej wartości 69,8 mln zł.

W 2006 roku zakończono zagospodarowanie oraz oddano do eksploatacji złoża Sobierna-Terliczka oraz Trzebowisko-3. Łączne wydobycie gazu z tych złóż wyniosło około 53,3 mln nm³. Nakłady poniesione łącznie na tym projekcie w 2006 roku wyniosły 32,6 mln zł.

Zagospodarowanie złóż Żołynia, Biszczka, Księżpol

Celem zagospodarowania złóż Żołynia, Biszczka, Księżpol jest oddanie gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. Łączna wartość projektu inwestycyjnego obejmuje nakłady w wysokości 76,3 mln zł. Zakończenie projektu jest przewidywane w 2008 roku.

Zagospodarowanie złoża Biszczka-Księżpol zostało zakończone i złożo zostało oddane do eksploatacji w 2006 roku. Nakłady poniesione na tym projekcie w 2006 roku wyniosły 24,3 mln zł. Wydobycie gazu ze złoża wyniosło 17,3 mln nm³.

Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

Celem projektu jest zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki i gazu płynnego (LPG) z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Łączna wartość projektu wynosi około 681,5 mln zł. Nakłady finansowe poniesione w roku 2006 na tym projekcie wynoszą 3,5 mln zł.

Wyrokiem Sądu Okręgowego w Warszawie został unieważniony przetarg, co spowodowało opóźnienie całości projektu i przesunięcie zakończenia projektu (o około 1 rok) na koniec 2009 roku. W październiku 2006 roku rozpoczęto procedurę przetargową na wybór Generalnego Realizatora Inwestycyjnego. Planuje się, że zakończenie przetargu nastąpi do końca sierpnia 2007 roku.

Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) na jednorodny skład – do parametrów gazu wysokometanowego. Budowa odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim ma na celu zwiększenie wydobycia gazu zaazotowanego z istniejących kopalń i ze złóż planowanych do zagospodarowania oraz umożliwienie równomiernej eksploatacji złóż gazu ziemnego zaazotowanego w okresach lato – zima.

Projekt obejmuje zagospodarowanie gazu ziemnego wydobywanego ze złóż Wielichowo, Ruchocice, Jabłonna, Paproć-W oraz modernizację KGZ Paproć, wybudowanie gazociągu Przyłęk-KGZ Paproć i budowę odazotowni Grodzisk. Szacowana wartość projektu wynosi około 330 mln zł. Nakłady finansowe poniesione w roku 2006 na tym projekcie wynoszą

32,1 mln zł. Wydajność Odazotowni łącznie wynosić będzie około 35 tys.m³/h. Uzyskany z odazotowni gaz wysokometanowy będzie oddawany do krajowego systemu gazowniczego.

Odwołanie jednego z oferentów w postępowaniu przetargowym przy wyborze wykonawcy dla budowy Odazotowni Grodzisk oraz oczekiwanie na wyrok sądu, opóźniło podpisanie umowy i rozpoczęcie prac budowlanych. Efektem tego jest przesunięcie zakończenia projektu (o około 1 rok) na koniec 2009 roku.

Projekt Kaleje

Celem projektu jest zagospodarowanie gazu ziemnego zaazotowanego ze złoża Kaleje i po uzdatnieniu gazu do parametrów handlowych sprzedaż gazu do krajowego systemu gazowniczego. W ramach projektu realizowane będą zagospodarowanie złoża Kaleje (Kaleje i Kaleje-E) oraz budowa gazociągu Kaleje-Mchy. Rezultatem inwestycji będzie uzyskanie przemysłowej produkcji gazu ziemnego o podgrupie Lw o sumarycznej wydajności około 7,2 tys.nm³/h. Łączna wartość projektu wynosi 30,7 mln zł. W 2006 roku poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 12,8 mln zł. Zakończenie zadania planowane jest w 2007 roku.

Pozostałe inwestycje w obszarze górnictwa naftowego

Pozostałe inwestycje obejmują zadania inwestycyjne związane z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji gazu (kompensujące naturalny spadek wydajności złóż) oraz funkcjonowaniem obszaru wydobywania. W roku 2006 zostały zrealizowane pozostałe inwestycje w obszarze górnictwa naftowego o łącznej wartości 99 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2006 roku należały:

- prace na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo – inwestycja ma na celu utrzymanie wydobywania ropy naftowej ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie i uzyskanie przyrostu wydobywania ropy z włączanych do eksploatacji nowych zasobów; całkowite nakłady na realizację zadania inwestycyjnego wynoszą 108 mln zł, z czego w 2006 roku wydatkowano 31 mln zł
- zagospodarowanie złoża Wilga – zagospodarowanie złoża gazowo-kondensatowego Wilga odwiert 255-5 jest realizowane we współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o.; nakłady poniesione przez PGNiG S.A. w roku 2006 roku wyniosły 3,7 mln zł
- modernizacja i rozbudowa Kopalni Gazu Ziemnego (KGZ) – modernizacja i rozbudowa KGZ ma na celu utrzymanie lub zwiększenie wydajności gazu ziemnego w obrębie istniejących kopalni gazu ziemnego; w 2006 roku dokonano m.in. modernizacji urządzeń instalacji technologicznych, modernizacji budynków zaplecza techniczno-administracyjnego obiektów produkcyjnych, montażu i modernizacji sprężarek złożowych oraz podłączenia nowych obiektów; łącznie poniesione nakłady na modernizację i rozbudowę KGZ wyniosły 27,6 mln zł
- modernizacja odazotowni w Odolanowie – zadanie inwestycyjne polega na modernizacji instalacji produkcyjnych odazotowni w Odolanowie; nakłady inwestycyjne poniesione w 2006 roku wynoszą 11 mln zł

- zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury, na które w 2006 roku poniesiono nakłady w wysokości 25 mln zł.

Podziemne magazyny gazu

Nakłady środków finansowych poniesione ogółem na podziemne magazyny gazu w 2006 roku wyniosły 48,6 mln zł, z czego 40 mln zł przeznaczono na zakup gazu dla zwiększenia pojemności buforowej (poduszka gazowa) na PMG Wierzchowice. Pozostałe środki zostały wydatkowane w związku z uruchomieniem cykli inwestycyjnych związanych z rozbudową podziemnych magazynów gazu.

Inwestycje w obszarze obrotu

W 2006 roku inwestycje w obszarze obrotu w wysokości 9,1 mln zł obejmowały gazyfikację nowych terenów oraz budowę gazociągów do końcowych klientów.

Inwestycje w obszarze przesyłu

Na podstawie planu inwestycyjnego OGP GAZ-SYSTEM S.A. i możliwości finansowych PGNiG S.A. oraz procedur określonych w umowie w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego, PGNiG S.A. realizuje inwestycje w majątku przesyłowym, który następnie jest włączany do wykazu środków trwałych objętych umową leasingu.

W 2006 roku w obszarze przesyłu poniesiono nakłady w wysokości 107,7 mln zł na następujące kierunki inwestowania:

- układy przesyłowe obejmujące gazociągi przesyłowe, tłocznie i węzły systemowe
- pomiary i rozliczenia obejmujące stacje gazowe, pomiary strumienia gazu oraz jakości gazu ziemnego
- przyłączenia do sieci
- nakłady obejmujące system SCADA, obiekty zaplecza technicznego i inne.

Pozostałe inwestycje

W 2006 roku poniesiono nakłady w wysokości 15,8 mln zł głównie na inwestycje teleinformatyczne oraz zakup środków transportu.

2. Ryzyka i zagrożenia

Ryzyko opóźnień prac inwestycyjnych

Sprawy formalno-prawne niezależne od PGNiG S.A. a związane między innymi z:

- brakiem uchwalonych Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych lub innych formalno-prawnych
- zmianami aktualnej koncepcji programowo-przestrzennej
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren

są czynnikami istotnie opóźniającymi działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto obowiązek stosowania przez PGNiG S.A. ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji powoduje opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego.

