



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
SPÓŁKI PGNiG S.A. ZA ROK 2007**

Warszawa, 4 kwietnia 2008

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. Zmiany zaangażowania kapitałowego	8
6. Zatrudnienie	11
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd.....	12
2. Prokurenci	13
3. Rada Nadzorcza.....	13
4. Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących	14
5. Zmiany w zasadach zarządzania	15
Rozdział III: Ład korporacyjny.....	16
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	18
1. Prawo energetyczne.....	18
1.1. Koncesje	18
1.2. Polityka taryfowa	19
1.3. Zmiany w taryfach	20
1.4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	22
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	23
3. Prawo geologiczne i górnicze	23
Rozdział V: Akcjonariat.....	25
Rozdział VI: Obrót	29
1. Struktura sprzedaży i zakupów	29
2. Podstawowe umowy handlowe	31
3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji	32
4. Planowane działania w obszarze obrotu.....	33
5. Ryzyka w obszarze obrotu	34

Rozdział VII: Skroplony gaz ziemny (LNG)	36
Rozdział VIII: Poszukiwanie złóż	38
1. Prace poszukiwawcze	38
2. Wspólne przedsięwzięcia	39
3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych	41
4. Ryzyka w sektorze poszukiwań	42
Rozdział IX: Eksploatacja złóż	44
1. Prace w obszarze eksploatacji złóż	44
2. Planowane działania w obszarze eksploatacji złóż	45
3. Ryzyka w obszarze eksploatacji złóż	46
4. Ochrona środowiska	47
Rozdział X: Inwestycje	48
1. Inwestycje w 2007 roku	48
2. Ryzyka i zagrożenia	50
Rozdział XI: Pozostałe wydarzenia	51
Rozdział XII: Sytuacja finansowa	55
1. Wyniki finansowe w 2007 roku	55
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	55
1.2. Omówienie sytuacji finansowej	59
1.3. Transakcje z podmiotami powiązanymi	62
2. Zarządzanie finansowe	64
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	64
2.2. Zaciągnięte kredyty i pożyczki	65
2.3. Udzielone pożyczki	66
2.4. Udzielone gwarancje i poręczenia	69
2.5. Zarządzanie ryzykiem finansowym	71
3. Przewidywana sytuacja finansowa	72

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, 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.

Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. 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 importu gazu ziemnego, poszukiwania złóż, wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych oraz sprzedaży gazu ziemnego.

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 kopaliny surowców siarkowych

- wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji 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 2007 roku wchodziły Centrala Spółki i osiem oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli:

Oddział	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnych magazynów gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnego magazynu gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego
Oddział Handlowy w Warszawie	Sprzedaż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz innych produktów i usług
Oddział w Libii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów

Na dzień 31 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie, Brukseli, Kijowie oraz na Białorusi.

W 2007 roku utworzono następujące oddziały oraz przedstawicielstwa:

- Przedstawicielstwo w Kijowie, dnia 24 stycznia 2007 roku
- Oddział Handlowy w Warszawie, dnia 20 kwietnia 2007 roku
- Oddział w Libii, dnia 5 grudnia 2007 roku
- Oddział w Egipcie, dnia 5 grudnia 2007 roku
- Przedstawicielstwo na Białorusi, dnia 18 grudnia 2007 roku

W dniu 22 stycznia 2008 roku zostało utworzone Przedstawicielstwo PGNiG S.A. w Jemenie, a 29 stycznia 2008 roku Oddział PGNiG S.A. w Danii.

4. Powiązania kapitałowe

Na dzień 31 grudnia 2007 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiadała udziały lub akcje w 57 spółkach prawa handlowego, w tym:

- 27 spółek, w których PGNiG S.A. posiadała ponad 50% akcji/udziałów lub głosów
- 16 spółek, w których PGNiG S.A. posiadała od 20% – 50% akcji/udziałów lub głosów
- 14 spółek z udziałem kapitałowym PGNiG S.A. poniżej 20% akcji/udziałów lub głosów.

Łączna wartość nominalna zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w spółkach prawa handlowego według stanu na 31 grudnia 2007 roku wynosiła 6.338,5 mln zł.

Wykaz spółek, w których PGNiG S.A. posiada co najmniej 5% akcji/udziałów, przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Udziały/akcje PGNiG S.A. w spółkach kapitałowych na dzień 31 grudnia 2007 roku

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki strategiczne				
1	Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 310 749 000,00	1 310 749 000,00	100,00%	100,00%
2	Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 197 314 000,00	1 197 314 000,00	100,00%	100,00%
3	Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	930 819 000,00	930 819 000,00	100,00%	100,00%
4	Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	847 159 000,00	847 159 000,00	100,00%	100,00%
5	Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	502 750 000,00	502 750 000,00	100,00%	100,00%
6	Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	546 448 000,00	546 448 000,00	100,00%	100,00%

Sprawozdanie Zarządu z działalności Spółki PGNiG S.A. za 2007 rok

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki podstawowe				
7	PNiG Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
8	PNiG Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
9	PN „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
10	PNiG NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
11	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	34 400 000,00	34 400 000,00	100,00%	100,00%
12	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
13	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
14	B.SiP.G „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
15	SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
16	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
	Spółki celowe				
17	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
18	PGNiG Finance B.V. (EUR)*	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
19	NYSAGAZ Sp. z o.o.	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%	51,00%
20	InterTransGas GmbH (EUR)*	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
21	INVESTGAS S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
22	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%	48,48%
23	„Dewon” Z.S.A. (UAH)*	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
24	Polskie LNG Sp. z o.o.	39 000 000,00	39 000 000,00	100,00%	100,00%
25	PGNiG Norway AS (NOK)*	497 327 000,00	497 327 000,00	100,00%	100,00%
	Spółki pozostałe istotne				
26	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
27	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
28	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
29	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
30	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki pozostałe nieistotne				
31	BN Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
32	PI GAZOTECH Sp. z o.o. **	1 203 800,00	65 000,00	69,44%	46,30%
33	PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%
34	Sahara Petroleum Technology Llc (RO)*	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
35	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
36	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
37	„ZRUG” Sp. z o.o. (w Poznaniu)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
38	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
39	„ZRUG TORUŃ” S.A.	4 150 000,00	1 300 000,00	31,33%	31,33%
40	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 750 000,00	600 000,00	21,82%	21,82%
41	Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.	250 000,00	35 000,00	14,00%	14,00%
42	TeNET 7 Sp. z o.o. w likwidacji	50 000,00	5 000,00	10,00%	10,00%
43	Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	100 000,00	9 500,00	9,50%	9,50%
44	„WALCOWNIA RUR JEDNOŚĆ” Sp. z o.o.	220 590 000,00	18 310 000,00	8,30%	8,30%
45	Agencja Rynku Energii S.A.	1 376 000,00	100 000,00	7,27%	12,70%
46	ZRUG Warszawa S.A. w likwidacji	6 000 000,00	2 940 000,00	49,00%	49,00%
47	„TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%	20,97%
48	HS „Szczakowa” S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%	33,30%
49	Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Wrocław Sp. z o.o. w upadłości	1 700 000,00	270 000,00	15,88%	15,88%

* wartości podane w walutach obcych

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

5. Zmiany zaangażowania kapitałowego

W pierwszym półroczu 2007 roku przeprowadzono rejestrację w KRS sześciu Spółek Obrotu Gazem, tj.:

- Dolnośląskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 21 lutego 2007 roku)
- Górnośląskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 27 lutego 2007 roku)
- Karpackiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 31 stycznia 2007 roku)
- Mazowieckiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 12 lutego 2007 roku)
- Pomorskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 8 lutego 2007 roku)
- Wielkopolskiej Spółki Obrotu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 30 stycznia 2007 roku)

oraz podwyższenie kapitałów zakładowych Spółek Obrotu Gazem w wyniku przejęcia oddziałów obrotu, wydzielonych ze Spółek Gazownictwa (zmiany zostały zarejestrowane przez Sąd w dniu 29 czerwca 2007 roku).

W pierwszym półroczu 2007 roku zostało również zarejestrowane w KRS obniżenie kapitałów zakładowych Spółek Gazownictwa i zmian ich firm na Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, tj.:

- Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano 27 czerwca 2007 roku)
- Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano 19 czerwca 2007 roku)
- Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano 27 czerwca 2007 roku)
- Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano 26 czerwca 2007 roku)
- Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano 27 czerwca 2007 roku)
- Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano 22 czerwca 2007 roku).

W dniu 1 października 2007 roku nastąpiło zarejestrowanie połączenia PGNiG S.A. z sześcioma Spółkami Obrotu Gazem w trybie art. 492 § 1 K.s.h. poprzez przeniesienie całego majątku spółek na PGNiG S.A. Dokonanie rejestracji wymienionego wyżej połączenia skutkowało jednoczesnym wykreśleniem Spółek Obrotu Gazem z KRS.

W dniu 21 maja 2007 roku nastąpiło zarejestrowanie w KRS spółki Polskie LNG Sp. z o.o. o kapitale zakładowym w wysokości 28.000.000 zł. Wszystkie 28.000 udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy zostało objętych przez PGNiG S.A.

W dniu 9 czerwca 2007 roku została zarejestrowana spółka PGNiG Norway AS z siedzibą w Stavanger w Norwegii. Kapitał zakładowy spółki wynosi 10.000.000 koron norweskich. Wszystkie 10.000 udziałów o wartości nominalnej 1.000 koron norweskich każdy zostało objętych przez PGNiG S.A.

Z dniem 16 kwietnia 2007 roku spółka pod firmą Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MED – FROZ” S.A. w likwidacji została wykreślona z KRS. Udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym tej spółki wynosił 23,07%.

W 2007 roku nastąpiło również zwiększenie zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w jednostkach zależnych, tj.:

- podwyższenie kapitału zakładowego w spółce GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. o kwotę 33.000.000 zł do poziomu 66.000.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 18 kwietnia 2007 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego w spółce PNiG Kraków Sp. z o.o. o kwotę 6.381.000 zł do poziomu 105.231.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 15 czerwca 2007 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. o kwotę 101.000 zł do poziomu 26.903.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 27 lipca 2007 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. o kwotę 11.000.000 zł do poziomu 39.000.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 8 października 2007 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego w spółce PGNiG Norway AS o kwotę 487.327.000 NOK do poziomu 497.327.000 NOK; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 8 listopada 2007 roku.

Pozostałe zmiany wielkości udziału PGNiG S.A. w spółkach związane były z następującymi operacjami:

- w dniu 4 lipca 2007 roku zarejestrowane zostało w KRS obniżenie wartości nominalnej jednej akcji spółki Huty Stalowa Wola S.A. z kwoty 6,86 zł/akcję do poziomu 4,75 zł/akcję. W związku z tym nominalna wielkość zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w HSW S.A. obniżyła się do 2.066.069,50 zł. Operacja obniżenia wartości nominalnej jednej akcji HSW S.A. przeprowadzona została łącznie z podwyższeniem kapitału zakładowego HSW S.A. PGNiG S.A. nie uczestniczyła w podwyższeniu kapitału zakładowego, w związku z tym udział Spółki w kapitale zakładowym HSW S.A. obniżył się do poziomu 0,85%
- w dniu 22 sierpnia 2007 roku zarejestrowane zostało w KRS podwyższenie kapitału zakładowego w spółce „IZOSTAL” S.A. o kwotę 7.000.000 zł. PGNiG S.A. nie uczestniczyła w tej operacji, w związku z czym udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki obniżył się do poziomu 4,61%
- w dniu 14 września 2007 roku zarejestrowane zostało w KRS podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Agencja Rozwoju Pomorza S.A. o kwotę 2.580.000 zł. PGNiG S.A. nie uczestniczyła w tej operacji, w związku z czym udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki obniżył się do poziomu 0,64%.

W 2007 roku dwie spółki, w których zaangażowana kapitałowo jest PGNiG S.A., postawione zostały w stan likwidacji, tj. Polskie Elekrownie Gazowe Sp. z o.o. oraz TeNET 7 Sp. z o.o.

Po zakończeniu roku obrotowego 2007 miały miejsce następujące zmiany:

- kolejne podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. o kwotę 11.000.000 zł do poziomu 50.000.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 7 stycznia 2008 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 286.531.000 zł do poziomu 1.217.350.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 24 stycznia 2008 roku.
- podwyższenie kapitału zakładowego Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 165.363.000 zł do poziomu 1.476.112.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 12 lutego 2008 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 93.391.000 zł do poziomu 596.141.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 29 lutego 2008 roku
- zarejestrowanie 4 lutego 2008 roku w Holandii zmiany umowy spółki PGNiG Finance B.V.; nowa umowa spółki m.in. przewiduje zmianę nazwy na Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. oraz całkowitą zmianę przedmiotu działalności
- podjęcie 5 lutego 2008 roku przez NZW spółki Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o. uchwały o umorzeniu 50 udziałów spółki PPIEZRiG PETROBALTIC S.A. bez obniżania kapitału zakładowego; postanowieniem sądu 10 marca 2008 roku wykreślono w KRS PPIEZRiG PETROBALTIC S.A. jako udziałowca spółki Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o., w związku z czym udział PGNiG S.A. w głosach na Zgromadzeniu Wspólników wzrósł do poziomu 15,56%
- wydanie 23 stycznia 2008 roku przez sąd postanowienia w sprawie ogłoszenia upadłości spółki „WALCOWNIA RUR JEDNOŚĆ” Sp. z o.o.; postanowienie to nie jest prawomocne.

6. Zatrudnienie

Na dzień 31 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. zatrudniała 8 432 osoby, tj. o 3 609 osób więcej niż w roku poprzednim. Zmiany w strukturze zatrudnienia w 2007 roku wynikały przede wszystkim z przeprowadzenia procesu rozdzielenia działalności obrotu i dystrybucji oraz integracji obrotu w PGNiG S.A. Wskutek dokonanych zmian restrukturyzacyjnych 3 145 pracowników Spółek Gazownictwa oraz 90 pracowników z Centrali PGNiG S.A. zostało przeniesionych do Oddziału Handlowego. Ponadto, w związku z reorganizacją służb geologicznych, z dniem 1 stycznia 2007 roku nastąpiło przejście 142 pracowników z Centrali PGNiG S.A. do Oddziałów w Sanoku i Zielonej Górze.

Stan zatrudnienia w PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2006 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Stan zatrudnienia w PGNiG S.A. (w osobach)

	2007	2006
Centrala	604	811
Oddziały	7 828	4 012
Razem	8 432	4 823

W PGNiG S.A. od 2000 roku realizowany jest „Program restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych PGNiG S.A”. Okres obowiązywania programu został przedłużony do końca 2008 roku. W 2007 roku programem restrukturyzacji objęto 582 osoby.

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.

W 2007 roku skład Zarządu PGNiG S.A. nie zmieniał się i na dzień 31 grudnia 2007 roku przedstawiał się następująco:

- Krzysztof Głogowski – Prezes Zarządu
- Jan Anysz – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych oraz ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji
- Zenon Kuchciak – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu
- Stanisław Niedbalec – Wiceprezes Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych
- Tadeusz Zwierzyński – Wiceprezes Zarządu ds. Projektów Strategicznych.