Ryzyko szacowania nakładów na prace inwestycyjne

Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne. Szereg czynników np. wahania cen surowców i materiałów (szczególnie stali), konieczność spełnienia wymogów w zakresie bezpieczeństwa osób i mienia oraz ochrony środowiska (Natura 2000), kondycja firm wykonawczych, nieprzewidziane zdarzenia i konkurencja na rynku powodują, że szacowane nakłady finansowe na inwestycje mogą istotnie odbiegać od pierwotnych założeń w planie inwestycyjnym. Ponadto, znaczący wzrost cen powoduje konieczność zmian umów z wykonawcami, co jest kolejną – istotną – przyczyną opóźnień.

Rozdział XI: Pozostałe wydarzenia

Podział zysku za rok 2005

W dniu 27 czerwca 2006 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2005 rok w wysokości 1.132,2 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 885 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,15 zł), z czego:
 - kwotę 750 mln zł przekazano Skarbowi Państwa; w formie dywidendy niepieniężnej w kwocie 681,5 mln zł w postaci sześciu podsystemów wraz z ich częściami składowymi i przynależnościami potrzebnymi do korzystania z tych podsystemów oraz dywidendy pieniężnej o wartości 68,5 mln zł
 - kwotę 135 mln zł w formie dywidendy pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy
- kwotę 7,3 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 27,6 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników
- kwotę 8 mln zł przeznaczono na fundusz restrukturyzacji zatrudnienia
- kwotę 204,3 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. postanowiło ustalić dzień dywidendy na dzień 27 lipca 2006 roku oraz ustaliło termin wypłaty dywidendy na dzień 2 października 2006 roku.

Redukcja zadłużenia Spółki

W dniu 12 lipca 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o tymczasowym wykorzystaniu posiadanych przez Spółkę środków pieniężnych, w tym środków uzyskanych z podwyższenia kapitału zakładowego we wrześniu 2005 roku na redukcję zadłużenia Spółki o 600 mln EUR. Spłata zadłużenia nastąpi po zapewnieniu przez Spółkę dostępności środków przynajmniej w tej samej wysokości w formie odnawialnej linii kredytowej.

Współpraca z PKN Orlen

Dnia 14 lipca 2006 roku PGNiG S.A. i PKN Orlen podpisały list intencyjny o współpracy. Obie firmy zamierzają rozpocząć prace w ramach wspólnych przedsięwzięć w zakresie poszukiwania oraz wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego w kraju i na świecie. Firmy deklarują też intencję prowadzenia dyskusji w zakresie działań mających na celu zwiększenie sprzedaży sprężonego gazu ziemnego (CNG) do zasilania pojazdów. Spółki zbadają również możliwości współpracy w związku z projektem importu skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Polski.

Niepubliczna emisja obligacji dla podmiotów GK PGNiG

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. w dniu 28 lipca 2006 roku podjęło decyzję o niepublicznych emisjach obligacji dla podmiotów GK PGNiG w ramach programu emisji obligacji. Emisja wewnętrzna pozwoli na bardziej efektywne wykorzystanie środków w

ramach GK PGNiG. Spółki posiadające nadpłynność będą mogły inwestować swoje nadwyżki w obligacje emitowane przez PGNiG S.A., natomiast spółki potrzebujące środków pieniężnych będą mogły zaciągać pożyczki od PGNiG S.A. Maksymalna wartość nominalna wyemitowanych i niewykupionych obligacji nie przekroczy 500 mln złotych. Program będzie ustanowiony na 3 lata. Jednostkowa wartość nominalna nie będzie niższa niż 10 tys. zł. Obligacje będą emitowane na warunkach rynkowych – program dopuszcza emisje o oprocentowaniu stałym, zmiennym oraz emisje po cenie z dyskontem. Do dnia sporządzenia Sprawozdania Zarządu z działalności Spółki PGNiG S.A. nie zapadła decyzja o emisji obligacji.

Umowy przesyłowe z OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Dnia 31 sierpnia 2006 roku PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. dwie umowy przesyłowe. Przedmiotem umów jest świadczenie usług przesyłu gazu wysokometanowego oraz zaazotowanego wraz z określeniem warunków dostarczania paliwa gazowego do systemu przesyłowego i odbierania go z systemu przesyłowego. Umowy obowiązują od 1 września 2006 roku do 30 września 2007 roku. Szacunkowa wartość Umów wynosi ok. 2,2 mld zł brutto.

Umowa z Energetyka Sp. z o.o.

Aktualnie prowadzone są rozmowy pomiędzy Energetyka Sp. z o.o. i PGNiG S.A. przy udziale KGHM Polska Miedź S.A., dotyczące weryfikacji kontraktów na dostawę gazu zawartych w dniu 1 grudnia 2003 roku, w zakresie warunków i wielkości dostaw.

Nabycie prawa użytkowania wieczystego gruntu zabudowanego przy ul. Kasprzaka 25

Dnia 7 grudnia 2006 roku nastąpiło uprawomocnienie decyzji Prezydenta m.st. Warszawy stwierdzającej nabycie z mocy prawa z dniem 5 grudnia 1990 r. przez Przedsiębiorstwo Państwowe Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie, którego następcą prawnym jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., prawa użytkowania wieczystego na okres 99 lat gruntu zabudowanego, stanowiącego własność miasta stołecznego Warszawy, położonego w Warszawie, przy ul. Kasprzaka 25, uregulowanego w księdze wieczystej KW Nr WA4M/00227834/7 wraz z prawem własności budynków, budowli i innych urządzeń znajdujących się na wymienionym gruncie. Wartość rynkowa nieruchomości została określona przez rzeczoznawcę majątkowego na łączną kwotę 262,5 mln zł. Nabycie budynków i budowli nastąpiło nieodpłatnie, natomiast z tytułu użytkowania wieczystego gruntu Spółka będzie uiszczać opłatę roczną w wysokości 1,5% wartości gruntu. Powyższa decyzja jest ostateczna.

Wniosek o uchylenie uchwały nr 2 NWZ

W dniu 17 stycznia 2007 roku PGNiG S.A. otrzymała z Sądu Okręgowego w Warszawie, XX Wydział Gospodarczy odpis, złożonego przez akcjonariuszy PGNiG S.A. Pana Bolesława Potyrałę, Józefa Ryla i Juliusza Wrońskiego, pozwu o uchylenie uchwały nr 2 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A. z dnia 26 października 2006 roku w sprawie zmiany Statutu Spółki PGNiG.

Sprawa przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o.

1. W sprawie z powództwa PGNiG S.A. wszczętej przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 7 marca 2006 roku oddalił powództwo PGNiG S.A. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł. W związku z tym PGNiG S.A. wniosła apelację. W dniu 10 stycznia 2007 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie odrzucił apelację Spółki z powodu opłacenia jej w nieprawidłowej wysokości. W dniu 1 marca 2007 roku PGNiG S.A. wniosła zażalenie do Sądu Najwyższego na postanowienie Sądu Apelacyjnego o odrzuceniu apelacji. Powództwo zabezpieczone jest poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.
2. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zawieszone do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia spraw opisanych w punkcie 1 i w punkcie 3. Powództwo jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.
3. W sprawie z powództwa PGNiG S.A. wszczętej przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o ustalenie nieistnienia uchwały o umorzeniu udziałów w dniu 7 grudnia 2006 roku Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił powództwo PGNiG S.A. Spółka wniosła apelację od wyroku.
4. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.522.000 zł wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie jest w toku. Postępowanie jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.

Sprawa z Gminą Wysokie Mazowieckie

W sprawie z wniosku gminy Wysokie Mazowieckie wszczętej przeciw PGNiG S.A. w dniu 7 stycznia 2004 roku przed Prezesem UOKiK, decyzją z dnia 29 września 2004 roku została nałożona kara pieniężna w kwocie 41.362.000 zł. Kara pieniężna została nałożona z tytułu zarzutu nadużywania pozycji dominującej na lokalnym rynku sprzedaży gazu ziemnego w Wysokiem Mazowieckiem poprzez zwleknięcie z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni do istniejącej stacji pomiarowej wbrew obowiązкови wydania tych warunków. PGNiG S.A. wniosła odwołanie, żądając stwierdzenia, że działanie Spółki nie było nadużyciem pozycji dominującej i uchylenia wymierzonej kary. Sąd Okręgowy oddalił wniesione odwołanie, w związku z czym PGNiG S.A. wniosła apelację.

W dniu 6 lutego 2007 roku Sąd Apelacyjny wydał wyrok, w którym wymierzoną karę obniżył do kwoty 2.068.100 zł i dokonał wzajemnego zniesienia między stronami kosztów postępowania apelacyjnego. Wyrok ten jest prawomocny.

Sprawa z Bartimpex S.A.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku w sprawie z wniosku PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK wydał decyzję uznającą działanie PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję w postaci nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej. Prezes UOKiK stwierdził jednocześnie zaniechanie stosowania tych praktyk przez PGNiG S.A. z dniem 2 czerwca 2003 roku. Decyzją z dnia 9 sierpnia 2005 roku Prezes UOKiK nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 2.000.000 zł oraz obowiązek zwrotu kosztów postępowania na rzecz PHZ Bartimpex S.A.

PGNiG S.A. pismem z 31 sierpnia 2005 roku odwołała się od tej decyzji. W wyniku powyższego odwołania w dniu 31 stycznia 2007 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok, w którym obniżył karę nałożoną na PGNiG S.A. do kwoty 500.000 zł. Wyrok ten nie jest prawomocny.

Sprawa z EMFESZ NG Sp. z o.o.

W dniu 9 marca 2006 roku przed Prezesem URE zostało wszczęte postępowanie z wniosku EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych.

W dniu 18 grudnia 2006 roku rozpoczęło się postępowanie z wniosku EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. przed Prezesem UOKiK w sprawie wstępnego ustalenia, czy doszło do odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego oraz odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług magazynowych i zarzucanego w związku z tym naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Przyjęcie przez Radę Ministrów „Polityki dla przemysłu gazu ziemnego.”

W dniu 20 marca 2006 roku została zaakceptowana przez Radę Ministrów „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego” przygotowana przez Ministerstwo Gospodarki. Zgodnie z „Polityką” PGNiG S.A. jest spółką strategiczną ze względu na politykę bezpieczeństwa energetycznego RP, wobec której przyjmuje się następującą koncepcję działań:

1. PGNiG S.A. zakończy proces rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej. W wyniku rozdzielenia Spółki Gazownictwa z GK PGNiG zostaną przekształcone w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego wyposażonych w majątek właściwy dla działalności dystrybucyjnej.
2. Najpóźniej do dnia 1 lipca 2007 roku nastąpi wyłączenie aktywów właściwych dla systemu dystrybucyjnego z umowy leasingowej pomiędzy PGNiG S.A. i OGP GAZ-SYSTEM S.A. i wniesienie ich do Spółek Gazownictwa.
3. Dopuszcza się możliwość powołania przez ministra właściwego do spraw gospodarki specjalnego zespołu mającego na celu nadzorowanie procesu wyłączania z umowy leasingowej wymienionych w pkt. 2. aktywów i opiniowanie przyjętych rozwiązań z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci przesyłowej.

4. Dywidenda z zysku PGNiG S.A. za lata 2006 i 2007, przypadająca Skarbowi Państwa, zostanie przekazana w formie rzeczowej.
5. PGNiG S.A. w najkrótszym możliwym terminie dokona zbycia na rzecz OGP GAZ-SYSTEM S.A. aktywów przesyłowych będących własnością Spółki, objętych umową leasingową i niewchodzących w skład dywidendy rzeczowej za lata 2006 i 2007.
6. Do czasu rozwiązania kwestii zakazu reeksportu w kontraktach PGNiG S.A. nie przewiduje się wydzielenia ze struktur PGNiG S.A. spółki poszukiwawczo-wydobywczej.
7. PGNiG S.A. będzie kontynuować działania związane z uzyskaniem dostaw gazu ze źródeł innych niż dotychczasowe, zgodnie z kierunkami przedstawionymi w uchwałach Rady Ministrów z dnia 3 stycznia 2006 roku i 31 maja 2006 roku w zakresie dywersyfikacji dostaw nośników energii. Zakończenie realizacji projektów dywersyfikacyjnych planowane jest na lata 2010/2011.
8. PGNiG S.A. wykona odpowiednie analizy ekonomiczne i opracuje plan rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego (PMG) z uwzględnieniem współfinansowania ze środków „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko” (Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego), który po przyjęciu przez organy Spółki będzie podstawą do dokonania niezbędnych inwestycji w zakresie rozbudowy istniejących oraz budowy nowych PMG do pojemności niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu do odbiorców w kraju.
9. GK PGNiG pozostanie właścicielem i operatorem posiadanych i wybudowanych przez siebie podziemnych magazynów gazu.
10. Rekomenduje się PGNiG S.A. zakończenie analiz możliwości zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego w perspektywie 10 lat oraz opracowanie planów inwestycyjnych w celu zwiększenia krajowego wydobycia węglowodorów. W celu zapewnienia koordynacji rozwoju inwestycji w sektorze gazu ziemnego zaleca się wykonanie powyższych analiz w terminie zbliżonym do terminu składania wniosków o współfinansowanie ze środków „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko” innych projektów związanych z bezpieczeństwem energetycznym.
11. Wspierane będą działania PGNiG S.A. mające na celu pozyskanie dostępu PGNiG S.A. do złóż gazu ziemnego i ropy naftowej poza granicami kraju, a także pozyskiwanie nowych źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego.
12. Do czasu zrealizowania celów „Polityki” nie przewiduje się dalszej prywatyzacji PGNiG S.A., w tym udostępnienia akcji pracowniczych.

Rozdział XII: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2006 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2006 weryfikuje firma Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa została zawarta w dniu 1 grudnia 2006 roku na łączną kwotę wynagrodzenia 510.000 zł. Prace audytorskie obejmują:

- badanie sprawozdania finansowego PGNiG S.A. za rok 2006
- badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za rok 2006.

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2005 weryfikowała firma Deloitte Audyt Sp. z o.o. Łączna kwota wynagrodzenia za przeprowadzenie prac audytorskich wynosiła 780.000 zł. Prace związane audytem obejmowały dwie umowy:

- umowę o przeprowadzenie uzgodnionych procedur w zakresie oceny kontroli wewnętrznej, zawartej w dniu 26 października 2005 roku. Prace zostały ukończone 31 stycznia 2006 roku. Wartość wynagrodzenia za prace określone w tej umowie wynosiła 147.000 zł
- umowę o badanie sprawozdania finansowego, zawartą w dniu 3 lutego 2006 roku. Prace audytorskie obejmujące badanie sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za rok 2005, a także przegląd sprawozdań (jednostkowego i skonsolidowanego) sporządzonych za pierwsze półrocze 2006 roku, zostały zakończone 26 września 2006 roku. Wartość wynagrodzenia za prace określone w tej umowie wyniosła 633.000 zł.

PGNiG S.A. zobowiązała się dodatkowo pokryć wszelkie uzasadnione i udokumentowane koszty poniesione przez audytora w związku z realizacją umowy (koszty podróży służbowych, noclegów, telefonów, przesyłek kurierskich) do wysokości 9% wartości wynagrodzenia.

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Wynik finansowy netto zrealizowany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. potwierdza, że w 2006 roku Spółka, pomimo występowania szeregu niekorzystnych zjawisk gospodarczych, kontynuowała ścieżkę wzrostu wartości. W 2006 roku zysk netto PGNiG S.A. według Polskich Standardów Rachunkowości wyniósł 1.582,3 mln zł i był o 450,1 mln zł (40%) wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym. Należy podkreślić, iż wzrost wyniku netto nastąpił przy znacznym pogorszeniu rentowności podstawowej działalności, jaką jest obrót gazem wysokometanowym.

Syntetyczne dane dotyczące sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2006 roku w porównaniu do danych za 2005 rok zostały ujęte w sporządzonych zgodnie z Ustawą o rachunkowości zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach:

- bilansie
- rachunku zysków i strat
- rachunku przepływów pieniężnych
- zestawieniu wybranych wskaźników finansowych.