Dnia 12 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Spółki:

- Krzysztofa Głogowskiego
- Zenona Kuchciaka
- Stanisława Niedbalca
- Tadeusza Zwierzyńskiego.

Dnia 12 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała w skład Zarządu Spółki:

- Michała Szubskiego na stanowisko Prezesa Zarządu
- Mirosława Dobruta na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych
- Sławomira Hince na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych
- Radosława Dudzińskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Projektów Strategicznych.

Dnia 20 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Spółki Jana Anysza oraz powołała na stanowisko Wiceprezesa Zarządu Mirosława Szałubę.

Umowy z osobami zarządzającymi

Umowy obowiązujące w 2007 roku, podpisane z Prezesem Zarządu, Wiceprezesem Zarządu ds. Handlu, Wiceprezesem Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych oraz Wiceprezesem Zarządu ds. Projektów Strategicznych zawierały klauzulę, gwarantującą wypłatę odprawy w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego, w razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania umowy z przyczyn innych, niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia. Umowy pozostałych osób zarządzających, tj. Wiceprezesa Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji oraz prokurentów nie zawierały takiego zapisu.

W 2007 roku obowiązywały umowy o zakazie konkurencji podpisane ze wszystkimi członkami Zarządu. Umowy o zakazie konkurencji zawarte są 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. Jednocześnie w 2007 roku obowiązywały umowy o zakazie konkurencji podpisane z prokurentami. Umowy o zakazie konkurencji zawarte są na okres 12 miesięcy, licząc od dnia ustania stosunku prawnego. Za dochowanie zakazu konkurencji w okresie obowiązywania umowy prokurentowi przysługuje odszkodowanie wypłacane miesięcznie w wysokości 100% wynagrodzenia średniomiesięcznego brutto z ostatnich trzech miesięcy, otrzymywanego z tytułu stosunków prawnych.

2. Prokurenci

W dniu 30 lipca 2007 roku Zarząd PGNiG S.A. odwołał prokurę Bogusława Marca. W dniu 28 sierpnia 2007 roku Zarząd PGNiG S.A. udzielił prokury Bogusławowi Marcowi. Na dzień 31 grudnia 2007 roku w Spółce było ustanowionych dwóch prokurentów:

- Ewa Bernacik
- Bogusław Marzec.

W dniu 3 stycznia 2008 roku udzielono prokury Janowi Czerepokowi, Waldemarowi Wójcikowi oraz Markowi Dobryniewskiemu. W dniu 17 marca 2008 roku odwołana została prokura Janowi Czerepokowi.

3. 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 obecym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Pisemne zgłoszenie składa się wraz z pisemnym oświadczeniem danego kandydata o zgodzie na kandydowanie oraz o spełnieniu warunków członka niezależnego. 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.

W 2007 roku skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. nie zmieniał się. Na dzień 31 grudnia 2007 roku Rada Nadzorcza składała się z dziewięciu członków:

- 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 Szałuba – członek Rady Nadzorczej
- Jarosław Wojtowicz – członek Rady Nadzorczej.

Po dniu sporządzenia sprawozdania miały miejsce następujące zmiany w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.:

- z dniem 7 lutego 2008 roku Mirosław Szałuba zrezygnował z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.
- dnia 15 lutego 2008 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało Piotra Szwarca, Jarosława Wojtowicza, Andrzeja Rościszewskiego i Wojciecha Arkuszewskiego
- dnia 15 lutego 2008 roku NWZ PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej Stanisława Rychlickiego i Grzegorza Banaszka.

4. Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia i nagrody wypłacone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym zostały przedstawione poniżej:

Wynagrodzenia i nagrody wypłacone osobom zarządzającym (w tys. zł)

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2007 roku	Łączna kwota wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych w 2007 roku	Wynagrodzenie wypłacone w 2007 roku razem
Krzysztof Głogowski	222,7	840,8	1 063,5
Jan Anysz	270,3	178,2	448,5
Zenon Kuchciak	242,3	779,5	1 021,8
Stanisław Niedbalec	251,7	378,0	629,7
Tadeusz Zwierzyński	226,0	130,3	356,3
Ewa Bernacik	251,8	39,6	291,4
Bogusław Marzec	315,0	470,4	785,4

Wynagrodzenia i nagrody wypłacone osobom nadzorującym (w tys. zł)

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2007 roku	Łączna kwota wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych w 2007 roku	Wynagrodzenie wypłacone w 2007 roku razem
Andrzej Rościszewski	33,9	-	33,9
Piotr Szwarc	33,9	56,6	90,5
Kazimierz Chrobak	33,9	6,0	39,9
Wojciech Arkuszewski	33,9	-	33,9
Mieczysław Kawecki	33,9	31,9	65,8
Marcin Moryń	33,9	-	33,9
Mieczysław Puławski	33,9	-	33,9
Mirosław Szkałuba	33,9	33,8	67,7
Jarosław Wojtowicz	33,9	-	33,9

5. Zmiany w zasadach zarządzania

W 2007 roku nie nastąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania Spółką oraz Grupą Kapitałową PGNiG.

Rozdział III: Ład korporacyjny

Zasady ładu korporacyjnego w 2007 roku

W opublikowanym w dniu 29 marca 2007 roku oświadczeniu PGNiG S.A. zadeklarowała przestrzeganie 49 z 53 zasad ładu korporacyjnego zawartych w „Dobrych Praktykach w Spółkach Publicznych w 2005 roku”. Nieprzestrzeganie czterech zasad (zasady nr 2, 20, 28, 43) wynikało przede wszystkim ze specyfiki prawnej Spółki.

Zasada nr 2 (dobre praktyki Walnych Zgromadzeń) traktowała o potrzebie uzasadniania żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz wprowadzania określonych spraw do porządku obrad. Spółka uznała tę zasadę za istotną, ale nie mogła zagwarantować, że wszystkie uprawnione podmioty będą zawsze stosowały tę zasadę. Zgodnie z § 57 Statutu Spółki wnioski w sprawie przedmiotu (zwołania) obrad zwyczajnego Walnego Zgromadzenia powinny być wnoszone wraz z uzasadnieniem Zarządu i pisemną opinią Rady Nadzorczej, za wyjątkiem wniosków w sprawach dotyczących członków Zarządu i członków Rady Nadzorczej, określonych w § 56 statutu Spółki. W związku z tym Spółka postanowiła uchylić się od stosowania zasady nr 2.

Zasada nr 20 (dobre praktyki Rad Nadzorczych) określała, 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 zgodziła się, że do dobrej praktyki korporacyjnej należy zaliczyć udział w Radzie Nadzorczej niezależnych członków, niemniej jednak Spółka nie mogła przyjąć do stosowania zasady nr 20.

Zasada nr 28 (dobre praktyki Rad Nadzorczych) zobowiązywała 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 zgodziła 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. W Spółce nie były powołane odrębne komitety do spraw audytu oraz wynagrodzeń.

Zasada nr 43 (dobre praktyki w zakresie relacji z osobami i instytucjami zewnętrznymi) określała procedurę wyboru biegłego rewidenta. Procedura ta wymagała między innymi przedstawienia rekomendacji komitetu audytu. Zważywszy na to, że Spółka nie przyjęła 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 i § 33 ust. 1 pkt 5 Statutu niezależny członek Rady Nadzorczej musi wyrazić zgodę na wybór biegłego rewidenta.

Raport na temat stosowania przez PGNiG S.A. zasad ładu korporacyjnego w 2007 roku został dołączony do raportu rocznego.

Zasady ładu korporacyjnego w 2008 roku

PGNiG S.A. stosuje zasady ładu korporacyjnego w postaci „Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW”, wprowadzonych z dniem 1 stycznia 2008 roku przez GPW w Warszawie, z pominięciem zasad nr 6, 7 i 8 z obszaru Części III „Dobrych Praktyk”.

Powyższe zasady odnoszą się do niezależnych członków Rady Nadzorczej oraz komitetu audytu w ramach Rady Nadzorczej.

Zasada nr 6 z Części III „Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW” określa, że przynajmniej dwóch członków rady nadzorczej powinno spełniać kryteria niezależności od spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu ze spółką. PGNiG S.A. zgadza się z koniecznością zapewnienia wpływu niezależnych członków na sprawowanie nadzoru w Spółce. Jednakże zgodnie z obowiązującym w Spółce Statutem PGNiG w skład Rady Nadzorczej wchodzi tylko jeden niezależny członek. Zgodnie z art. 12 ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji z dnia 30 sierpnia 1996 roku, w skład Rady Nadzorczej wchodzi przedstawiciele pracowników. Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się od pięciu do dziewięciu członków powoływanych przez Walne Zgromadzenie. Zwiększenie liczby niezależnych członków Rady Nadzorczej w stosunku do obecnej przewidzianej w statucie prowadziłoby do sytuacji, w której Skarb Państwa (jako większościowy akcjonariusz) nie mógłby powoływać większości w Radzie Nadzorczej.

Zasada nr 7 z Części III „Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW” określa, że w ramach rady nadzorczej powinien funkcjonować co najmniej komitet audytu. W skład tego komitetu powinien wchodzić co najmniej jeden członek niezależny od spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu ze spółką, posiadający kompetencje w dziedzinie 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 tej zasady w obecnym brzmieniu. Ponadto należy wskazać, że w Spółce nie jest obecnie powołany odrębny komitet do spraw audytu. Spółka informuje jednak, że w miarę potrzeby oraz zmiany okoliczności, w tym w szczególności związanych ze strukturą akcjonariatu PGNiG S.A., rozważana będzie możliwość wypełnienia omawianej zasady ładu korporacyjnego.

Zasada nr 8 z Części III „Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW” zobowiązuje do stosowania Załącznika I do zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 roku określającego rolę dyrektorów niewykonawczych w zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w radzie nadzorczej. W związku z faktem, że w Spółce obecnie nie są powołane komitety działające w obrębie Rady Nadzorczej, PGNiG S.A. nie stosuje powyższej zasady.

Jednakże, mając na uwadze znaczenie zasad ładu korporacyjnego, Spółka rozważy zaproponowanie akcjonariuszom wprowadzenia w przyszłości odpowiednich rozwiązań oraz zmian statutu zarówno w odniesieniu do zwiększenia liczby niezależnych członków rady nadzorczej, jak i funkcjonowania komitetu audytu.

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 z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (Dz. U. z dnia 1 września 2003 roku, nr 153, poz. 1504 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dystrybucji gazu oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku 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 dnia 23 marca 2007 roku, nr 52, poz. 343) – w odniesieniu do działalności obrotu gazem ziemnym z zagranicą
- Ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z dnia 1 marca 1994 roku, nr 27, poz. 96 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

1. Prawo energetyczne

Działalność PGNiG S.A. w zakresie obrotu paliwami gazowymi jest działalnością regulowaną 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. z dniem 1 lipca 2007 roku, przeprowadzone zostało prawne rozdzielenie działalności obrotu i dystrybucji.

W 2007 roku weszła w życie ustawa z dnia 15 czerwca 2007 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z dnia 29 czerwca 2007 roku, nr 115, poz. 790). Przepisy ustawy regulują proces rozdzielania działalności obrotu i dystrybucji w odniesieniu do przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. Ustawa zapewnia płynność funkcjonowania przedsiębiorstw prowadzących działalność dystrybucji i obrotu oraz nowych przedsiębiorstw obrotu powstałych po wydzieleniu.

W 2007 roku obowiązywały rozporządzenia taryfowe, przyłączeniowe i o ograniczeniach wydane na podstawie ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu sprzed nowelizacji z dnia 3 maja 2005 roku, zatem nie zawierały m.in. przepisów pozwalających na skonstruowanie taryfy dla usługi kompleksowej, przewidzianej w obowiązującej ustawie Prawo energetyczne.

Z dniem 20 lutego 2008 roku weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z dnia 20 lutego 2008 roku, nr 28, poz. 165).

W 2007 roku zostało opracowane i poddane konsultacjom społecznym rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania rozporządzenie nie zostało wprowadzone.

1.1. Koncesje

W wyniku integracji działalności obrotu w ramach PGNiG S.A. w 2007 roku Spółka przejęła, w drodze sukcesji, od Spółek Obrotu Gazem 6 koncesji na obrót paliwami gazowymi, 2 koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą oraz 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku Spółka była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji udzielonych przez Prezesa URE:

- 1 koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych
- 7 koncesji na obrót paliwami gazowymi
- 3 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesji na magazynowanie paliw gazowych
- 2 koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

W dniu 7 listopada 2007 roku Spółka wystąpiła do Prezesa URE z wnioskami o dostosowanie koncesji do nowych warunków prowadzenia działalności przez PGNiG S.A. oraz o przedłużenie okresu ważności koncesji na okres do dnia 31 grudnia 2025 roku w zakresie koncesji na:

- obrót paliwami gazowymi
- obrót gazem ziemnym z zagranicą
- obrót paliwami ciekłymi.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania w zakresie powyższych postępowań nie zostały wydane decyzje przez Prezesa URE.

W odniesieniu do koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą oraz obrót paliwami ciekłymi toczą się postępowania mające na celu m.in. doprowadzenie do stanu faktycznego, w którym Spółka będzie w posiadaniu tylko jednej koncesji w zakresie poszczególnych działalności.

W dniach 18-19 lutego 2008 roku Prezes URE wydał decyzje, w których stwierdził wygaśnięcie udzielonych sześciu Spółkom Obrotu Gazem koncesji na obrót paliwami gazowymi wskutek wykreślenia podmiotów z właściwego rejestru.

W dniu 14 listopada 2007 roku Spółka wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o akceptację utrzymania dotychczasowej koncesji na przesyłanie i dystrybucję, co najmniej do końca okresu jej obowiązywania. Aktualnie toczy się postępowanie administracyjne w powyższym zakresie.

1.2. Polityka taryfowa

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną GK PGNiG jest uzależnienie przychodów Grupy Kapitałowej 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 paliwa gazowego, 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, przede wszystkim rozporządzenie taryfowe. Brak nowelizacji rozporządzeń wykonawczych, w tym rozporządzenia taryfowego, pomimo wielu zmian Prawa energetycznego, doprowadził do przedłużenia postępowania w sprawie zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy dla PGNiG S.A. Proces ten został wszczęty 14 listopada 2007 roku i do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została zatwierdzona taryfa dla paliw gazowych.

Stosowana metodologia kształtowania taryf bazuje na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. Zgodnie z wytycznymi regulatora (Prezesa URE) 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.

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

W dniu 8 listopada 2006 roku Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE w sprawie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprężonego gazu ziemnego (CNG), którym napędzane są pojazdy mechaniczne. W dniu 15 czerwca 2007 roku Prezes URE wydał decyzję zwalniającą Spółkę z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie CNG, stwierdzając, że rynek dostaw CNG będący obszarem działania wnioskodawcy spełnia wymogi rynku konkurencyjnego w rozumieniu art. 49 ustawy Prawo energetyczne.