Bilans (mln zł)

AKTYWA	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Aktywa trwale (długoterminowe)	13 452,7	13 884,7
Wartości niematerialne i prawne	10,2	12,4
Rzeczowe aktywa trwale	4 705,9	4 465,5
Należności długoterminowe	3 273,6	4 106,3
Inwestycje długoterminowe	5 136,8	5 006,2
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	326,2	294,3
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	5 777,2	5 319,2
Zapasy	1 239,8	722,1
Należności krótkoterminowe	1 412,7	1 678,0
Inwestycje krótkoterminowe	3 120,1	2 916,5
Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	4,6	2,6
Suma aktywów	19 229,9	19 203,9

PASYWA	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Kapitał własny	12 021,5	11 367,0
Kapitał (fundusz) podstawowy	5 900,0	5 900,0
Kapitał (fundusz) zapasowy	4 537,7	4 333,3
Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	1,5	1,5
Zysk (strata) netto	1 582,3	1 132,2
Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	7 208,4	7 836,9
Rezerwy na zobowiązania	995,5	1 045,2
Zobowiązania długoterminowe	2 299,1	2 317,1
Zobowiązania krótkoterminowe	1 843,4	1 852,7
Rozliczenia międzyokresowe	2 070,4	2 621,9
Suma pasywów	19 229,9	19 203,9

Rachunek zysków i strat – wariant porównawczy (mln zł)

	2006 rok	2005 rok
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	12 144,3	9 884,0
Przychody netto ze sprzedaży produktów	12 119,8	9 862,1
Zmiana stanu produktów	14,4	4,0
Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	8,2	12,2
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	1,9	5,7
Koszty działalności operacyjnej	11 235,3	8 592,9
Amortyzacja	265,4	486,6
Zużycie materiałów i energii	8 162,3	6 044,8
Usługi obce	2 237,6	1 467,1
Podatki i opłaty	227,9	212,1
Wynagrodzenia	230,5	259,5
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	87,1	95,6
Pozostałe koszty rodzajowe	23,2	22,0
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	1,3	5,2
Zysk/(strata) ze sprzedaży	909,0	1 291,1
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	1 408,2	1 592,0
Zysk (strata) na działalności gospodarczej	1 833,2	1 552,6
Zysk (strata) brutto	1 833,2	1 551,8
Zysk (strata) netto	1 582,3	1 132,2

Rachunek zysków i strat – wariant kalkulacyjny (mln zł)

	2006 rok	2005 rok
Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	12 121,7	9 867,8
Koszty sprzedanych produktów, towarów i materiałów	11 038,7	8 342,4
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	174,0	234,3
Zysk (strata) ze sprzedaży	909,0	1 291,1
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	1 408,2	1 592,0
Zysk (strata) na działalności gospodarczej	1 833,2	1 552,6
Zysk (strata) brutto	1 833,2	1 551,8
Zysk (strata) netto	1 582,3	1 132,2

Rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	2006 rok	2005 rok
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	678,6	1 529,6
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-122,0	51,1
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-311,0	645,8
Przeplwy pieniężne netto	245,6	2 226,5
Środki pieniężne na początek okresu	2 750,4	523,9
Środki pieniężne na koniec okresu	2 996,0	2 750,4

Wskaźniki finansowe

RENTOWNOŚĆ	2006 rok	2005 rok
EBIT w mln zł	1 408,2	1 592,0
zysk operacyjny		
EBITDA w mln zł	1 673,6	2 078,6
zysk operacyjny plus amortyzacja		
ROE (Rentowność kapitałów własnych)	13,5%	11,6%
zysk netto do średniego stanu kapitałów własnych		
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO	13,1%	11,5%
zysk netto odniesiony do przychodów netto ze sprzedaży		
ROA (Rentowność aktywów)	8,2%	6,7%
zysk netto w relacji do średniego stanu aktywów		
EVA (Ekonomiczna wartość dodana) w mln zł *	684,3	-
Współczynnik EVA **	6,5%	-
PLYNNOŚĆ	2006 rok	2005 rok
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI	3,1	2,9
aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych		
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI	2,5	2,5
aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych		
ZADŁUŻENIE	2006 rok	2005 rok
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM	21,5%	21,7%
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów		
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM	34,5%	36,7%
suma zobowiązań do kapitału własnego		

* NOPAT (tj. zysk brutto pomniejszony o podatek dochodowy i dotacje, powiększony o koszty finansowe) minus łączny koszt zainwestowanego kapitału – zgodnie z wytycznymi Ministerstwa Skarbu Państwa

** EVA do zainwestowanego kapitału – zgodnie z wytycznymi Ministerstwa Skarbu Państwa

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W 2006 roku PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów w wysokości 12.121,7 mln zł o (23%) wyższe niż w 2005 roku. Zwiększenie przychodów ze sprzedaży zostało zrealizowane głównie dzięki wzrostowi cen sprzedaży gazu ziemnego, w niewielkim zaś stopniu dzięki wzrostowi wolumenu sprzedaży gazu.

Pomimo znacznego wzrostu przychodów ze sprzedaży PGNiG S.A. zanotowała spadek zysku ze sprzedaży o 382,1 mln zł (30%) do poziomu 909,0 mln zł. Na pogorszenie zysku ze sprzedaży wpływ miały przede wszystkim:

- brak marży na działalności przesyłowej w 2006 roku
- wzrost cen importowanego gazu
- wysokość stawek taryfowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
- spadek wyniku na sprzedaży ropy naftowej.

Analiza wyniku finansowego na poziomie podstawowej działalności operacyjnej jest utrudniona ze względu na fakt wydzielenia działalności przesyłowej, w efekcie czego PGNiG S.A. w II połowie 2005 roku przestała wykazywać marżę na tej działalności (w ramach zysku ze sprzedaży). Aby zachować porównywalność zysku ze sprzedaży w latach 2005 i 2006, należy skorygować go o wysokość utraconej marży na działalności przesyłowej (259 mln zł) ujętej w wyniku w 2005 roku. Po uwzględnieniu tej korekty spadek zysku ze sprzedaży w 2006 roku w stosunku do roku poprzedniego wynosi 123,1 mln zł.

Wahania cen importowanego gazu są istotnym czynnikiem oddziałującym na poziom osiąganych przez PGNiG S.A. wyników ze względu na wysoki udział sprzedaży gazu z importu w obrocie paliwami gazowymi (gaz z importu w około 73 % zaspakaja zapotrzebowanie PGNiG S.A. na paliwa gazowe, a koszty importu stanowią ponad 70% kosztów operacyjnych ogółem). Na przestrzeni niemal całego 2006 roku na rynkach międzynarodowych obserwowany był silny wzrost cen gazu ziemnego. W listopadzie 2006 roku podpisany został Aneks nr 26 do kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z dnia 25 września 1996 roku pomiędzy PGNiG S.A. oraz spółką OOO „Gazprom-eksport”. Na mocy Aneksu nr 26 zmieniona została formuła ustalania ceny zakupu gazu w oparciu o ceny produktów ropopochodnych notowanych na rynkach światowych. W skutek zmiany formuły cenowej cena za 1000 m³ gazu wzrosła średnio o 10% w porównaniu do ceny ustalonej według poprzednio obowiązujących formuł. Wzrost cen gazu ziemnego na rynkach międzynarodowych oraz zmiana formuły cenowej spowodowały wzrost jednostkowej ceny gazu z importu o 32%, wskutek czego koszty zużycia materiałów i energii zwiększyły się o 2.117,5 mln zł (35%).

W 2006 roku, pomimo dwukrotnej zmiany (w styczniu oraz kwietniu) wysokości taryf na paliwa gazowe, dynamika wzrostu stawek taryfowych dla gazu wysokometanowego (31%) była niższa od dynamiki wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu (32%). Wprowadzona od kwietnia 2006 roku taryfa została poszerzona o dodatkowe stawki opłat za świadczenie usług magazynowania gazu oraz przesyłania gazu siecią gazociągu tranzytowego. Umożliwiło to PGNiG S.A. pełne pokrycie kosztów związanych z utrzymywaniem podziemnych magazynów gazu oraz zakupem usługi przesyłowej od SGT EUROPOL GAZ S.A. Natomiast wysokość stawek taryfowych na paliwa gazowe nie odzwierciedliła wzrostu kosztów zakupu gazu z importu, co spowodowało znaczne pogorszenie rentowności obrotu gazem wysokometanowym. Prezes URE dwukrotnie odmawiał zatwierdzenia wnioskowanej przez PGNiG S.A. zmiany taryfy.