W sierpniu i wrześniu 2007 roku Spółki Obrotu Gazem złożyły wnioski w sprawie zwolnienia ich z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprężonego gazu ziemnego, którym napędzane są pojazdy mechaniczne. W efekcie integracji działalności obrotu w ramach PGNiG S.A. Spółka przejęła, w drodze sukcesji, prowadzenie powyższych spraw.

W dniu 28 marca 2008 roku Prezes URE wydał decyzję w sprawie zwolnienia w powyższym zakresie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprężonego gazu ziemnego, którym napędzane są pojazdy mechaniczne.

1.3. Zmiany w taryfach

W 2007 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych nr 4 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 marca 2006 roku, w której na wniosek PGNiG S.A. wprowadzane były następujące zmiany:

- decyzją z 15 grudnia 2006 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2007 roku oraz zostały zatwierdzone nowe ceny za paliwa gazowe; w wyniku zmiany taryfy od 1 stycznia 2007 roku ceny za paliwo gazowe wzrosły o 9,9%
- decyzją z 14 marca 2007 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2007 roku
- decyzją z 17 sierpnia 2007 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2007 roku ze względu na zasadność ustalenia nowej taryfy dopiero po zakończeniu procesu integracji działalności obrotu i ukazaniu się aktów wykonawczych do aktualnie obowiązującej ustawy Prawo energetyczne.

Ceny i stawki opłat obowiązujące w rozliczeniach z odbiorcami w 2007 roku:

- ceny paliw gazowych

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

- 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

- 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

- opłaty abonamentowe

Rodzaj gazu	Cena obowiązująca w rozliczeniach w 2007 roku
	zł/m-c
Gaz wysokometanowy E	541,00
Gaz zaazotowany Ls	541,00
Gaz zaazotowany Lw	541,00

W dniu 14 listopada 2007 roku PGNiG S.A. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o zatwierdzenie Taryfy dla Paliw Gazowych nr 1/2008 Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. na okres od 1 stycznia 2008 roku do 31 marca 2008 roku. W dniu 20 lutego 2008 roku Spółka złożyła korektę wniosku w celu dostosowania go do wymogów nowego rozporządzenia taryfowego. W korekcie wniosku o zatwierdzenie Taryfy dla Paliw Gazowych nr 1/2008 PGNiG S.A. zawnioskowała m.in. o zmianę terminu obowiązywania Taryfy. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania w zakresie powyższego postępowania nie została wydana decyzja przez Prezesa URE.

1.4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ryzyko regulacyjne

Podstawowe ryzyko taryfowe stanowi niedostosowanie aktów wykonawczych do obowiązujących ustaw w zakresie rynku gazu. Taka sytuacja miała miejsce na przełomie 2007 i 2008 roku, kiedy to z powodu braku rozporządzenia taryfowego dostosowanego do znowelizowanego Prawa energetycznego przedłużeniu uległo postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych. Rozporządzenie taryfowe zostało podpisane przez Ministra Gospodarki dopiero w lutym 2008 roku. Jednakże kolejne istotne dla funkcjonowania rynku gazowego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (rozporządzenie systemowe) znajduje się w fazie projektu.

W 2008 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowniczego. Przede wszystkim znowelizowana zostanie ustawa Prawo energetyczne w wyżej omówionym zakresie. Wejście w życie znowelizowanej ustawy skutkować będzie koniecznością nowelizacji rozporządzenia taryfowego.

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 sektora gazowniczego. Zmiany prawa, w tym opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych, 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.

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 oszacowania przez odbiorców zapotrzebowań 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 ciągle zmiany cen. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obciążona 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 konkurencji

Wzrost cen paliw na rynkach światowych w ostatnich latach przełożył się w sposób bezpośredni na wzrost zainteresowania działalnością poszukiwawczą. Istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji na rynku polskim ze strony innych firm, w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż czy realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów. Aktualnie konkurencja na rynku krajowym jest ograniczona. Jednakże w przyszłości, po uzyskaniu stosownych koncesji, pojawią się firmy, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG S.A. Poważną konkurencję stanowić mogą duże firmy z ugruntowaną pozycją na rynkach międzynarodowych, posiadające wielokrotnie większe zasoby finansowe od PGNiG S.A., a tym samym akceptujące wysokie ryzyko działalności poszukiwawczej w Polsce.

2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym reguluje zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa paliwowego państwa, w tym działalność obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Ustawa wprowadza zmiany w obszarze działalności PGNiG S.A., m.in.:

- nakłada obowiązek utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego
- ustala harmonogram tworzenia obowiązkowych zapasów 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 działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne.

3. Prawo geologiczne i górnictwo

Prawo geologiczne i górnictwo 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 2007 rok PGNiG S.A. posiadała:

- 67 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego
- 213 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 8 koncesji na podziemnego magazynowanie gazu (PMG)
- 4 koncesje na składowanie odpadów.

W 2007 roku Ministerstwo Środowiska dokonało cesji 8 koncesji Eurogas Polska Sp. z o.o. na rzecz PGNiG S.A. o łącznej powierzchni 3.520 km² oraz przyznało jedną nową koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Od początku 2007 roku 8 koncesji, które straciły ważność, nie zostało przedłużonych z powodu nieopłacalności prowadzenia dalszych prac. W 2007 roku uzyskano 8 nowych koncesji eksploatacyjnych natomiast 3 koncesje zostały wygaszone. W omawianym okresie nie wystąpiły zmiany w koncesjach na podziemne magazynowanie gazu i koncesjach na składowanie odpadów.

W 2008 roku planuje się przedłużenie wszystkich koncesji poszukiwawczych, które utracą terminy ważności oraz wystąpienie o 9 nowych. Wystąpiono również do Ministra Środowiska z wnioskami o przyznanie 3 nowych koncesji eksploatacyjnych.

Rozdział V: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2007 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. 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. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2007 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2007	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2007	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2007
Skarb Państwa	5 000 000 000	84,75%	5 000 000 000	84,75%
Pozostali	900 000 000	15,25%	900 000 000	15,25%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

Na dzień 31 grudnia 2007 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.

Zmiany w strukturze znacznych akcjonariuszy

W 2007 roku oraz do dnia sporządzenia sprawozdania nie nastąpiły zmiany w strukturze znacznych akcjonariuszy PGNiG S.A.

Akcje PGNiG S.A. oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 31 grudnia 2007 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 2007 roku nie posiadała akcji PGNiG S.A.

Nabycie akcji własnych

W 2007 roku oraz do dnia sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie dokonywała transakcji nabycia akcji własnych.

Umowy, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie są znane umowy, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy.

Informacje o osobach posiadających papiery wartościowe, które dają specjalne uprawnienia kontrolne w stosunku do Spółki

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie posiadała informacji o osobach posiadających papiery wartościowe, które dają specjalne uprawnienia kontrolne w stosunku do Spółki.

Ograniczenia dotyczące przenoszenia praw własności papierów wartościowych Spółki

PGNiG S.A. nie są znane ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Spółki oraz wszelkich ograniczeń w zakresie wykonywania prawa głosu przypadających na akcje Spółki.

Informacja o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

Do dnia sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie udostępniała akcji pracowniczych Spółki.

Kurs akcji PGNiG S.A.

Na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie notowanych jest 900 000 000 akcji Spółki serii B, co stanowi 15,25% kapitału zakładowego PGNiG S.A. W 2007 roku kurs akcji PGNiG S.A. wzrósł o 37,1%. Uwzględniając wypłatę dywidendy w wysokości 0,17 zł na akcję, stopa zwrotu wyniosła 41,7%. Najwyższy kurs, po jakim inwestorzy handlowali akcjami Spółki w 2007 roku, wyniósł 6,10 zł. Wysoki kurs akcji potwierdza stabilną kondycję finansową Spółki. Dla porównania w 2007 roku indeksy WIG oraz WIG20 zanotowały wzrost odpowiednio o 8,7% oraz 3,2%, natomiast główny indeks, odzwierciedlający koniunkturę w sektorze paliwowym – WIG-Paliwa, zanotował wzrost o 9,2%. Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A. zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A. w 2007 roku

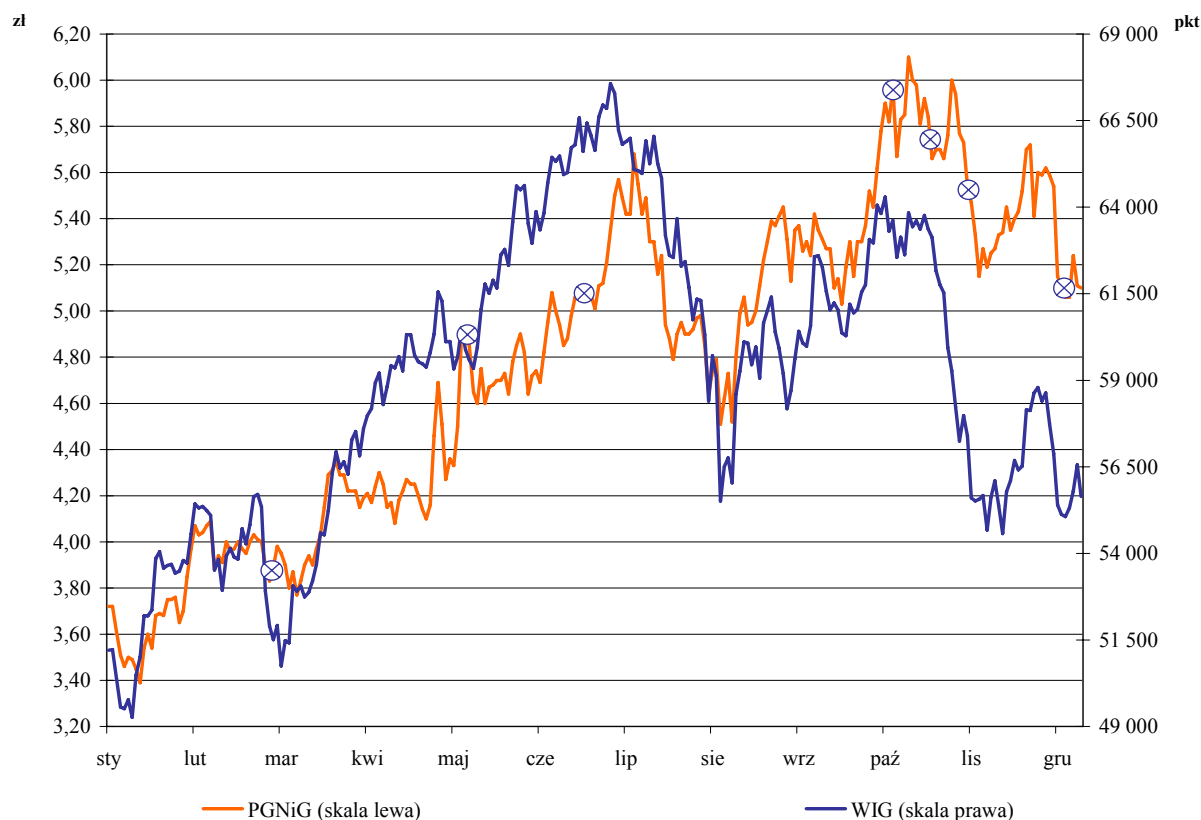
	Kurs na dzień 2.01.2007	Kurs max	Kurs min	Kurs na dzień 28.12.2007	Stopa zwrotu	Waga PGNiG S.A. w indeksie na dzień 28.12.2007
WIG	51 203	67 569	49 264	55 649	8,7%	2,24%
WIG20	3 348	3 918	3 149	3 456	3,2%	3,88%
WIG-Paliwa	3 250	4 122	2 880	3 548	9,2%	19,41%
PGNiG S.A.	3,72	6,10	3,39	5,10	37,1%	-

Źródło: GPW w Warszawie

W 2007 roku wahania indeksów na giełdach światowych były determinowane głównie informacjami na temat sytuacji gospodarczej Stanów Zjednoczonych. Osłabienie tempa wzrostu amerykańskiej gospodarki oraz zagrożenie recesją spowodowały w drugiej połowie 2007 roku silny spadek poziomu indeksów również na GPW w Warszawie. Doniesienia makroekonomiczne ze Stanów Zjednoczonych kształtowały kurs akcji PGNiG S.A. w znacznie większym stopniu niż informacje o wydarzeniach w Spółce.

Poniżej przedstawione zostały wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksu WIG oraz opis wybranych wydarzeń w Spółce w 2007 roku.

Kurs akcji PGNiG w odniesieniu do indeksu WIG



1.03.2007

Publikacja skonsolidowanego raportu kwartalnego za IV kwartał 2006 roku. Opublikowane wyniki były zgodne z przewidywaniami analityków. W tym dniu PGNiG S.A. poinformowała także o zawarciu umowy warunkowej na zakup udziałów w koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Kurs akcji w trakcie dwóch kolejnych sesji wzrósł z 3,83 zł do 3,98 zł.

15.05.2007

Publikacja skonsolidowanego raportu kwartalnego za I kwartał 2007 roku. Inwestorzy oczekiwali bardzo dobrych wyników, co znalazło odzwierciedlenie w zmianie kursu akcji. Pomiędzy 10 a 15 maja 2007 roku kurs akcji wzrósł z 4,33 zł do 4,92 zł.

28.06.2007

Decyzja Walnego Zgromadzenia w sprawie wypłaty z zysku za 2006 rok (0,17 zł na akcję). Stopa dywidendy wyniosła 63,4%. Decyzja o wypłacie dywidendy nie wpłynęła na kurs akcji w dniu notowania, jednakże w ciągu następných dwóch tygodni kurs wzrósł z 5,07 zł do 5,68 zł.

17.10.2007

Zawarcie umowy pożyczki pomiędzy PGNiG S.A. a PGNiG Norway AS w celu sfinalizowania transakcji zakupu udziału w koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Następnie obie spółki podpisały umowę gwarancji. Informacje zostały przyjęte bardzo pozytywnie przez rynek, co miało swoje odzwierciedlenie w kursie akcji. W okresie od 19 do 23 października kurs akcji wzrósł z 5,67 zł do 6,10 zł i osiągnął historyczne maksimum.

31.10.2007

Nabycie przez spółkę PGNiG Norway AS udziałów w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych PL212, PL212B oraz PL262 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Inwestorzy pozytywnie przyjęli informację, w ciągu kolejnego tygodnia kurs akcji wzrósł o 6,0%, osiągając poziom 6,00 zł.

14.11.2007

Publikacja skonsolidowanego raportu kwartalnego za III kwartał 2007 roku. Wyniki Spółki były poniżej oczekiwań analityków, co spowodowało spadek kursu akcji z 5,78 zł do 5,54 zł (-4,2%). W tym dniu wartość indeksu WIG20 spadła o 2,5%, a WIG o 2,3%.

18.12.2007

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. zakończyła postępowanie kwalifikacyjne na stanowiska Prezesa Zarządu i członków Zarządu PGNiG S.A. bez rozstrzygnięcia. Decyzja Rady Nadzorczej nałożyła się na brak decyzji Prezesa URE w sprawie nowej taryfy dla paliw gazowych. W trakcie trzech notowań (13,14 i 17 grudnia 2007 roku) kurs Spółki spadł o 8,0%. Spadły także wartości indeksów WIG20 i WIG, odpowiednio o 5,3% i 4,0%.

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, gaz propan-butan oraz hel. Zakup gazu z importu odbywa się głównie z kierunku wschodniego. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci dystrybucyjnej i 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 PGNiG S.A. Spółka prowadziła sprzedaż produktów na rynku krajowym oraz na rynkach zagranicznych. W 2007 roku sprzedaż eksportowa gazu wyniosła 27,9 mln zł, ropy naftowej 442,7 mln zł oraz helu 18,2 mln zł. Struktura sprzedaży PGNiG S.A. w 2007 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

Produkt	Jednostka	2007		2006	
		Ilość	Wartość (w mln zł)	Ilość	Wartość (w mln zł)
1. Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	13 685,7	13 955,0	13 657,5	11 027,3
- gaz wysokometanowy	mln m ³	12 284,1	12 755,3	12 324,6	10 073,5
- gaz zaazotowany	mln m ³ *	1 401,6	1 199,7	1 332,9	953,8
2. Ropa naftowa	tys. t	540,6	777,9	515,0	739,1
3. Kondensat	tys. t	1,1	1,6	3,9	6,3
4. Hel	mln m ³	2,4	30,5	2,4	32,7
5. Propan-butan	tys. t	19,5	39,5	16,9	32,1
Razem:			14 804,5		11 837,5

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W 2007 roku sprzedaż gazu do Spółek Gazownictwa, odbiorców końcowych oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego stanowiła 58% sprzedaży gazu ogółem. W wyniku prawnego rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej w połowie 2007 roku Spółki Gazownictwa zostały przekształcone w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD), a działalność handlowa została zintegrowana w PGNiG S.A. W związku z powyższym w II półroczu Spółka prowadziła sprzedaż gazu do odbiorców końcowych, a Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego dokonywali zakupu gazu na własne potrzeby. Głównymi odbiorcami z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej był przemysł chemiczny, hutnictwo i energetyka oraz odbiorcy domowi. Na dzień 31 grudnia 2007 roku odbiorcy domowi stanowili 99,6% klientów PGNiG S.A. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na najważniejszych odbiorców.

Struktura sprzedaży gazu według odbiorców

Wyszczególnienie		Jednostka	2007	%	2006	%
1.	Do 6 Spółek Gazownictwa	mln m ³	4 033,0	29,5%	8 118,1	59,5%
	- Dolnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	419,2	10,4%	853,6	10,5%
	- Górnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	665,1	16,5%	1 353,9	16,7%
	- Karpacka Spółka Gazownictwa	mln m ³	945,3	23,4%	1 940,7	23,9%
	- Mazowiecka Spółka Gazownictwa	mln m ³	847,3	21,0%	1 717,5	21,1%
	- Pomorska Spółka Gazownictwa	mln m ³	447,8	11,1%	849,0	10,5%
	- Wielkopolska Spółka Gazownictwa	mln m ³	708,3	17,6%	1 403,4	17,3%
2.	Do klientów przejętych od 6 Spółek Gazownictwa	mln m ³	3 840,1	28,1%	-	-
3.	Do 6 Operatorów Systemu Dystrybucyjnego	mln m ³	77,6	0,6%	-	-
4.	Do odbiorców końcowych z sieci przesyłowej	mln m ³	5 105,5	37,3%	4 974,0	36,4%
5.	Do odbiorców bezpośrednio ze złóż	mln m ³	629,5	4,6%	565,4	4,1%
Razem:		mln m ³	13 685,7	100,0%	13 657,5	100%

W 2007 roku Spółka pozyskiwała gaz ziemny z importu, wydobycia własnego oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. Spółka importowała gaz ziemny głównie pochodzenia rosyjskiego oraz środkowoazjatyckiego. Gaz z wydobycia własnego stanowił 32% zaopatrzenia PGNiG S.A. w gaz ziemny. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zaopatrzenia w gaz ziemny według kierunków dostaw

Źródło		Jednostka	2007	%	2006	%
1.	Import	mln m ³	9 286,0	68,4%	10 028,4	70,1%
	- OOO „Gazprom eksport”	mln m ³	6 219,2	67,0%	6 839,7	68,2%
	- ROSUKRENERGO AG	mln m ³	2 279,3	24,5%	2 346,9	23,4%
	- Pozostali dostawcy zagraniczni	mln m ³	787,5	8,5%	841,8	8,4%
2.	Wydobycie krajowe	mln m ³	4 276,1	31,5%	4 277,1	29,9%
3.	Dostawcy krajowi	mln m ³	13,5	0,1%	-	-
Razem:		mln m ³	13 575,6	100,0%	14 305,5	100,0%

2. Podstawowe umowy handlowe

Umowy zakupu

W 2007 roku PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowych kontraktów importowych z OOO „Gazprom eksport” i VNG-Verbundnetz Gas AG. oraz kontraktów średnioterminowych na dostawy gazu odpowiednio z ROSUKRENERGO AG oraz VNG-Verbundnetz Gas AG/ E.ON Ruhrgas AG:

- Kontraktu kupna-sprzedaży rosyjskiego gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 2022 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do 1 października 2016 roku
- Umowy sprzedaży gazu z dnia 15 września 2004 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG/ E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do 30 września 2008 roku
- Umowy sprzedaży gazu ziemnego z dnia 17 listopada 2006 roku z ROSUKRENERGO AG, obowiązującej do 1 stycznia 2010 roku włącznie z możliwością przedłużenia do 1 stycznia 2012 roku.

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 norweskiego na terenie Europy. Pozwoli to PGNiG S.A. dokonywać zakupu gazu w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz odsprzedawać jego ewentualne nadwyżki. Warunki Ogólne zostały zawarte na czas nieokreślony.

Umowy sprzedaży

W 2007 roku PGNiG S.A. podpisała dziewięć umów kompleksowych na dostawy paliwa gazowego do klientów, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego. Ponadto PGNiG S.A. podpisała dwie umowy sprzedaży gazu ziemnego na potrzeby własne z OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Spółka podpisała również dwie umowy sprzedaży paliwa gazowego bezpośrednio ze złóż, w tym:

- jedną umowę sprzedaży gazu ziemnego zaazotowanego na okres 10 lat, z terminem rozpoczęcia dostaw w II kwartale 2008 roku
- jedną umowę obowiązującą do końca 2008 roku.

W II kwartale 2007 roku PGNiG S.A. wznowiła współpracę z Rafinerią Trzebinia w ramach współpracy z Grupą PKN Orlen, która tym samym stała się głównym odbiorcą ropy naftowej dostarczanej drogą kolejową. Współpraca z Rafinerią Nafty Jedlicze z Grupy PKN Orlen w zakresie dostaw ropy naftowej oparta jest o umowę długoterminową podpisaną na okres 10 lat.

Umowy o usługi przesyłowe

W dniu 1 października 2007 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 października 2007 roku do 31 grudnia 2010 roku. Szacunkowa wartość umów wynosi 5,6 mld zł.

Umowy o usługi dystrybucyjne

Na przełomie sierpnia i września 2007 roku zostało podpisanych sześć umów pomiędzy:

- Dolnośląskim Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. a Dolnośląską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.; szacunkowa wartość umowy w całym okresie obowiązywania wynosi 811,7 mln zł
- Górnośląskim Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. a Górnośląską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.; szacunkowa wartość umowy w całym okresie obowiązywania wynosi 2.200,0 mln zł
- Karpackim Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. a Karpacką Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.; szacunkowa wartość umowy w całym okresie obowiązywania wynosi 3.200,0 mln zł
- Mazowieckim Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. a Mazowiecką Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.; szacunkowa wartość umowy w całym okresie obowiązywania wynosi 3.800,0 mln zł
- Pomorskim Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. a Pomorską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.; szacunkowa wartość umowy w całym okresie obowiązywania wynosi 2.040,6 mln zł
- Wielkopolskim Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. a Wielkopolską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.; szacunkowa wartość umowy w całym okresie obowiązywania wynosi 1.364,9 mln zł.

Przedmiotem umów jest świadczenie przez OSD na rzecz Spółek Obrotu Gazem usług dystrybucji paliwa gazowego na warunkach ciągłych, przy wykorzystaniu systemu dystrybucyjnego, będącego własnością lub pozostającego w dyspozycji OSD. Umowy obowiązują od dnia 29 czerwca 2007 roku przez okres 4 lat. W wyniku połączenia Spółek Obrotu Gazem z PGNiG S.A., Spółka w drodze sukcesji stała się stroną powyższych umów.

3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji

W 2007 roku PGNiG S.A. i Spółki Gazownictwa zakończyły prace nad dostosowaniem struktur organizacyjnych do Prawa energetycznego implementującego wymogi 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.

W I półroczu 2007 roku w KRS przeprowadzono rejestrację sześciu Spółek Obrotu Gazem oraz rejestrację podwyższenia ich kapitałów zakładowych w wyniku przejęcia wydzielonych ze Spółek Gazownictwa oddziałów obrotu. Ponadto zostało zarejestrowane obniżenie kapitału sześciu Spółek Gazownictwa oraz zmiany umów spółek. Firmy Spółek Gazownictwa zmieniono na Operatorów Systemu Dystrybucyjnego oraz ograniczono zakres działalności. W dniu 30 czerwca 2007 roku Prezes URE wydał decyzję wyznaczającą na okres jednego roku spółki OSD na Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

W kwietniu 2007 roku uchwałą Zarządu PGNiG S.A. utworzono w ramach struktury organizacyjnej PGNiG S.A. Oddział Handlowy. Zakres działania Oddziału Handlowego obejmuje obrót gazem,

sprzedaż ropy naftowej, obsługę klientów oraz bilansowanie handlowe gazu. Z dniem 1 lipca 2007 roku Oddział Handlowy rozpoczął swoją działalność jako wyodrębniona jednostka organizacyjna Spółki PGNiG S.A.

Połączenie Spółek Obrotu Gazem z PGNiG S.A. nastąpiło z dniem 1 października 2007 roku. W wyniku powyższego detaliczny obrót gazem oraz obsługa klientów na terenie całego kraju prowadzona jest przez PGNiG S.A.

4. Planowane działania w obszarze obrotu

Alternatywne kierunki dostaw gazu

W dniu 19 kwietnia 2007 roku PGNiG S.A. i Energinet.dk podpisały List Intencyjny w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe łączącego polski i duński system gazowniczy. W dniu 7 listopada 2007 roku podpisana została dwustronna „Umowa o współpracy w zakresie inwestycji pod nazwą Gazociąg Bałtycki” pomiędzy PGNiG S.A. i OGP GAZ-SYSTEM S.A. W dniu 15 listopada 2007 roku Energinet.dk, PGNiG S.A. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A. podpisały trójstronną umowę o współpracy będącą kolejnym krokiem w realizacji projektu Baltic Pipe. Aktualnie spółki prowadzą wspólnie analizy techniczne oraz prace nad szczegółowymi uzgodnieniami w zakresie realizacji projektu.

W dniu 20 czerwca 2007 roku PGNiG S.A. przystąpiła i objęła nieodpłatnie 15% udziałów w konsorcjum powołanego do budowy gazociągu Skanled z Karsto w Norwegii do Szwecji i Danii. Podjęcie decyzji inwestycyjnej planowane jest w październiku 2009 roku.

Zakup gazu ziemnego

W 2008 roku PGNiG S.A. nie przewiduje zmian w strukturze kierunków dostaw ani zmian w zawartych kontraktach na zakup gazu ziemnego. Prowadzone są działania mające na celu zapewnienie dostaw gazu w związku z wygasającą 30 września 2008 roku Umową sprzedaży gazu z dnia 15 września 2004 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG/ E.ON Ruhrgas AG.

Sprzedaż gazu ziemnego

Przewidywany wzrost sprzedaży gazu związany jest z inwestycjami rozwojowymi strategicznych odbiorców PGNiG S.A. z branży petrochemicznej, budowlanej oraz hutniczej. W 2007 roku PGNiG S.A. nawiązała współpracę w sprawie możliwości zapewnienia dostaw paliwa gazowego z kilkoma dużymi potencjalnymi klientami, w tym reprezentującymi branżę energetyczną w zakresie wymiany części bloków energetycznych zasilanych węglem kamiennym na bloki gazowe. Rozpoczęcie dostaw gazu ziemnego na potrzeby zmodernizowanych elektrowni/ elektrociepłowni planowane jest na lata 2011-2012. Dodatkowo w 2007 roku Spółka podjęła rozmowy z dostawcami energii elektrycznej w sprawie wspólnej sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego. Przewiduje się, że w 2008 roku zostanie wypracowany model współpracy oraz podjęte zostaną pierwsze wspólne inicjatywy wdrożeniowe.

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 brakiem zachęt ekonomicznych, które byłyby generowane przez zaostrzone normy emisji, stanowi istotną barierę dla rozwoju elektroenergetyki gazowej, która miała się w dużej mierze przyczynić do rozwoju rynku gazu w Polsce.

Ryzyko konkurencji

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku energetycznym. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu wynosi ok. 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza PGNiG S.A., którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Lokalni dystrybutorzy gazu są podmiotami gospodarczymi 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 koniec grudnia 2007 roku (z wyłączeniem PGNiG S.A. i innych podmiotów GK) Prezes URE udzielił koncesji na prowadzenie działalności w zakresie:

- obrotu paliwami gazowymi (76 firm)
- przesyłania i dystrybucji paliw gazowych (46 firm)
- dystrybucji paliw gazowych (13 firm)
- obrotu paliwami gazowymi z zagranicą (20 firm)
- skraplania i regazyfikacji paliw gazowych (2 firmy).

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. Obecnie jedynie 15 firm spoza GK PGNiG prowadzi działalność polegającą na obrocie i dystrybucji gazu ziemnego do klientów. Wzmoczona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania obecnych i potencjalnych klientów GK PGNiG może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Ryzyko zakłóceń w dostawach gazu z importu

W poprzednich latach miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Z uwagi na złożone relacje pomiędzy głównym dostawcą gazu a krajami tranzytowymi tj. Ukrainą i Białorusią podobne zdarzenia mogą mieć miejsce w przyszłości.

Ryzyko związane z zawieraniem umów kompleksowych

Od 2007 roku PGNiG S.A. jest stroną nowych umów o świadczenie usług przesyłowych z OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz stroną umów o świadczenie usług dystrybucji z Operatorami Systemu Dystrybucyjnego. Spółka rozpoczęła proces dostosowania umów kompleksowych do obowiązujących przepisów prawa, z czym związane są następujące zagrożenia:

- ewentualne zaniechania ze strony operatorów w zakresie zobowiązań wynikających z umów mogą spowodować brak możliwości wywiązania się przez PGNiG S.A. z umów z odbiorcami
- ponoszenie dodatkowych obciążeń finansowych na rzecz operatorów związanych z nieznomowaniem, z koniecznością zapewnienia należytego wykonywania odczytów, kontroli układów pomiarowych.