W 2006 roku PGNiG S.A. odnotowała wysoką rentowność działalności wydobywczej, jednakże wynik na sprzedaży ropy naftowej spadł o 14,1 mln zł (3%) w porównaniu do roku ubiegłego. Sprzedaż gazu ziemnego oraz ropy naftowej ze źródeł własnych, których koszty pozyskania charakteryzują się niewielką dynamiką wzrostu, przy silnym wzroście cen sprzedaży uzależnionych od poziomu produktów ropopochodnych na rynkach światowych, generowała dodatkowe zyski, pozwalające pokrywać straty osiągnęte na obrocie gazem z importu. Spadek wyniku na sprzedaży ropy naftowej był rezultatem zmniejszenia wolumenu sprzedanej ropy o 93 tys. ton (15%). Zmniejszenie wolumenu sprzedaży ropy naftowej było spowodowane przede wszystkim spadkiem krajowego popytu na ten surowiec. W pierwszej połowie 2006 roku zaprzestało działalność dwóch znaczących odbiorców PGNiG S.A., tj. Rafineria Trzebinia S.A. oraz Rafineria Czechowice S.A. Spadek zapotrzebowania dotychczasowych odbiorców został częściowo zrekompensowany wzrostem sprzedaży eksportowej oraz pozyskaniem nowego krajowego odbiorcy z Grupy PKN Orlen, co jednak nie pozwoliło utrzymać wolumenu sprzedaży ropy naftowej na poziomie roku ubiegłego.

W 2006 roku PGNiG S.A. uzyskała zysk operacyjny (EBIT) o 183,8 mln zł niższy niż w 2005 roku. W latach 2005 i 2006 wielkości zysku operacyjnego są nieporównywalne z powodu wydzielenia działalności przesyłowej z PGNiG S.A. w połowie 2005 roku.

Zrealizowany w 2006 roku zysk na działalności gospodarczej wzrósł o 280,6 mln zł (18%) w porównaniu do roku poprzedniego. Na jego wysokość miały wpływ wyniki uzyskane na pozostałej działalności operacyjnej i działalności finansowej. Wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 198,3 mln zł był przede wszystkim efektem wyższych w roku 2006 przychodów stanowiących różnicę między wartością księgową a wartością rynkową majątku przesyłowego przekazanego w leasing oraz majątku przesyłowego przekazanego właścicielowi w formie rzeczowej dywidendy. Wzrost wyniku na działalności finansowej o 464,4 mln zł był spowodowany niższymi o 463,8 mln zł (50%) kosztami finansowymi wskutek przeprowadzonej w 2005 roku operacji restrukturyzacji zadłużenia oraz wyższymi przychodami finansowymi z tytułu umowy leasingu aktywów przesyłowych i z tytułu obrotu papierami wartościowymi.

W 2006 roku zysk brutto wyniósł 1.833,2 mln zł i był o 281,4 mln zł (18%) wyższy niż w roku 2005.

Zysk netto osiągnięty przez Spółkę w 2006 roku wyniósł 1.582,3 mln zł i był wyższy od zysku netto za 2005 rok o 450,1 mln zł (40%). Na wysokość zysku netto wpłynęło zmniejszenie obciążeń podatkowych w wysokości 15% z tytułu utraty statusu jednoosobowej spółki Skarbu Państwa (w roku 2005 podatek ten wyniósł 166,9 mln zł). W rezultacie znaczącego wzrostu zysku netto poprawie uległy podstawowe wskaźniki charakteryzujące efektywność gospodarowania, takie jak rentowność sprzedaży netto, rentowność kapitałów własnych (ROE) oraz rentowność aktywów (ROA).

W porównaniu do stanu z końca 2005 roku nastąpił nieznaczny wzrost sumy bilansowej o 26 mln zł (0,1%).

Wartość rzeczowego majątku trwałego na koniec 2006 roku była wyższa niż przed rokiem o 240,4 mln zł. Przyrost wartości majątku był efektem realizacji programu inwestycyjnego. Łączna wartość poniesionych nakładów inwestycyjnych, które wpłynęły na zwiększenie środków trwałych w budowie oraz majątku trwałego, wyniosła 633,8 mln zł. Z czego 408,8

mln zł wydatkowano na realizację najważniejszych zadań inwestycyjnych głównie w obszarze górnictwa naftowego i przesyłu, natomiast na inwestycje w zakresie poszukiwania złóż wydatkowano kwotę 225 mln zł.

Na należności długoterminowe składają się należności z tytułu umowy leasingu aktywów przesyłowych (zawartej z OGP GAZ-SYSTEM S.A. w lipcu 2005 roku). Spadek wartości należności długoterminowych o kwotę 832,7 mln zł (20%) spowodowany został przede wszystkim sukcesywną spłatą rat leasingowych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A., a także wypłatą z zysku dywidendy na rzecz Skarbu Państwa w formie rzeczowej. Wypłata rzeczowej dywidendy z zysku wypracowanego w 2005 roku wyniosła 681,5 mln zł. Na poziom należności długoterminowych wpłynęły również zmiany wartości majątku przesyłowego przekazanego w leasing w rezultacie wycofania części majątku z umowy leasingu oraz przekazania nowego majątku przesyłowego, pochodzącego z inwestycji bezpośrednio realizowanych przez PGNiG S.A.

Największą pozycję aktywów stanowią inwestycje długoterminowe, w skład których wchodzi głównie udziały i akcje spółek zależnych, a także udzielone pożyczki długoterminowe. Wartość inwestycji długoterminowych na koniec 2006 roku była wyższa niż przed rokiem o 130,6 mln zł, przede wszystkim w efekcie zwiększenia poziomu udzielonych pożyczek o 119,5 mln zł.

W 2006 roku wartość aktywów obrotowych wyniosła 5.777,2 mln zł i była o 458 mln zł wyższa niż 2005 roku. Na wysokość aktywów obrotowych znaczący wpływ miał wzrost stanu zapasów.

Wartość stanu zapasów wzrosła o kwotę 517,7 mln zł (72%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Wzrost wartości magazynowanego gazu wynika ze zwiększenia wolumenu zmagazynowanego gazu oraz wzrostu jednostkowych kosztów nabycia gazu z importu. Istotny wzrost stanu zapasów w głównej mierze przyczynił się do wzrostu wskaźnika bieżącej płynności z poziomu 2,9 do 3,1 w 2006 roku. Relacja aktywów obrotowych do zobowiązań krótkoterminowych bez uwzględnienia zapasów kształtowała się na analogicznym poziomie jak w roku 2005.

Wartość należności krótkoterminowych w 2006 roku spadła o 265,3 mln zł (16%) w porównaniu z rokiem poprzednim. Spadek należności krótkoterminowych nastąpił głównie na skutek zwiększenia efektywności windykacji należności handlowych.

Największą pozycję aktywów obrotowych stanowią inwestycje krótkoterminowe, wśród których dominują aktywa pieniężne, głównie w formie lokat krótkoterminowych. Na wysoki poziom aktywów pieniężnych wpłynęła przeprowadzona w 2005 roku publiczna emisja akcji. Aktywa pieniężne są na bieżąco inwestowane w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym, przede wszystkim w warunkowe transakcje kupna/sprzedaży papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa – bony i obligacje skarbowe.

W 2006 roku podstawowe źródło finansowania aktywów stanowił kapitał własny, którego udział w sumie bilansowej wyniósł 63%. W porównaniu do stanu z końca 2005 roku kapitał własny wzrósł o kwotę 654,5 mln zł (6%). Na poziom kapitału własnego istotny wpływ miał wynik netto osiągnięty w 2006 roku oraz zmiany w kapitale w rezultacie podziału zysku z roku 2005. W 2006 roku Spółka zrealizowała zysk wyższy od zanotowanego w poprzednim roku o 450,1 mln zł. Kapitał zapasowy został zwiększony o kwotę 204,4 mln zł z tytułu

podziału zysku ponad wymaganą ustawowo minimalną wartość. Pozostałe części zysku netto z roku 2005 zostały przeznaczone głównie na wypłatę rzeczowej i pieniężnej dywidendy, łącznie 885 mln zł, a także na wpłaty na fundusz nagród, socjalny i restrukturyzacji.

Wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów nie uległy istotnej zmianie w odniesieniu do 2005 roku. Nieznaczny spadek wskaźnika obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem z poziomu 36,7% do 34,5% w 2006 roku spowodowany został wzrostem łącznej wartości kapitałów własnych.