Ryzyko spadku sprzedaży gazu na potrzeby sektora elektroenergetycznego

Z dniem 1 lipca 2007 roku, zgodnie z art. 9a ust.8 ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. nr 54 poz. 348 z późn. zm.) Towarowa Giełda Energii S.A. uruchomiła Rejestr Świadectw Pochodzenia dla wysokosprawnej kogeneracji. Zasady udzielania świadectw pochodzenia dla kogeneracji wskazują obowiązek osiągnięcia średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w układach parowo-gazowych, na poziomie co najmniej 80%. Osiągnięcie tak wysokiej sprawności może wymusić konieczność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wyłącznie w pełnym skojarzeniu. To z kolei spowodować może, że elektrociepłownie w celu uzyskania świadectw pochodzenia energii z kogeneracji, a tym samym dopłat, pracować będą wyłącznie w sezonie grzewczym (zimą). Perspektywa uruchomienia rynku świadectw pochodzenia z kogeneracji w horyzoncie kilku najbliższych lat może przyczynić się do obniżenia wolumenu paliwa gazowego odbieranego przez sektor elektroenergetyczny, a także ograniczenia możliwości rozwoju podsektora elektroenergetyki gazowej.

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.

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. Zgodnie z założeniami początkowe dostawy gazu z terminalu LNG do sieci wynosić będą około 2,5 mld m³ gazu rocznie. W zależności od popytu na gaz roczna przepustowość będzie zwiększona do 5 mld m³, a docelowo do 7,5 mld m³ gazu.

W 2007 roku realizowano fazę wdrożeniową projektu budowy terminalu LNG, w tym:

- otrzymano od OGP GAZ-SYSTEM S.A. warunki przyłączenia do sieci przesyłowej oraz prowadzono negocjacje umowy o przyłączenie do sieci gazowej terminalu LNG
- powołano spółkę Polskie LNG Sp. z o.o., której głównym celem jest prowadzenie działalności regazyfikacyjnej, a w szczególności rozładunek, przeładunek i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG
- podpisano umowę z Biurem Konserwacji Przyrody w Szczecinie o wykonanie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko
- podpisano umowę dzierżawy nieruchomości na cele terminalu regazyfikacyjnego LNG z Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.
- dokonano zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego w Świnoujściu
- zlecono przeprowadzenie dokumentacji techniczno-ekonomicznej terminalu LNG wraz z wymaganymi pozwoleniami.

W celu realizacji importu LNG do Polski drogą morską działania rozwojowe PGNiG S.A. skupiać się będą na zawarciu długoterminowego kontraktu na dostawy LNG.

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 dostawy LNG może doprowadzić do:

- niespełnienia jednego z podstawowych celów Projektu LNG, tj. dywersyfikacji dostaw
- 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 przyłączeniem 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 nowo budowanej infrastruktury technicznej.

Ryzyko oddziaływania transgranicznego

W związku z położeniem terminalu LNG w pobliżu granicy Rzeczypospolitej Polskiej, uzyskanie decyzji środowiskowej od polskich organów administracyjnych może okazać się niewystarczające. Przeprowadzenie długotrwałych procedur oddziaływania transgranicznego może spowodować przesunięcia terminu realizacji Projektu LNG.

Ryzyko braku zgody na odstępstwo od zasady TPA

Ryzyko jest związane z długotrwałym procesem uzyskania zgody na odstępstwo od zasady dostępu stron trzecich (TPA). Powyższa procedura obejmuje uzgodnienia z Urzędem Regulacji Energetyki oraz Komisją Europejską. Brak zgody na odstępstwo od TPA spowoduje zmiany w strukturze finansowania i podstawowych założeniach Projektu LNG.

Rozdział VIII: Poszukiwanie 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 należących do Grupy Kapitałowej PGNiG.

1. Prace poszukiwawcze

W 2007 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w trzech rejonach kraju na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim. W ramach prac wykonano łącznie 52.081 m wierceń. Prace wiertnicze były prowadzone w 31 otworach: 25 poszukiwawczych i 6 rozpoznawczych, z czego w 4 otworach kontynuowano wiercenia rozpoczęte w 2006 roku. Do końca grudnia 2007 roku w 24 otworach zostały zakończone wiercenia oraz próby złożowe, a w jednym było przeprowadzane opróbowanie.

Opróbowanie otworów pozwoliło zakwalifikować 16 otworów jako pozytywne, w tym w 13 otrzymano przemysłowy przyływ gazu ziemnego, a w 3 ropy naftowej.

Na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w 2007 roku wydatkowano ogółem 477,4 mln zł. Przyrost zasobów wydobywalnych węglowodorów osiągnął poziom:

- gaz ziemny – 2.807 mln m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy
- ropa naftowa – 360 tys. ton.

Na koniec 2007 roku udokumentowane zasoby gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wynosiły 96,9 mld m³, zaś zasoby ropy naftowej oszacowano na 21,2 mln ton. Wielkość zasobów została pozytywnie oceniona przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjęta przez Ministra Środowiska.

W 2007 roku PGNiG S.A. prowadziła prace geofizyczne:

- w Karpatach, na Przedgórzu Karpat i na Niżu Polskim, gdzie wykonano łącznie 1.573 km sejsmicznych prac połowych 2D oraz 600 km² sejsmicznych prac połowych 3D
- w Pakistanie, gdzie zostało wykonane 161,7 km sejsmiki 2D.

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. W 2007 roku „Dokumentacja geologiczna otworu wiertniczego Huwniki-1” została zakończona i przekazana do Ministerstwa Środowiska.

W 2007 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).

Dnia 9 stycznia 2007 roku podpisane zostały z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. „Umowa przeniesienia użytkowania górniczego na złożu gazu ziemnego Klęka” oraz „Porozumienie w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka-11” w ramach kontynuowania wspólnych prac na obszarze „Płotki”. W tym rejonie wykonane zostały sejsmiczne prace polowe 3D oraz wykonano otwór poszukiwawczy, w którym obecnie prowadzone są pomiary wydajności i próby złożowe.

W 2007 roku na obszarze „Płotki”-„PTZ” była kontynuowana eksploatacja złoża gazu ziemnego Zaniemyśl. Na obszarze „Poznań” rozpoczęto eksploatację odwiertu Winna Góra-1, wykonano badania sejsmiczne 3D oraz prowadzono analizy w celu przygotowania nowych obiektów pod wiercenia.

W 2007 roku PGNiG S.A. podpisała z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. „Umowę przeniesienia użytkowania górniczego na bloku 255”, zgodnie z którą FX Energy Poland Sp. z o.o. przekazała na rzecz PGNiG S.A. 18,8% użytkowania górniczego. W 2007 roku kontynuowano wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Wilga (Blok 255).

W ramach zawartej dnia 1 czerwca 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A., Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. „Umowy o Wspólnych Operacjach” w 2007 roku prowadzone były wspólne prace poszukiwawcze na dotychczasowej koncesji Eurogas Polska Sp. z o.o. obejmującej obszar „Bieszczady”, których cesja na rzecz PGNiG S.A. została dokonana w styczniu 2007 roku. Zgodnie z Umową operatorem jest PGNiG S.A. posiadająca 51% udziałów. Spółka Eurogas Polska Sp. z o.o. część swoich udziałów odstąpiła Spółce Energia Bieszczady Sp. z o.o., spółce zależnej brytyjskiej firmy Aurelian Oil&Gas PLC. Obecnie udziały wynoszą: 51% PGNiG S.A., 24% Eurogas Polska Sp. z o.o. i 25% Energia Bieszczady Sp. z o.o.

Projekt Skarv

Zaangażowanie Grupy Kapitałowej PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS) stanowi element strategii PGNiG S.A. mającej na celu zwiększenie wielkości należących do Spółki zasobów ropy naftowej i gazu poza granicami Polski. Nabycie przez PGNiG S.A. udziałów w trzech koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii jest inwestycją długoterminową i stanowi element

dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, a tym samym zwiększa stopień bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski.

W dniu 28 lutego 2007 roku PGNiG S.A. zawarła warunkową umowę z Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc. na zakup 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych obejmujących złoża Skarv i Snadd (oznaczonych PL 212, PL 212B, PL 262) na Norweskim Szelfie Kontynentalnym za cenę 360 mln USD.

Bezpośrednim operatorem na powyższych złożach była spółka British Petroleum, a pozostałymi partnerami – Shell, Statoil i Norsk Hydro. W sierpniu 2007 roku została zawarta transakcja zakupu udziałów w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na złożach Skarv-Idun przez E.ON Ruhrgas Norge od Spółki Shell. Obecnie operatorem jest British Petroleum, a pozostałymi partnerami zagospodarowania złoża są StatoilHydro i E.ON Ruhrgas Norge.

W wyniku unicyzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym udział PGNiG S.A. w zunifikowanym (poszerzonym o złożo Idun) obszarze eksploatacyjno-poszukiwawczym wynosi około 12%.

Według danych zatwierdzonych przez Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD) łączna wielkość zasobów wszystkich złóż związanych z nabyciem udziałów w koncesjach od ExxonMobil Production Norway Inc. szacowana jest na około:

- 37,9 mld m³ gazu ziemnego
- 16,8 mln m³ ropy naftowej i kondensatu (ok. 15 mln ton)
- 5,3 mln ton NGL (Natural Gas Liquids).

Rozpoczęcie wydobycia gazu i ropy naftowej przewidywane jest na drugą 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.

Do celów realizacji projektu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG S.A. powołała spółkę zależną – PGNiG Norway AS z siedzibą w Stavanger. Spółka została zarejestrowana w Register of Business Enterprises z dniem 9 czerwca 2007 roku. Kapitał zakładowy spółki wynosił 10.000.000 NOK. 100% udziałów w spółce zostało objęte przez PGNiG S.A. Przedmiotem działalności spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz udział w projektach infrastrukturalnych związanych z morską działalnością przesyłową.

Warunkiem podjęcia działalności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym było uzyskanie tzw. prekwalifikacji od norweskiego Ministerstwa Węglowodorów i Energii (MPE). PGNiG Norway AS uzyskała stosowną zgodę we wrześniu 2007 roku.

W dniu 19 października 2007 roku została podpisana umowa pomiędzy PGNiG S.A. i PGNiG Norway AS przeniesienia wszystkich praw i obowiązków wynikających z umowy zakupu udziałów w obszarach koncesyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Umowa weszła w życie w dniu zamknięcia transakcji zakupu udziałów w obszarach koncesyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W 2007 roku został spełniony szereg warunków wynikających z prawa polskiego i norweskiego, od których było uzależnione wykonanie umowy. Odpowiednie decyzje i pozwolenia zostały wydane przez Ministra Skarbu Państwa, Walne Zgromadzenie PGNiG S.A., norweskie Ministerstwo Węglowodorów i Energii oraz norweskie Ministerstwo Finansów.

W następstwie spełnienia powyższych warunków w dniu 30 października 2007 roku PGNiG Norway AS nabyła od Mobil Development Norway A/S i ExxonMobil Production Norway Inc udziały w koncesjach PL 212, PL 212B, PL 262. Z tytułu zakupu udziałów w obszarach koncesyjnych

PGNiG Norway AS zapłaciła 360 milionów USD. Transakcja została sfinansowana ze środków pochodzących z pożyczki od PGNiG S.A. oraz podwyższenia kapitału PGNiG Norway AS.

W chwili obecnej podstawowym obszarem zaangażowania PGNiG Norway AS jest uczestnictwo w projekcie zagospodarowania złoża Skarv. W grudniu 2007 roku, wraz z zatwierdzeniem Planu Zagospodarowania Złoża przez norweski parlament, Projekt Skarv formalnie wkroczył w fazę wykonawczą.

Inne prace poszukiwawcze za granicą

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie Umowy zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Rządem Pakistanu w dniu 18 maja 2005 roku na realizację poszukiwań węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar są prowadzone wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów: PGNiG S.A. 70% i PPL – 30%.

W 2007 roku zakończono terenowy etap badań sejsmicznych 2D i przystąpiono do przetwarzania uzyskanych danych polowych. Na podstawie wyników badań geologicznych i geofizycznych oraz analizy ekonomicznej została podjęta decyzja o wierceńiu otworu poszukiwawczego w południowej części koncesji Kirthar, które planowane jest w roku 2008.

3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2008 roku planowane są prace poszukiwawcze w rejonach:

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

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2007 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg działań zmierzających do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych w takich krajach jak Libia, Algieria, Egipt, Kazachstan i Dania. W 2008 roku powyższe działania będą kontynuowane.

W dniu 18 czerwca 2007 roku zostało podpisane memorandum (Memorandum of Understanding) z duńską firmą Willumsen Exploration Consultants Aps (WeXco) w sprawie cesji 40% udziałów w koncesji 1/05 na obszarze lądowym Danii na rzecz PGNiG S.A. Umowa cesji została podpisana w dniu 6 grudnia 2007 roku. Obecnie udziały w koncesji wynoszą: PGNiG S.A. – 40%, Odin Energi A/S – 40%, rządowa firma duńska Nordsofonden – 20%. Z początkiem 2008 roku rozpoczęto reprocessing

archiwalnych materiałów sejsmicznych w celu przygotowania projektu do prac sejsmicznych 3D, których przeprowadzenie planowane jest w 2009 roku.

W połowie 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg operatorski dla nowych obszarów koncesyjnych w Libii i uzyskała prawo do podpisania umowy Exploration and Production Sparing Agreement (EPSA), regulującej sposób prowadzenia poszukiwań i eksploatacji na koncesji dla obszaru Bloku 113. W dniu 6 lutego 2008 roku na potrzeby prowadzenia projektu libijskiego spółka PGNiG Finance B.V. została przekształcona na spółkę POGC Libia B.V. Rozpoczęcie prac poszukiwawczych na bloku 113 planowane jest w 2008 roku.

W maju 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg na koncesję Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie. Kontrakt koncesyjny został parafowany w lipcu 2007 roku. Po podpisaniu kontraktu PGNiG S.A. zamierza przystąpić do prac poszukiwawczych na powyższym obszarze koncesyjnym.

W 6 lutego 2008 roku PGNiG S.A. podpisała list intencyjny z firmą Iranian Offshore Oil Company (IOOC) w sprawie zagospodarowania złoża gazowo-kondensatowego Lavan.

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 z 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

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 nadal ponosić znaczne nakłady kapitałowe i koszty 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 kosztów 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. Elastyczne połączenie systemu gazu zaazotowanego z wysokometanowym umożliwia instalacja odazotowania w Odolanowie.

1. Prace w obszarze eksploatacji złóż

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 26 kopalniach (16 gazowych, 10 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i ropę naftową w 47 kopalniach (25 gazowych oraz 22 ropno-gazowych i ropnych).

Ogółem PGNiG S.A. wydobyła w 2007 roku 4.276,1 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), 1.885,1 mln m³ gazu ziemnego wydobyto w Oddziale w Sanoku, natomiast 2.391,0 mln m³ w Oddziale w Zielonej Górze. Łączna produkcja ropy naftowej w 2007 roku osiągnęła poziom 518,2 tys. ton. Wielkość produkcji PGNiG S.A. w 2007 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura produkcji

Produkt		Jednostka	2007	2006
1.	Gaz ziemny	mln m ³ *	4 276,1	4 277,1
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	2 391,0	2 377,6
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	1 885,1	1 899,5
2.	Ropa naftowa	tys. ton	518,2	528,9
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	472,0	480,8
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	46,2	48,1
3.	Kondensat	tys. ton	9,6	12,1
4.	Siarka	tys. ton	23,3	20,7
5.	LPG	tys. ton	18,2	17,1
6.	Hel	mln m ³	2,3	2,4
7.	LNG	mln m ³ *	21,7	19,9

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

PGNiG S.A. eksploatuje 6 podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności czynnej 1.660,2 mln m³. PGNiG S.A. Oddział w Sanoku eksploatuje 4 PMG zlokalizowane w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego (PMG Brzeźnica, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędz), 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 kawernach solnych).

W 2007 roku w PGNiG S.A. prowadzono remonty 46 odwiertów, wykonano likwidacje 69 odwiertów. W poniższych tabelach przedstawiono zestawienia wykonanych prac remontowych oraz likwidacji odwiertów wykonanych przez oddziały w 2007 roku.

Zestawienie remontów odwiertów

Oddział	Kwota remontów (mln zł)	Odwierty niezakończone	Odwierty zakończone	Odwierty ogółem
Zielona Góra	41,45	4	21	25
Sanok	15,56	1	20	21
Razem:	57,01	5	41	46

Zestawienie zlikwidowanych odwiertów

Oddział	Koszty likwidacji (mln zł)	Ilość odwiertów
Zielona Góra	0,71	1
Sanok	25,96	68
Razem:	26,67	69

Głównym celem prac w ramach intensyfikacji wydobycia węglowodorów w 2007 roku było utrzymanie lub poprawa 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 (w tym Oddział w Zielonej Górze 0,3 mln zł oraz Oddział w Sanoku 0,9 mln zł)
- złoża ropne 4,2 mln zł (w tym Oddział w Zielonej Górze 4,0 mln zł oraz Oddział w Sanoku 0,2 mln zł).

W 2007 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku podłączono do eksploatacji łącznie 10 odwiertów na złożach: Żołyń, Kańczuga, Jasionka (I etap – 7 odwiertów), Przemysł. Łączny przyrost zdolności wydobywczych na tych odwiertach wynosi około 530 m³/min. Na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze w 2007 roku włączono do eksploatacji 2 odwierty: Radlin o zdolności wydobywczej 30 m³/min gazu ziemnego i Buszewo o zdolności 70 t/dobę ropy naftowej.

2. Planowane działania w obszarze eksploatacji złóż

Perspektywy wydobycia gazu ziemnego

Aktualna prognoza zakłada wzrost wydobycia gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³) z poziomu 4,3 mld m³ w 2007 roku do 4,6 mld m³ w roku 2008.

W związku ze spadkiem ciśnień w punktach zdawczo-odbiorczych do systemu przesyłowego zaistniała konieczność zainstalowania na niektórych złożach sprężarek. W 2007 roku zainstalowano 3 sprężarki na złożu Dzików i 3 na złożu Tarnów. Prace w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu wydobycia i oddania gazu do systemu przesyłowego będą kontynuowane w kolejnych latach.

Nowe podłączenia

W 2008 roku przewiduje się włączyć do eksploatacji złoża Jasionka (II etap), Cierpisz, Łękawica oraz 10 odwiertów na złożach produkcyjnych (Rzeszów-9, Tarnów-81k, Kowale-2, Wierzchosławice-5, Miocin-62, Żołynia-75, 76, 82, 83, 84) o łącznej zdolności wydobywczej około 470 m³/min.

Odazotownia Grodzisk

Rozpoczęcie działalności Odazotowni Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m³ gazu wsadowego rocznie planowane jest w 2010 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, co umożliwi znaczną elastyczność tych systemów.

Prognoza możliwości wydobycia ropy naftowej

W roku 2008 prognozuje się wydobycie ropy naftowej na poziomie 513 tys. ton. Przewiduje się, że znaczący przyrost wydobycia ropy naftowej nastąpi po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złoża LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów).

3. Ryzyka w obszarze eksploatacji złóż

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 stanowią duże firmy z ugruntowaną pozycją na rynkach międzynarodowych, posiadające wielokrotnie większe zasoby finansowe od PGNiG S.A.

Ryzyka związane z nieprzewidzianymi 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 obciążone 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 wydobycia 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

W I półroczu 2007 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów z emisji CO₂ za 2006 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2006 roku pozostało 6.454,7 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji.

Ponadto w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ PGNiG S.A. przygotowała dane niezbędne do opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień emisji CO₂ na lata 2008-2012 (KPRU II). W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie będą uczestniczyć instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja magazynu gazu w Mogilnie.

Systemy Zarządzania Środowiskowego

W 2007 roku rozpoczęto przygotowania do wdrożenia i certyfikacji systemu zarządzania środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001 w Centrali PGNiG S.A. w Warszawie. Uzyskanie certyfikatu zgodności wdrożonego systemu z normą PN-EN ISO 14001 pozwoli na zwiększenie ekologicznej wiarygodności firmy wobec administracji państwowej oraz klientów. Prace nad wdrożeniem systemu zarządzania środowiskowego rozpoczęto w styczniu 2008 roku.

REACH (Registration, Evaluation, Authorization of Chemicals) substancje i preparaty chemiczne

W związku z wejściem w pierwszym półroczu nowych przepisów w zakresie obowiązkowej rejestracji substancji chemicznych, oceny dokumentacji technicznej, oceny substancji oraz udzielania zezwoleń na wykorzystywanie substancji do produkcji i obrotu, PGNiG S.A. zainicjowała prace zmierzające do identyfikacji substancji produkowanych w ramach działalności lub zakupywanych i wykorzystywanych przez podmioty GK PGNiG. Zakończenie prac przewidziane jest na początek 2008 roku.

Natura 2000

W ramach uzgodnień krajowych sieci Natura 2000 w 2007 roku w Ministerstwie Środowiska rozpoczęto wytyczanie nowych specjalnych obszarów ochrony siedlisk oraz nowych obszarów specjalnej ochrony ptaków. PGNiG S.A. zgłosiła występowanie obszarów Natura 2000 na terenie działalności podmiotów Grupy Kapitałowej PGNiG i/lub kolizje planowanych prac inwestycyjnych, poszukiwawczych i eksploatacyjnych z obszarami Natura 2000.

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 w 2007 roku

W 2007 roku nakłady inwestycyjne poniesione przez PGNiG S.A. wynosiły 847 mln zł. Strukturę nakładów inwestycyjnych przedstawia poniższa tabela.

Projekt	Wartość (mln zł)
Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż	221,5
Inwestycje w obszarze górnictwa naftowego	379,7
Podziemne magazyny gazu	61,2
Inwestycje w obszarze obrotu	6,6
Inwestycje w obszarze przesyłu	116,0
Inwestycje w obszarze dystrybucji	41,2
Pozostałe inwestycje	20,8
Nakłady inwestycyjne łącznie	847,0

Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne realizowane w 2007 roku zostały scharakteryzowane poniżej.

Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż

Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż w wysokości 221,5 mln zł obejmowały odwierty pozytywne oraz odwierty, których realizacja nie została zakończona do końca 2007 roku.

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. Nakłady poniesione na projekt LMG w 2007 roku wyniosły 43,7 mln zł.

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. Po rozszerzeniu projektu o dwa zadania inwestycyjne jego łączna szacowana wartość wynosi około 380 mln zł. Nakłady finansowe poniesione w roku 2007 na tym projekcie wynoszą 76,7 mln zł.

Projekt obejmuje zagospodarowanie gazu ziemnego wydobywanego ze złóż Wielichowo, Ruchoć, Elżbieciny, Jabłonna, Paproć-W oraz modernizację KGZ Paproć, wybudowanie gazociągu Przylęk-KGZ Paproć i budowę odazotowni Grodzisk. Wydajność Odazotowni łącznie wynosić będzie około 35 tys.m³/h. Uzyskany z odazotowni gaz wysokometanowy będzie oddawany do krajowego systemu gazowniczego.

Projekt Barnówko-Mostno-Buszewo

Inwestycja ma na celu utrzymanie wydobycia ropy naftowej ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie i uzyskanie przyrostu wydobycia ropy z włączanych do eksploatacji nowych zasobów. Inwestycja obejmuje odwiercenie i zagospodarowanie 5 odwiertów eksploatacyjnych na złożu BMB. Dodatkowe prace spowodowane zmianami warunków geologiczno-złożowych zwiększyły całkowite nakłady na realizację zadania inwestycyjnego do około 120 mln zł, z czego w 2007 roku wydatковано 82,0 mln zł.

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 węglowodorów (kompensujące naturalny spadek wydajności złóż) oraz funkcjonowaniem obszaru wydobycia. W roku 2007 zostały zrealizowane pozostałe inwestycje w obszarze górnictwa naftowego na łączną wartość 177,3 mln zł. Do najważniejszych zadań należały :

- modernizacja i rozbudowa kopalni gazu ziemnego
- zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Jasionka-etap II, Kaleje
- zagospodarowanie odwiertów Luchów i Wola Różaniecka
- odwiercenie i zagospodarowanie odwiertów Pantalowice, Pilzno, Sędziszów
- modernizacja instalacji produkcyjnej odazotowni w Odolanowie
- zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury.

Podziemne magazyny gazu

W 2007 roku zakończono modernizację części napowierzchniowej PMG Swarzów, prowadzono prace w celu zwiększenia pojemności czynnej magazynów Wierchowice, Mogilno i Strachocina oraz rozpoczęto prace przygotowawcze związane z budową podziemnego magazynu gazu Kosakowo. W kolejnych latach prace będą kontynuowane. Rozbudowa magazynów pozwoli na optymalizację dostaw gazu ziemnego do odbiorców. Nakłady środków finansowych poniesione ogółem na podziemne magazyny gazu w 2007 roku wyniosły 61,2 mln zł.

Inwestycje w obszarze obrotu

W 2007 roku inwestycje w obszarze obrotu w wysokości 6,6 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 2007 roku w tym obszarze poniesiono nakłady w wysokości 116,0 mln zł.

Inwestycje w obszarze dystrybucji

Inwestycje prowadzone w obszarze dystrybucji obejmowały zadania realizowane na składnikach majątku o charakterze dystrybucyjnym przekazywanych do Operatorów Systemu Dystrybucyjnego. Łączna wartości realizowanych inwestycji w 2007 roku wynosi 41,2 mln zł.

Pozostałe inwestycje

W 2007 roku poniesiono nakłady w wysokości 20,8 mln zł, głównie na inwestycje teleinformatyczne oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych.

2. Ryzyka i zagrożenia

Ryzyko opóźnień prac inwestycyjnych

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

- brakiem uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) 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

Przyjęcie przez Radę Ministrów „Polityki dla przemysłu gazu ziemnego”

W dniu 20 marca 2007 roku została zaakceptowana przez Radę Ministrów „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego” przygotowana przez Ministerstwo Gospodarki. Zgodnie z powyższym dokumentem PGNiG S.A. jest spółką strategiczną ze względu na politykę bezpieczeństwa energetycznego RP.

Podział zysku za rok 2006

W dniu 28 czerwca 2007 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2006 rok w wysokości 1.582,3 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 545,3 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 1.003 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,17 zł), z czego:
 - kwotę 850 mln zł przekazano Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej – jedenaście podsystemów wraz z ich częściami składowymi i przynależnościami potrzebnymi do korzystania z tych podsystemów oraz w formie dywidendy pieniężnej (1.615,19 zł)
 - kwotę 153 mln zł w formie dywidendy pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy
- kwotę 9 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 25 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. postanowiło ustalić dzień dywidendy na dzień 27 lipca 2007 roku oraz ustaliło termin wypłaty dywidendy na dzień 1 października 2007 roku.

Aneks do umowy z OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Zgodnie z „Polityką dla przemysłu gazu ziemnego” w dniu 2 lipca 2007 roku został zawarty Aneks do Umowy Leasingu Operacyjnego z dnia 6 lipca 2005 roku zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a OGP GAZ-SYSTEM S.A. Zawarcie Aneksu skutkuje wyłączeniem z przedmiotu leasingu z dniem 1 stycznia 2008 roku składników majątkowych o charakterze dystrybucyjnym o wartości 851,9 mln zł.

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 PI GAZOTECH Sp. z o.o. 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. W dniu 20 lipca 2007 roku Sąd Najwyższy rozpoznał zażalenie PGNiG S.A. na posiedzeniu niejawnym i uchylił postanowienie Sądu Apelacyjnego o odrzuceniu apelacji PGNiG S.A. W dniu 4 lutego 2008 roku Sąd Apelacyjny oddalił apelację PGNiG S.A. Wyrok jest prawomocny. PGNiG S.A. złożyła 6 lutego 2008 roku wniosek o sporządzenie uzasadnienia wyroku. Zabezpieczenie powództwa poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach z chwilą wydania wyroku przez Sąd Apelacyjny upadło.
2. W sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 7 grudnia 2006 roku oddalił powództwo PGNiG S.A. o ustalenie nieistnienia uchwały o umorzeniu udziałów, podjętej przez Zgromadzenie Wspólników PI GAZOTECH Sp.

z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku. PGNiG S.A. wniosła apelację od wyroku. Sąd Apelacyjny w Warszawie na rozprawie w dniu 5 lutego 2008 roku oddalił apelację PGNiG S.A. Wyrok jest prawomocny. Uzasadnienie wyroku zostało doręczone Spółce przez Sąd Apelacyjny w Warszawie. PGNiG S.A. rozważa złożenie skargi kasacyjnej od prawomocnego wyroku.

3. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. 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 zawieszono do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia spraw opisanych w punkcie 1 i w punkcie 2. Powództwo jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.
4. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku, zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552.000 zł, wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie, zostało zawieszono do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia spraw opisanych w punkcie 1 i w punkcie 2. Powództwo jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach. Sąd Okręgowy w Warszawie wyznaczył rozprawę na dzień 30 maja 2008 roku.

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 Wysokim Mazowieckim poprzez zwleknięcie z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni do stacji pomiarowej wbrew obowiązkowi 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.

W dniu 1 czerwca 2007 roku PGNiG S.A. wniosła skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego za pośrednictwem Sądu Apelacyjnego w Warszawie. W skardze wniesiono o wydanie wyroku reformatoryjnego, tj. uchylenie wyroków Sądu Apelacyjnego i Sądu Okręgowego w Warszawie oraz decyzji Prezesa UOKiK z dnia 29 września 2004 roku i alternatywnie o uchylenie wyroku Sądu Apelacyjnego i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania.

Postanowieniem z dnia 11 października 2007 roku Sąd Najwyższy w jednoosobowym składzie w tzw. przedsądzie skargę odrzucił.

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.

W wyniku apelacji obu stron postępowania Sąd Apelacyjny w dniu 27 marca 2008 roku zmienił wyrok Sądu Okręgowego, wymierzając karę w wysokości 2 000 000 zł; oddalając apelację PGNiG S.A. Po otrzymaniu wyroku wraz z uzasadnieniem zostanie podjęta decyzja o wniesieniu skargi kasacyjnej od tego wyroku.