Stan rezerw na zobowiązania w relacji do roku 2005 zmniejszył się o 49,7 mln zł (5%). Główną pozycję rezerw na zobowiązania tworzą rezerwa na likwidację odwertów oraz rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne.

W wyniku różnic kursowych powstałych przy bilansowej wycenie kredytu długoterminowego oraz przeniesienia bieżącej części kredytu do zobowiązań krótkoterminowych, zobowiązania długoterminowe nieznacznie spadły o 18 mln zł. Na zobowiązania długoterminowe składa się przede wszystkim długoterminowy kredyt konsorcjalny w wysokości 600 mln EUR, zaciągnięty na podstawie umowy kredytowej z dnia 27 lipca 2005 roku zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a konsorcjum banków.

Zobowiązania krótkoterminowe kształtowały się na poziomie zbliżonym do roku poprzedniego, aczkolwiek w niewielkim stopniu zmieniła się ich struktura. W 2006 roku zwiększeniu uległ poziom zobowiązań za dostawy i usługi o 67 mln zł, na co wpłynął w dużej mierze wzrost cen zakupu gazu z importu. Jednocześnie zmniejszeniu uległy zobowiązania z tytułu instrumentów finansowych o 118,1 mln zł.

Istotne zmiany w pasywach bilansu miały miejsce w pozycji „rozliczenia międzyokresowe”. W pozycji tej nastąpił spadek w porównaniu do roku ubiegłego o 551,5 mln zł (21%). Głównym składnikiem rozliczeń międzyokresowych są przychody przyszłych okresów stanowiące różnicę pomiędzy wartością rynkową a wartością księgową majątku przekazanego w leasing. Wraz ze spłatą rat leasingowych przychody przyszłych okresów (w części odnoszącej się do leasingu majątku przesyłowego) są proporcjonalnie doliczane do pozostałych przychodów operacyjnych. Zmniejszenie stanu rozliczeń międzyokresowych o 551,5 mln zł było rezultatem sukcesywnych spłat rat leasingowych oraz jednorazowego odpisu związanego z przekazaniem rzeczowej dywidendy na rzecz Skarbu Państwa.

Podsumowując, należy stwierdzić, iż pomimo występowania w 2006 roku niekorzystnych zjawisk gospodarczych działalność Spółki PGNiG w dalszym ciągu charakteryzuje się wzrostem efektywności gospodarowania. Niemniej jednak wobec niemożności kształtowania przez PGNiG S.A. samodzielnej polityki cenowej, kontynuacja ścieżki wzrostu w przyszłych okresach jest uzależniona od stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki w kwestii ustalania poziomu cen sprzedaży gazu.

Wykorzystanie wpływów z emisji do dnia 31 grudnia 2006 roku

Spółka PGNiG w wyniku Oferty Publicznej w 2005 roku uzyskała wpływy w wysokości 2.682,0 mln zł. Po odliczeniu kwoty 41,9 mln zł, stanowiącej koszty emisji akcji, wpływy netto wyniosły 2.640,1 mln zł.

Łączne wydatki środków pozyskanych w drodze publicznej emisji akcji na koniec 2006 roku wyniosły 1.324,1 mln zł, co stanowi 50,2% łącznej kwoty wpływów.

Wykorzystanie środków pozyskanych z publicznej emisji akcji w poszczególnych obszarach działalności wygląda następująco:

- działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania – 855,9 mln zł
- działalność w zakresie przesyłu i magazynowania – 157,2 mln zł
- działalność w zakresie dystrybucji – 179 mln zł
- spłata zadłużenia (5% środków pozyskanych z emisji) – 132 mln zł.

Do końca 2006 roku PGNiG S.A. nie poniosła wydatków związanych działalnością w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej.

1.3. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W 2006 roku, w obszarze działalności PGNiG S.A. miały miejsce transakcje z podmiotami powiązanymi, łączne wartości transakcji o wartości powyżej 500.000 EUR reprezentuje poniższe zestawienie.

Transakcje z jednostkami powiązanymi o wartości powyżej 500 tys. EUR

Nazwa jednostki	Sprzedaż ¹⁾ w mln zł	Pozostała sprzedaż ²⁾ w mln zł	Zakupy ³⁾ w mln zł	Pozostałe zakupy ⁴⁾ w mln zł
Suma: jednostki powiązane	6 835,9	12,1	879,1	0,0
Spółki konsolidowane metodą pełną	6 800,5	12,0	748,2	0,0
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	0,0	0,0	54,4	0,0
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	0,0	0,0	71,5	0,0
PNiG Jasło Sp. z o.o.	0,1	0,0	137,6	0,0
PNiG Kraków Sp. z o.o.	0,4	0,0	68,8	0,0
PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile	0,0	0,0	124,9	0,0
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	0,2	0,0	44,6	0,0
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	736,5	0,1	1,4	0,0
Górnśląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 126,8	0,0	1,1	0,0
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 618,8	11,4	1,4	0,0
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 445,7	0,0	0,8	0,0
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	706,8	0,0	0,4	0,0
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 164,8	0,3	0,9	0,0

BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	0,0	0,0	72,7	0,0
BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości	0,1	0,0	71,2	0,0
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	0,0	0,0	11,3	0,0
PN „Diament” Sp. z o.o.	0,3	0,0	60,5	0,0
B.SiP.G. „Gazoprojekt” S.A.	0,0	0,0	7,3	0,0
„INVESTGAS” S.A.	0,0	0,1	17,6	0,0
Spółki konsolidowane metodą praw własności	34,5	0,0	86,2	0,0
„EUROPOL GAZ” S.A.	34,5	0,0	86,2	0,0
Pozostałe jednostki powiązane niekonsolidowane	0,9	0,0	44,6	0,0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	0,0	0,0	21,6	0,0
BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	0,9	0,0	11,4	0,0
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	0,0	0,0	2,4	0,0
PFK GASKON S.A.	0,0	0,0	2,1	0,0
BG GAZOMONTAŻ S.A. Wołomin	0,0	0,0	7,1	0,0

¹⁾ sprzedaż produktów, towarów i materiałów

²⁾ pozostałe przychody operacyjne i inne

³⁾ koszty rodzajowe, środki trwałe w budowie i zapasy

⁴⁾ pozostałe koszty operacyjne i inne

Transakcje sprzedaży stanowią sprzedaż gazu ziemnego do sześciu Spółek Gazownictwa oraz SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Transakcje sprzedaży stanowią również sprzedaż usług operatorstwa i eksploatacji gazociągu tranzytowego dla SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Transakcje zakupu obejmują zakup świadczeń w obszarach poszukiwania złóż, eksploatacji złóż, obrotu gazem i przesyłu.

Na dzień 31 grudnia 2006 roku zobowiązanie BN Naftomontaż Sp. z o.o. wobec PGNiG S.A. wynosiło 16,5 mln zł i było wynikiem postępowania układowego zakończonego w maju 2005 roku.

2. Zarządzanie finansowe

PGNiG S.A. posiada środki finansowe gwarantujące obsługę wszystkich bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością bieżącą oraz inwestycyjną. Nie ma zagrożenia utraty płynności. Niemniej jednak Spółka PGNiG w celu zwiększenia bezpieczeństwa posiada rezerwę w postaci umów kredytów w rachunkach bieżących, a także umowę kredytu z 27 lipca 2005 roku, w ramach której odnawialna transza w wysokości 300 mln EUR pozostaje w całości dostępna. Linie kredytowe nie są wykorzystywane.

Wolne środki pieniężne lokowane są w formie depozytów na rachunkach bankowych z uwzględnieniem potrzeby dywersyfikacji banków oraz w formie papierów dłużnych Skarbu Państwa i Narodowego Banku Polskiego.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2006 roku Spółka dokonywała inwestycji krótkoterminowych w postaci:

- lokat bankowych
- warunkowych transakcji kupna/sprzedaży papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa (bony, obligacje skarbowe, obligacje NBP).