Sprawa z SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Sprawa z powództwa PGNiG S.A. przeciwko SGT „EUROPOL GAZ” S.A. o zapłatę odsetek należnych z tytułu zawartej między stronami umowy z dnia 25 września 1995 roku nr DF/33/95 w sprawie pożyczki i gwarancji na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych toczy się od dnia 27 lutego 2004 roku. W dniu 31 marca 2006 roku Sąd Okręgowy w Warszawie zasądził na rzecz PGNiG S.A. kwotę 32.699.276,36 zł wraz z ustawowymi odsetkami od dnia 27 lutego 2004 roku do dnia zapłaty oraz kwotę 107.200 zł tytułem kosztów postępowania. Od tego wyroku SGT „EUROPOL GAZ” S.A. złożyła apelację. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 7 grudnia 2006 roku uchylił zaskarżony wyrok i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Okręgowemu w Warszawie, pozostawiając temu sądowi rozstrzygnięcie o kosztach instancji odwoławczej. Pismem z dnia 23 kwietnia 2007 roku PGNiG S.A. zmodyfikowała żądanie, domagając się zasądzenia kwoty 36.618.037,33 zł oraz cofnęła pozew odnośnie kwoty 2.382.581,66 zł z uwagi na zarzut przedawnienia. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 2 lipca 2007 roku wydał wyrok, w którym oddalił powództwo co do kwoty 36.618.037,33 zł, umorzył postępowanie co do kwoty 2.382.581,66 zł oraz zasądził od PGNiG S.A. na rzecz SGT „EUROPOL GAZ” S.A. kwotę 119.815 zł tytułem zwrotu kosztów procesu. W dniu 30 lipca 2007 roku PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie. W dniu 15 listopada 2007 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację. Wyrok jest prawomocny. W dniu 20 marca 2008 roku wniesiona została skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego.

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 11 czerwca 2007 roku zespół ekspertów URE zakończył prace nad sporządzeniem ekspertyzy w zakresie technicznych możliwości magazynowania gazu przez PGNiG S.A. na rzecz stron trzecich. W dniu 24 sierpnia 2007 roku Prezes URE poinformował, że decyzja w niniejszej sprawie zostanie wydana do dnia 24 października 2007 roku.

Następnie, kolejnymi pismami, Prezes URE termin ten przesuwiał, aż do dnia 24 lutego 2008 roku. Dnia 25 lutego wydał postanowienie o zawieszeniu postępowania do czasu rozstrzygnięcia przez Komisję Europejską zagadnienia wstępnego polegającego na rozpatrzeniu stanowiska Prezesa URE w sprawie wniosku PGNiG S.A. w sprawie czasowego zwolnienia z obowiązku świadczenia usług 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 przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług magazynowych przez PGNiG S.A. i zarzucanego w związku z tym naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. W dniu 20 lutego 2007 roku Prezes UOKiK zamknął postępowanie wyjaśniające w sprawie oraz stwierdził, że działania PGNiG S.A. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A. nie naruszały przepisów ustawy z dnia 15 grudnia 2000 roku o ochronie konkurencji i konsumentów.

Sprawa EWE Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu

W dniu 28 czerwca 2007 roku przed Prezesem URE zostało wszczęte postępowanie z wniosku EWE Sp. z o.o. w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG S.A. z siedzibą w Warszawie. W sprawie przedstawione zostały wyjaśnienia i dokumenty, których zażądał Prezes URE. Postępowanie to zostało umorzone przez Prezesa URE decyzją z dnia 15 października 2007 roku.

Rozdział XII: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2007 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2007 weryfikuje firma Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2007-2009) w dniu 16 sierpnia 2007 roku. Zakres umowy obejmuje:

- badanie sprawozdań finansowych za lata 2007, 2008, 2009
- przegląd sprawozdań finansowych za I kwartał 2008, 2009, 2010 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za I półrocze 2007, 2008, 2009 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za 3 kwartały 2007, 2008, 2009 roku.

Wynagrodzenie za prace określone w powyższej umowie w zakresie przeglądu i badania sprawozdań finansowych sporządzonych w 2007 roku (tj. przegląd sprawozdań za I półrocze 2007 roku, za trzy kwartały 2007 roku oraz badanie sprawozdań finansowych za rok 2007) wynosi 830.000 zł.

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2006 weryfikowała firma Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa została zawarta w dniu 1 grudnia 2006 roku na łączną kwotę wynagrodzenia 510.000 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. Prace audytorskie zostały zakończone 20 kwietnia 2007 roku i obejmowały:

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

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Wynik finansowy netto zrealizowany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. potwierdza, że w 2007 roku Spółka, pomimo występowania szeregu niekorzystnych zjawisk gospodarczych, kontynuowała ścieżkę wzrostu wartości. W 2007 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 2.154,9 mln zł i był o 1.058,0 mln zł (97%) wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane dotyczące sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2007 roku w porównaniu do danych za 2006 rok zostały ujęte w sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach:

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

Jednostkowy bilans (mln zł)

AKTYWA	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Aktywa trwałe (długoterminowe)	17 021,5	17 055,6
Rzeczowe aktywa trwałe	8 568,9	8 299,5
Nieruchomości inwestycyjne	4,5	4,8
Wartości niematerialne	33,1	15,0
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	4 787,4	5 017,3
Inne aktywa finansowe	3 340,7	3 393,1
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	261,2	288,9
Pozostałe aktywa trwałe	25,7	37,0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 542,6	5 760,9
Zapasy	1 061,2	1 239,5
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 355,6	1 510,0
Należności z tytułu podatku bieżącego	-	-
Rozliczenia międzyokresowe	24,1	6,7
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	29,3	29,3
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	17,4	5,7
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 055,0	2 969,7
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	0,2	-
Suma aktywów	23 564,3	22 816,5

Jednostkowy bilans (mln zł)

PASYWA	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Kapitał własny	17 796,0	16 622,7
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(1,5)	0,5
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	3 344,2	2 797,5
Zyski (straty) zatrzymane	6 813,2	6 184,6
Zobowiązania długoterminowe	1 858,5	4 335,0
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	0,1	2 298,7
Rezerwy	901,1	917,6
Przychody przyszłych okresów	7,6	2,8
Rezerwa na podatek odroczoney	929,1	1 115,5
Inne zobowiązania długoterminowe	20,6	0,4
Zobowiązania krótkoterminowe	3 909,8	1 858,8
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 174,0	1 560,9
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4,3	11,2
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35,5	55,1
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	187,2	138,0
Rezerwy	111,8	92,6
Przychody przyszłych okresów	397,0	1,0
Suma zobowiązań	5 768,3	6 193,8
Suma pasywów	23 564,3	22 816,5

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2007	2006
Przychody ze sprzedaży	15 119,9	12 116,1
Koszty operacyjne razem	(12 997,9)	(10 908,6)
Zużycie surowców i materiałów	(7 837,2)	(8 162,3)
Świadczenia pracownicze	(513,1)	(369,6)
Amortyzacja	(577,6)	(497,2)
Usługi obce	(3 871,6)	(2 237,6)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	9,0	8,1
Pozostałe koszty operacyjne netto	(207,4)	350,0
Zysk z działalności operacyjnej	2 122,0	1 207,5
Przychody finansowe	502,2	555,7
Koszty finansowe	(203,2)	(492,2)
Zysk brutto	2 421,0	1 271,0
Podatek dochodowy	(266,1)	(174,1)
Wyplata z zysku	-	-
Zysk netto	2 154,9	1 096,9
Działalność zaniechana	-	-
Wynik za rok obrotowy na działalności zaniechanej	-	-
Zysk netto za rok obrotowy	2 154,9	1 096,9

Jednostkowy rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	2007	2006
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 794,1	663,1
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 230,6)	(124,4)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(2 501,7)	(295,6)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(1 938,2)	243,1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	2 993,5	2 750,4
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 055,3	2 993,5

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2007	2006
EBIT w mln zł zysk operacyjny	2 122,0	1 207,5
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	2 699,6	1 704,7
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	12,1%	6,6%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	14,3%	9,1%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	9,1%	4,8%

Płynność

	2007	2006
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,7	3,1
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	1,4	2,4

Zadłużenie

	2007	2006
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	24,5%	27,1%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań do kapitału własnego	32,4%	37,3%

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 914,5 mln zł (76%).

Wzrost zysku operacyjnego (EBIT) spowodowany został przede wszystkim znaczną poprawą wyniku na sprzedaży gazu wysokometanowego. Dynamiczny wzrost rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego nastąpił w wyniku:

- wzrostu średnich cen sprzedaży gazu ziemnego w relacji do roku ubiegłego
- malejącego poziomu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu
- zmniejszenia wolumenu zakupu gazu wysokometanowego z importu
- przejęcia przez PGNiG S.A. marży handlowej realizowanej przez Spółki Gazownictwa.

Wzrost cen sprzedaży gazu o 9,9% w wyniku zatwierdzenia przez Prezesa URE zmiany taryfy na paliwa gazowe z dniem 1 stycznia 2007 roku wpłynął na zwiększenie przychodów ze sprzedaży paliw gazowych. W konsekwencji wzrostu cen sprzedaży gazu średni poziom cen za paliwo gazowe był wyższy o około 13% w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego. Jednak w dalszym ciągu ustalony przez URE poziom cen nie zapewniał Spółce całkowitego pokrycia jednostkowych kosztów

zakupu gazu z importu. Wypracowane na sprzedaży gazu zyski PGNiG S.A. uzyskała wyłącznie dzięki sprzedaży gazu z wydobycia własnego.

Wahania cen importowanego gazu są istotnym czynnikiem oddziałującym na poziom osiągniętych przez PGNiG S.A. wyników, ze względu na wysoki udział sprzedaży gazu z importu w łącznym obrocie paliwami gazowymi. W 2007 roku utrzymywał się spadkowy trend jednostkowych cen zakupu gazu z importu, na który przede wszystkim oddziaływała sytuacja na światowym rynku ropy naftowej, a także umacnianie się kursu złotówki wobec dolara. W efekcie ujemna jednostkowa marża handlowa, realizowana na sprzedaży gazu wysokometanowego z importu, zmalała o około 78% w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Na wzrost wyniku na sprzedaży gazu wysokometanowego w 2007 roku wpłynął również spadek wolumenu zakupu gazu z importu o 7%. Obniżenie wielkości importu było możliwe dzięki zwiększeniu w IV kwartale 2007 roku poboru gazu z podziemnych magazynów, do których zatłaczany jest również tańszy gaz z wydobycia krajowego.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poprawę wyniku na sprzedaży gazu wysokometanowego była integracja obrotu w PGNiG S.A., w efekcie której Spółka przejęła klientów obsługiwanych dotąd przez Spółki Gazownictwa, a tym samym marżę handlową realizowaną na działalności obrotu.

Ogólnemu wzrostowi wyników na działalności operacyjnej towarzyszył silny spadek pozostałych kosztów operacyjnych netto o 557,4 mln zł, spowodowany przede wszystkim utworzeniem w 2007 roku rezerwy na koszty związane z wycofywaniem składników majątku przesyłowego z umowy leasingu na kwotę 229,9 mln zł oraz niższego poziomu rozwiązanych rezerw na ewentualną zmianę cen gazu z kontraktu jamajskiego.

Zrealizowany w 2007 roku zysk brutto wzrósł o 1.150,0 mln zł (91%) w porównaniu do roku poprzedniego. Na jego wysokość miał wpływ wynik na działalności finansowej, który wzrósł o 235,5 mln zł. Wzrost wyniku na działalności finansowej spowodowany był głównie wpływami z tytułu dywidend i udziałów w zyskach od spółek powiązanych oraz wzrostem odsetek od udzielonych pożyczek i krótkoterminowych lokat bankowych.

Znaczna poprawa sytuacji finansowej Spółki widoczna jest we wzroście podstawowych wskaźników rentowności. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z poziomu 6,6% do 12,1%, rentowność aktywów (ROA) wzrosła z poziomu 4,8% do 9,1%, natomiast rentowność sprzedaży netto z poziomu 9,1% do 14,3%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2007 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 23.564,3 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2006 roku o 747,8 mln zł (3%).

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2007 roku wyniósł 8.568,9 mln zł i był o 269,4 mln zł (3%) wyższy niż w roku ubiegłym. Na wzrost wartości wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje, aktualizacja wartości składników majątku związanego z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą oraz zwiększenie rzeczowych aktywów trwałych o majątek należący do inkorporowanych Spółek Obrotu Gazem.

Łączna wartość nakładów inwestycyjnych poniesionych na rzeczowe aktywa trwałe w 2007 roku wyniosła 847 mln zł, w tym głównie w obszarze górnictwa naftowego i przesyłu oraz w obszarze poszukiwania złóż. W 2007 roku nakłady inwestycyjne na wartości niematerialne wyniosły 8,5 mln zł.

Wskutek integracji obrotu PGNiG S.A. przestała wykazywać w bilansie posiadane w Spółkach Obrotu Gazem udziały, dlatego też w relacji do stanu z końca 2006 roku nastąpiło zmniejszenie aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży o 229,9 mln zł (5%).

Według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku wartość aktywów obrotowych wyniosła 6.542,6 mln zł i była o 781,7 mln zł (14%) wyższa niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na zmianę aktywów obrotowych największy wpływ miało zwiększenie stanu należności z tytułu dostaw i usług oraz spadek środków pieniężnych.

Poziom należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności zwiększył się o 2.845,6 mln zł (189%) w porównaniu do 2006 roku, ze względu na wzrost przychodów ze sprzedaży, który nastąpił w efekcie integracji działalności obrotu w PGNiG S.A oraz wzrostu średnich cen sprzedaży paliw gazowych.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na koniec roku był niższy o 1.914,7 mln zł (65%) od stanu na koniec roku poprzedniego w wyniku:

- restrukturyzacji zadłużenia; Spółka dokonała na początku maja 2007 roku spłaty kredytu terminowego w kwocie 600 mln EUR przy zapewnieniu sobie możliwości wykorzystania kwoty w tej samej wysokości w ramach kredytu odnawialnego
- udzielenia długoterminowej pożyczki PGNiG Norway AS w wysokości 3.800 mln NOK na sfinansowanie transakcji zakupu udziałów w koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym; w 2007 roku została wypłacona pierwsza transza pożyczki w wysokości 1.800 mln NOK (równowartość kwoty 809,5 mln zł wg kursu średniego NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku).

Zmniejszenie stanu środków pieniężnych wpłynęło na poziom wskaźników charakteryzujących płynność przedsiębiorstwa. Wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 3,1 do 1,7, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 2,4 do 1,4. Pomimo pogorszenia się wskaźników płynności poziom i struktura utrzymywanego przez Spółkę majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewnia całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań operacyjnych.

W omawianym okresie wartość stanu zapasów spadła o kwotę 178,3 mln zł (14%) wskutek przekazania do sprzedaży w 2007 roku zmagazynowanego gazu ziemnego oraz ropy naftowej.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów PGNiG S.A. jest kapitał własny, którego wartość w relacji do roku poprzedniego wzrosła o 1.173,3 mln zł. Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (2.154,9 mln zł) oraz dokonany podział zysku z roku poprzedniego. Z tytułu podziału zysku za rok 2006 inne kapitały rezerwowe zostały zwiększone o kwotę 545,3 mln zł, a pozostałe części zysku w wysokości 1.003 mln zł zostały przeznaczone na wypłatę rzeczowej i pieniężnej dywidendy.