Okolo 89 % wolumenu transakcji stanowiły inwestycje w dłużne papiery Skarbu Państwa i NBP. Inwestycje finansowe poczynione w 2006 roku miały w większości charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 3 miesięcy. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze Spółki polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

2.2. Zaciągnięte kredyty i pożyczki

Na dzień 31 grudnia 2006 roku PGNiG S.A. posiadała jeden wykorzystywany kredyt. Został on zawarty w dniu 27 lipca 2005 roku z grupą banków, której agentem jest Bank Handlowy w Warszawie SA. Umowa kredytu zawarta została na łączną kwotę 900 mln EUR. Kredyt dzieli się na pięcioletnią transzę terminową w kwocie 600 mln EUR oraz trzyletnią transzę odnawialną w kwocie 300 mln EUR. Kredyt został zabezpieczony gwarancjami Spółek Gazownictwa. Umowa gwarancji, obowiązująca do 27 stycznia 2012 roku na kwotę 1.250 mln EUR, została podpisana dnia 22 września 2005 roku. Dla zabezpieczenia ewentualnych roszczeń regresowych Spółek Gazownictwa, PGNiG S.A. złożyła w dniu 22 września 2005 roku oświadczenie o poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 par. 1 pkt 5 i par. 2 KPC do kwoty 1.250 mln EUR. Transze kredytu z dnia 27 lipca 2005 roku zostały wykorzystane w następujący sposób:

- transza terminowa kredytu w wysokości 600 mln EUR została uruchomiona w dniu 10 października 2005 roku, termin zapadalności – 27 lipca 2010 roku
- transza odnawialna w kwocie 300 mln EUR pozostaje w całości dostępna i zapada 27 lipca 2008 roku.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku PGNiG S.A. podpisała umowy kredytu do wysokości 40 mln (każda) w rachunku bieżącym z następującymi bankami:

- Bankiem Millennium SA
- Bankiem Handlowym w Warszawie SA
- Bankiem Pekao SA
- Bankiem PKO BP SA
- Bankiem BPH SA
- Bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce.

PGNiG S.A. nie wykorzystywała środków udostępnionych w ramach powyższych kredytów.

2.3. Udzielone pożyczki i gwarancje

W 2006 roku Spółka PGNiG udzieliła spółkom z GK PGNiG pożyczki na łączną kwotę 216,5 mln zł. Saldo zadłużenia spółek z tytułu otrzymanych od PGNiG S.A. pożyczek na 31 grudnia 2006 roku wyniosło 247,9 mln zł i 70,9 mln USD. W 2006 roku PGNiG S.A. wykazała gwarancje bankowe wystawione na zlecenie Spółki w wysokości 447 mln zł. W poniższych tabelach zostały przedstawione pożyczki udzielone spółkom Grupy Kapitałowej PGNiG, gwarancje i poręczenia udzielone przez PGNiG S.A. oraz gwarancje bankowe wystawione na zlecenie PGNiG S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku.

Pożyczki udzielone Spółkom Grupy Kapitałowej PGNiG na dzień 31.12.2006 roku

Spółka	Data zawarcia umowy	Jednostka	Wartość udzielonej pożyczki	Z tytułu kapitału	Z tytułu odsetek od pożyczki	Zadłużenie ogółem	W tym: zadłużenie przeterminowane	Termin spłaty pożyczki
„EUROPOL GAZ” S.A.	25.09.1995	mln USD	78,6	58,5	7,6	66,1	7,6*	31.12.2012
PNiG Kraków Sp. z o.o. ¹⁾	14.09.1998	mln zł	9,1	8,1	6,7	14,8	0,0	30.06.2011
PNiG Kraków Sp. z o.o.	25.04.2001	mln zł	54,0	54,0	0,2	54,2	0,9	15.11.2011
„Dewon” Z.S.A. ²⁾	25.04.2001	mln USD	3,1	3,1	1,7	4,8	0,5	30.06.2009
DSG Sp. z o.o.	20.01.2003	mln zł	40,0	0,0	0,04	0,04	0,0	31.12.2006
DSG Sp. z o.o. ³⁾	30.10.2006	mln zł	40,0	20,0	0,0	20,0	0,0	31.03.2012
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. ⁴⁾	21.08.2006	mln zł	12,3	11,2	0,05	11,25	0,0	31.08.2009
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	26.10.2006	mln zł	23,1	22,4	0,0	22,4	0,0	31.10.2011
WSG Sp. z .o.o.	26.10.2006	mln zł	15,1	15,1	0,00	15,1	0,0	31.12.2009
WSG Sp. z .o.o.	26.10.2006	mln zł	75,0	75,0	0,00	75,0	0,0	20.04.2007
PSG Sp. z o.o. ⁵⁾	16.11.2006	mln zł	14,8	11,8	0,03	11,83	0,0	31.01.2012
PSG Sp. z o.o. ⁶⁾	16.11.2006	mln zł	24,2	17,2	0,07	17,27	0,0	31.01.2017
PNiG Jasło Sp. z o.o. ⁷⁾	21.12.2006	mln zł	12,0	6,0	0,00	6,0	0,0	31.03.2012

- ¹⁾ Porozumienie z dnia 26.10.2006 roku w sprawie restrukturyzacji zadłużenia wynikającego z Umowy Pożyczki. Ustalono harmonogram spłaty zadłużenia w wysokości 9,1 mln zł do dnia 30.06.2011 roku. Ustalono również, że PGNiG dokona konwersji wierzytelności z tytułu zaległych odsetek od pożyczki w kwocie 6,4 mln zł na powiększenie kapitału zakładowego PNiG Kraków poprzez zwiększenie liczby udziałów w ilości 6.381, pod warunkiem uzyskania zgody Walnego Zgromadzenia PGNiG. (Uchwała nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 8.03.2007 roku wyraża zgodę na objęcie przez PGNiG S.A. 6.381 nowych udziałów o łącznej wartości 6,4 mln zł w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki PNiG Kraków i pokrycie wszystkich udziałów wierzytelnością o zapłatę odsetek od pożyczki).
 - ²⁾ Spółka Dewon zaciągnęła pożyczkę w 2001 roku i nie wywiązuje się ze zobowiązań przewidzianych umową. W związku ze zwłoką w spłacie pożyczki podjęto rozmowy z dłużnikiem, które mają doprowadzić do uregulowania zaległych i bieżących zobowiązań. We wrześniu 2005 roku został podpisany Aneks Nr 2 do Umowy ustanawiający nowy harmonogram spłaty pożyczki. Kwota pożyczki nie uległa zmianie i wynosi 3.096.626 USD. Z tytułu karencji za okres od początku 2002 roku do końca III kwartału 2006 roku zostały naliczone odsetki w wysokości 1.578.066 USD. Na koniec IV kwartału 2006 została ustalona pierwsza spłata raty kapitału i odsetek w wysokości 519.232,68 USD. Rata za IV kwartał 2006 roku nie została zapłacona, w związku z tym kwota zadłużenia z tytułu zaległej raty oraz odsetek za okres karencji na koniec 2006 roku wynosi 1.672.328,59 USD.
 - ³⁾ Pierwsza transza w wysokości 20 mln zł została udostępniona 31.10.2006 roku, druga transza w wysokości 20 mln zł udostępniona została 4.01.2007 roku.
 - ⁴⁾ Kwota udzielonej pożyczki wynosi 4 mln USD. Kwota pożyczki została przeliczona na złoty polski wg kursu waluty USD zgodnie z pkt. 2.3.2, czyli z dnia złożenia wniosku pożyczkobiorcy. Pierwsza transza w wysokości 2 mln USD przekazana została na przełomie lipca i sierpnia 2006 roku, druga transza w wysokości 2 mln USD przekazana została na przełomie września i października 2006 roku.
 - ⁵⁾ Kwota pożyczki zgodnie z umową wynosi 14,8 mln zł. Pierwsza transza pożyczki przekazana została do dnia 20.11.2006 roku, druga transza w wysokości 7,8 mln zł do dnia 15.12.2006 roku, trzecia transza w wysokości 3 mln zł do dnia 15.01.2007 roku.
 - ⁶⁾ Kwota pożyczki zgodnie z umową wynosi 24 mln zł. Pierwsza transza pożyczki w wysokości 17,2 mln zł udostępniona została w dniu 20.11.2006 roku, druga transza w wysokości 7 mln zł udostępniona w dniu 19.01.2007 roku.
 - ⁷⁾ Kwota pożyczki zgodnie z umową wynosi 12 mln zł. Pierwsza transza pożyczki w wysokości 6 mln zł udostępniona została dnia 30.12.2006 roku, druga transza w wysokości 6 mln zł udostępniona do dnia 31.03.2007 roku.
- * Na dzień 31.12.2006 roku kwota odsetek spornych wynosiła 24,2 mln zł (8,3 mln USD). Kwota nadpłaty odsetek z tytułu umowy wynosiła 2,2 mln zł (0,7 mln USD). Zbilansowana kwota z tytułu odsetek wynosi 22 mln zł (7,6 mln USD).

Gwarancje bankowe wystawione na zlecenie PGNiG S.A. w mln

Beneficjent gwarancji	Bank, który udzielił gwarancji	Data udzielenia gwarancji	Gwarancja obowiązuje do dnia	Wysokość gwarancji w USD	Wysokość gwarancji w zł
The President Islamic Republic of Pakistan	Societe Generale SA Oddział w Polsce	20.11.2000	31.12.2008	2,3	6,7
Sąd Najwyższy w Pakistanie	Societe Generale SA Oddział w Polsce	08.07.2004	30.01.2008	1,1	3,3
OOO „Gazprom-eksport”	Societe Generale SA Oddział w Polsce	14.12.2005	08.02.2007	100,0	291,1
OOO „Gazprom-eksport”	Bank Pekao SA	14.12.2005	08.02.2007	50,0	145,5
OOO „Gazprom-eksport”	Societe Generale SA Oddział w Polsce	12.12.2006	08.02.2008	90	261,9
OOO „Gazprom-eksport”	Bank Pekao SA	12.12.2006	08.02.2008	90	261,9

Gwarancje i poręczenia udzielone przez PGNiG S.A. w mln zł

Kredytobiorca	Bank lub inna instytucja, której udzielono poręczenia	Data udzielenia poręczenia	Data wygaśnięcia zobowiązania	Poręczenie ważne do	Wysokość udzielonego kredytu	Rodzaj udzielonego poręczenia
SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	Bank Gdański S.A. (obecnie Millennium SA)	08.10.1996	30.09.2009	30.09.2012*	56,0	Poręczenie kredytu

* zgodnie z art. 118 Kodeksu cywilnego termin przedawnienia roszczeń upływa po 3 latach od daty kiedy zobowiązanie stało się wymagalne

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

W 2006 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen:

- FX forward – transakcje wymiany walut w przyszłości, których cena (kurs wymiany) ustalany jest w chwili zawarcia transakcji
- transakcje zakupu opcji walutowych call – dające prawo do zakupu waluty w przyszłości po cenie ustalonej w chwili zawarcia transakcji w zamian za określoną premię
- struktury opcyjne – stanowiące najczęściej złożenie co najmniej dwóch opcji walutowych np. złożenie opcji call i put pozwala ograniczyć ryzyko zmiany ceny (kursu) do określonego przedziału (transakcja Risk Reversal).

W celu ograniczenia ryzyka kredytowego Spółka podejmowała następujące działania:

- inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (bony i obligacje Skarbu Państwa, obligacje NBP)
- współpraca z wiodącymi bankami komercyjnymi o ratingu inwestycyjnym
- restrukturyzacja zadłużenia (uproszczenie dokumentacji, eliminacja znacznej części kowenantów, znaczna obniżka kosztów), w wyniku którego Spółka wykorzystuje jeden kredyt na łączną kwotę 600 mln EUR
- zawieranie umów ramowych z kontrahentami, wyraźnie określające prawa i obowiązki stron
- dywersyfikacja kontrahentów
- współpraca z agencjami ratingowymi.

Działania PGNiG S.A. zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych obejmowały:

- dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej
- bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków
- zbieranie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej
- konsolidację rachunków bankowych
- zawarcie umów kredytów w rachunkach bieżących.

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółka podjęła działania polegające na:

- zawarciu umów kredytów w rachunkach bieżących oraz umowy kredytu odnawialnego
- prognozowaniu przepływów pieniężnych w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej
- szacowaniu stanu oraz wartości aktywów możliwych do zbycia
- utrzymywaniu aktywów finansowych o wysokim stopniu płynności.

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie.

Ograniczanie zmienności przepływów pieniężnych związanych z płatnościami z tytułu zawartych kontraktów na zakup gazu oraz płatności związanych ze spłatą zobowiązań kredytowych Spółki w 2006 roku odbywało się poprzez zawieranie przez Spółkę transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (FX forward, opcja walutowa, strategie opcyjne).

W 2006 roku w Spółce nie stosowano zasad rachunkowości zabezpieczeń, dlatego też zmiany w wartości godziwej zabezpieczanych instrumentów finansowych oraz instrumentów zabezpieczających zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za dany okres obrachunkowy. Jednakże większość zawieranych transakcji w rozumieniu rachunkowości zabezpieczeń (MSR 39) jest efektywna.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowy wpływ na wyniki PGNiG S.A. będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych, a tym samym cen gazu z importu. Globalny rynek w zakresie tych produktów cechuje się dużą niepewnością i zmiennością. W 2006 roku dynamika podwyżek krajowych cen gazu nie dorównała dynamice wzrostu cen importowych.

Podstawowe znaczenie dla wyników w 2007 roku będzie miało stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie akceptacji taryfy do końca 2007 roku. Obowiązująca od dnia 1 stycznia 2007 roku taryfa w zakresie stawek opłat za paliwo gazowe jest o ok. 9,9% wyższa od stawek taryfowych obowiązujących w poprzednich trzech kwartałach. Wzrost cen gazu zaakceptowany przez Prezesa URE wynika ze wzrostu cen importowych gazu ziemnego wysokometanowego oraz konieczności uwzględnienia kosztów wynikających z obowiązku utrzymywania w rezerwie magazynowej 3% gazu pochodzącego z importu.

Notowania cen produktów ropopochodnych mają wpływ na rentowność działalności wydobywczej PGNiG S.A. Najważniejsze znaczenie ma ropa naftowa, która w 2006 roku przyniosła Spółce 739,1 mln zł przychodów. W 2007 roku zakłada się utrzymanie wysokiej rentowności działalności wydobywczej oraz intensyfikację inwestycji w celu zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej.

Na sytuację finansową PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. Rynek walutowy charakteryzuje się dużą niepewnością i zmiennością. W roku 2005 różnica pomiędzy kursem minimalnym a maksymalnym USD wynosiła ponad 18,6%. W kolejnym roku różnica ta przekroczyła 15,3%. Natomiast w przypadku EUR różnice w 2005 roku wynosiły 11,9%, a w 2006 roku różnice te przekroczyły 9,3%. Należy zaznaczyć, że w przypadku wzrostu cen pozyskania gazu z importu (w tym także kursów walutowych) w rozmiarze do 5% od założeń wniosku taryfowego, PGNiG nie ma formalnych podstaw prawnych do wystąpienia do URE o zmianę taryfy i przeniesienia tego wzrostu na odbiorców. Ryzyko związane ze znacznym wzrostem kursów walutowych, a co za tym idzie kosztów pozyskania gazu z importu, jest ograniczane poprzez prowadzenie aktywnej polityki zabezpieczeń.

Na sytuację finansową PGNiG S.A. pozytywny wpływ będzie miała kontynuacja programu restrukturyzacji zatrudnienia, wzmocnienie dyscypliny budżetowej oraz dalsze wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania.

Dobra kondycja finansowa Spółki sprzyja realizacji zamierzeń inwestycyjnych. Saldo dostępnych środków pieniężnych umożliwia elastyczne realizowanie inwestycji. Niski stopień dźwigni finansowej, korzystna ocena ryzyka PGNiG S.A. potwierdzona przez agencje ratingowe (w lutym 2007 agencja S&P podniosła rating Spółki do BBB+ z perspektywą stabilną) oraz zdolność kredytowa stwarzają możliwość sfinansowania planowanych inwestycji na dogodnych warunkach przy wykorzystaniu kredytów bankowych lub emisji dłużnych papierów wartościowych.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu	Krzysztof Głogowski
----------------	---------------------

.....

Wiceprezes Zarządu	Jan Anysz
--------------------	-----------

.....

Wiceprezes Zarządu	Zenon Kuchciak
--------------------	----------------

.....

Wiceprezes Zarządu	Stanisław Niedbalec
--------------------	---------------------

.....

Wiceprezes Zarządu	Tadeusz Zwierzyński
--------------------	---------------------

.....