Wykazany w pasywach bilansu poziom zobowiązań długoterminowych zmniejszył się o kwotę 2.476,5 mln zł (57%). Niższy poziom zobowiązań długoterminowych wynika ze spłaty kredytu terminowego w kwocie 600 mln EUR.

W porównaniu do roku 2006 zobowiązania krótkoterminowe wzrosły o 2.051,0 mln zł (110%). Ze względu na fakt, że PGNiG S.A. stała się głównym odbiorcą usług dystrybucyjnych świadczonych przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, poziom zobowiązań z tytułu dostaw i usług wzrósł o kwotę 1.613,1 mln zł (103%).

Wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów nie uległy istotnej zmianie w odniesieniu do 2006 roku. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 37,3% do 32,4% w 2007 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, zmniejszył się z poziomu 27,1% do 24,5%.

Sytuację gospodarczą PGNiG S.A. należy określić jako dobrą. Działalność Spółki w dalszym ciągu charakteryzuje się wzrostem efektywności gospodarowania. Nie mniej jednak kontynuacja ścieżki

wzrostu w przyszłych okresach w dalszym ciągu jest uzależniona przede wszystkim od stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki w kwestii ustalania poziomu cen sprzedaży gazu na rynku krajowym.

Wykorzystanie wpływów z emisji do dnia 31 grudnia 2007 roku

PGNiG S.A. 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 2007 roku wyniosły 1.849,7 mln zł, co stanowi 70% łącznej kwoty wpływów. W poszczególnych latach wykorzystanie tych środków wyglądało następująco; do końca 2005 roku wydatkowano kwotę 31,8 mln zł, w roku 2006 – kwotę 1.292,3 mln zł, natomiast w roku 2007 – kwotę 525,6 mln zł.

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

- działalność w zakresie poszukiwania i wydobycia – 1.078,5 mln zł
- działalność w zakresie obrotu, magazynowania i przesyłu – 361,2 mln zł
- działalność w zakresie dystrybucji – 278,0 mln zł
- spłata zadłużenia (5% środków pozyskanych z emisji) – 132 mln zł.

Do najistotniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych ze środków z emisji w 2007 roku należały:

- projekty w zakresie górnictwa naftowego m.in. LMG, odazotownia w Grodzisku, Skarv oraz prace poszukiwawcze
- rozbudowa podziemnych magazynów gazu w Swarzowie, Mogilnie, Wierzchowicach, Strachocinie oraz inwestycje na majątku przesyłowym włączanym do wykazu środków trwałych objętych umową leasingu
- modernizacja i rozbudowa sieci dystrybucyjnej realizowana przez Operatorów Sytemu Dystrybucyjnego.

Zadeklarowany w Prospekcie Emisyjnym pułap wydatków na działalność w zakresie poszukiwania i wydobycia został wykorzystany do końca 2007 roku.

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok

W 2007 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

1.3. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Poniższa tabela przedstawia zestawienie transakcji z podmiotami powiązanymi o wartości powyżej 500.000 EUR.

Transakcje z jednostkami powiązanymi

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	4 439,6	259,4	2 684,6	2,7
Spółki konsolidowane metodą pełną	4 417,7	229,5	2 548,4	2,7
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	0,0	1,1	45,6	0,0
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	0,1	0,5	104,9	0,0
PNiG Jasło Sp. z o.o.	0,1	0,5	145,1	0,0
PNiG Kraków Sp. z o.o.	0,3	3,3	80,6	0,0
PNiG NAFTA Sp. z o.o.	0,2	0,6	150,3	0,0
ZRG Krosno Sp. z o.o.	0,3	0,0	55,6	0,0
PN „Diament” Sp. z o.o.	0,5	2,0	73,6	0,0
PGNiG Norway AS	0,0	13,1	0,0	0,0
Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	477,1	26,7	187,6	0,4
Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	723,1	1,0	285,7	0,4
Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 038,3	90,2	375,6	0,7
Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	940,2	55,6	349,6	0,4
Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	476,4	23,5	179,4	0,5
Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	760,6	9,9	277,4	0,4
BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	0,0	0,4	104,6	0,0
BN Naftomontaż Sp. z o.o.	0,2	1,0	80,2	0,0
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	0,0	0,0	11,2	0,0
B.SiP.G „Gazoprojekt” S.A.	0,4	0,0	11,0	0,0
INVESTGAS S.A.	0,0	0,0	30,4	0,0
Spółki konsolidowane metodą praw własności	20,7	28,8	96,1	0,0
„EUROPOL GAZ” S.A.	20,7	13,1	96,1	0,0
GAS-TRADING S.A.	0,0	15,7	0,0	0,0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	1,2	1,1	40,1	0,0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	0,0	0,2	11,6	0,0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	1,1	0,0	15,2	0,0
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	0,1	0,7	4,7	0,0
BG GAZOMONTAŻ S.A. Wołomin	0,1	0,1	8,7	0,0

¹⁾ sprzedaż produktów, towarów i materiałów

²⁾ przychody finansowe i inne

³⁾ koszty rodzajowe, środki trwałe w budowie i zapasy

⁴⁾ koszty finansowe i inne

Transakcje sprzedaży stanowią:

- sprzedaż gazu do sześciu Spółek Gazownictwa do momentu przekształcenia ich w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego
- sprzedaż gazu oraz usług operatorstwa i eksploatacji gazociągu tranzytowego do „EUROPOL GAZ” S.A.
- odsetki od udzielonych pożyczek oraz dywidendy od Operatorów Systemu Dystrybucyjnego
- odsetki od udzielonych pożyczek od PGNiG Norway AS
- odsetki od udzielonych pożyczek od „EUROPOL GAZ” S.A.
- dywidendę od GAS-TRADING S.A.

Transakcje zakupu obejmują:

- zakup usługi dystrybucji gazu ziemnego od sześciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego
- zakup usług w zakresie poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego m.in. sejsmiki 2D/3D i prac wiertniczych od spółek segmentu poszukiwanie i wydobywanie
- zakup usługi przesyłu gazu ziemnego od „EUROPOL GAZ” S.A.
- zakup prac z zakresu budowy i remontów gazociągów od BUG Gazobudowa Sp. z o.o.
- zakup prac z zakresu zagospodarowania złóż oraz modernizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego od BN Naftomontaż Sp. z o.o.
- zakup urządzeń na potrzeby górnictwa naftowego od ZUN Naftomet Sp. z o.o.
- zakup prac projektowych i opracowań w zakresie budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu od B.SiP.G „Gazoprojekt” S.A.
- zakup prac z zakresu eksploatacji, remontów i rozbudowy podziemnych magazynów gazu od INVESTGAS S.A.

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 w celu zwiększenia bezpieczeństwa posiada rezerwę w postaci umów kredytów w rachunkach bieżących (łącznie 280 mln PLN), a także umowy kredytowej z 27 lipca 2005 roku, w ramach której odnawialne transze w wysokości 600 i 300 mln EUR pozostają w całości dostępne. Na dzień 31 grudnia 2007 roku nie wystąpiło zadłużenie z tytułu kredytów i pożyczek.

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

- zwieraniu umów kredytowych w rachunkach bieżących
- zawarciu umowy kredytu odnawialnego
- prognozowaniu przepływów pieniężnych w ramach Spółki
- szacowaniu stanu oraz wartości aktywów możliwych do zbycia
- utrzymaniu aktywów finansowych o wysokim stopniu płynności.

Wolne środki pieniężne są inwestowane w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym, tj. papiery dłużne Skarbu Państwa, obligacje NBP, a także lokowane w formie depozytów w bankach komercyjnych o ratingu inwestycyjnym.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2007 roku Spółka dokonywała inwestycji krótkoterminowych w postaci:

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

Około 76 % wolumenu transakcji stanowiły inwestycje w dłużne papiery Skarbu Państwa i NBP. Inwestycje finansowe poczynione w 2007 roku miały 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 2007 roku PGNiG S.A. nie wykazała zadłużenia z tytułu kredytów i pożyczek. Do zabezpieczenia płynności Spółka posiadała w 2007 roku czynne umowy kredytów w rachunku bieżącym na łączną kwotę 280 mln zł oraz odnawialny kredyt konsorcjalny na kwotę 900 mln EUR. Umowa kredytu konsorcjalnego została zawarta 27 lipca 2005 roku z grupą banków, której agentem jest Bank Handlowy w Warszawie SA. Kredyt dzielił się na pięcioletnią transzę terminową w kwocie 600 mln EUR oraz trzyletnią transzę odnawialną w kwocie 300 mln EUR. W dniu 27 kwietnia 2007 roku PGNiG S.A. zawarła aneks do powyższej umowy, na mocy którego transza terminowa w wysokości 600 mln EUR została zastąpiona formą odnawialną wielowalutową (PLN, EUR, USD). Na dzień 31 grudnia 2007 roku obie transze kredytu pozostawały w całości dostępne.

Efektywna stopa procentowa kredytu konsorcjalnego liczona na bazie 365 dni wyniosła do 31 grudnia 2007 roku:

- 3,36% – dla transzy w wysokości 600 mln EUR zapadającej 27 lipca 2010 roku
- 5,10 % – dla transzy w wysokości 300 mln EUR zapadającej 27 lipca 2008.

Kredyt konsorcjalny został zabezpieczony gwarancjami Spółek Gazownictwa. Umowa gwarancji, obowiązująca do 27 stycznia 2012 roku na kwotę 1.250 mln EUR, została podpisana 22 września 2005 roku. Z dniem 1 października 2007 roku zobowiązania z tytułu powyższej gwarancji przejęte zostały w drodze następstwa prawnego przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Ponadto na dzień 31 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. posiadała linie kredytowe w rachunku bieżącym z przeznaczeniem na finansowanie bieżącej działalności. W poniższej tabeli zostały zaprezentowane czynne umowy kredytów w rachunku bieżącym.

Umowy kredytów w rachunku bieżącym PGNiG S.A.

Bank	Jednostka	Wartość przyznanych linii kredytowych	Zadłużenie na 31.12.2007 roku	Data zawarcia	Data zapadalności
Pekao S.A.	mln zł	40,0	0,0	21.08.2003	31.07.2008
PKO BP S.A.	mln zł	40,0	0,0	09.03.2006	08.03.2008
Pekao S.A. (dawne BPH)	mln zł	40,0	0,0	16.02.2006	15.02.2008
Bank Handlowy S.A.	mln zł	40,0	0,0	21.12.2007	31.12.2008
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	mln zł	40,0	0,0	22.08.2003	29.08.2008
Millennium S.A.	mln zł	40,0	0,0	26.10.2005	25.10.2008
BRE Bank S.A.	mln zł	40,0	0,0	20.07.2007	27.06.2008
		280,0	0,0		

2.3. Udzielone pożyczki

W 2007 roku PGNiG S.A. udzieliła spółkom powiązanim pożyczki na łączną kwotę 246 mln zł i 3.800 mln NOK. Saldo zadłużenia spółek z tytułu otrzymanych od PGNiG S.A. pożyczek na 31 grudnia 2007 roku wyniosło 381,8 mln zł oraz 1.800 mln NOK. Pożyczki udzielone zostały przede wszystkim w celu sfinansowania inwestycji z zakresu budowy i rozbudowy sieci przesyłowej wysokiego ciśnienia, budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej, podłączenia nowych odbiorców, zakupu sprzętu geofizycznego i urządzeń wiertniczych, zakupu udziałów w koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz zagospodarowania złóż. Szczegółowe dane na temat pożyczek udzielonych podmiotom powiązanim na dzień 31 grudnia 2007 roku zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Spółki PGNiG S.A. za 2007 rok

Pożyczki udzielone podmiotom powiązanim z PGNiG S.A.

Lp.	Spółka	Jednostka	Data zawarcia umowy	Wartość udzielonej pożyczki	Zadłużenie z tytułu				Termin spłaty pożyczki
					Kapitału	Odsetek od pożyczki	Zadłużenie ogółem	Zadłużenie przeterminowane	
1.	„EUROPOL GAZ” S.A.*	mln USD	25.09.1995	78,6	48,5	5,3	53,8	5,3	31.01.2012
2.	PNiG Kraków Sp. z o.o.	mln zł	14.09.1998	9,1	6,4	0,1	6,5	0,1	30.06.2011
3.	„Dewon” Z.S.A.*	mln USD	25.04.2001	3,1	3,1	2,0	5,1	2,5	30.06.2009
4.	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	mln zł	17.08.2006	12,3	7,2	0,0	7,2	0,0	31.08.2009
5.	PNiG Kraków Sp. z o.o.	mln zł	21.08.2006	54,0	49,5	0,8	50,3	0,8	15.11.2011
6.	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	mln zł	26.10.2006	23,1	17,7	0,0	17,7	0,0	31.10.2011
7.	WOSD Sp. z o.o.	mln zł	26.10.2006	15,1	10,0	0,0	10,0	0,0	31.12.2009
8.	DOSD Sp. z o.o.	mln zł	30.10.2006	40,0	34,0	0,0	34,0	0,0	31.03.2012
9.	POSD Sp. z o.o.	mln zł	16.11.2006	14,8	12,0	0,0	12,0	0,0	31.01.2012
10.	POSD Sp. z o.o.	mln zł	16.11.2006	24,2	21,9	0,0	21,9	0,0	31.01.2017
11.	PNiG Jasło Sp. z o.o.	mln zł	21.12.2006	12,0	10,2	0,0	10,2	0,0	31.03.2012
12.	PNiG Nafta Sp. z o.o.	mln zł	24.05.2007	30,0	27,0	0,0	27,0	0,0	31.12.2012
13.	MOSD Sp. z o.o.	mln zł	16.08.2007	60,0	60,0	0,0	60,0	0,0	31.08.2008
14.	DOSD Sp. z o.o.	mln zł	30.10.2007	25,0	25,0	0,0	25,0	0,0	31.12.2008
15.	POSD Sp. z o.o.	mln zł	12.10.2007	100,0	69,0	0,0	69,0	0,0	30.09.2024

Sprawozdanie Zarządu z działalności Spółki PGNiG S.A. za 2007 rok

Lp.	Spółka	Jednostka	Data zawarcia umowy	Wartość udzielonej pożyczki	Zadłużenie z tytułu				Termin spłaty pożyczki
					Kapitału	Odsetek od pożyczki	Zadłużenie ogółem	Zadłużenie przeterminowane	
16.	ZRG Krosno Sp. z o.o.	mln zł	05.11.2007	3,0	3,0	0,0	3,0	0,0	31.12.2010
17.	WOSD Sp. z o.o.	mln zł	15.11.2007	10,0	10,0	0,0	10,0	0,0	29.02.2008
18.	PGNiG Norway AS	mln NOK	16.10.2007	3 800,0	1 800,0	0,0	1 800,0	0,0	20.12.2022
19.	POSD Sp. z o.o.	mln zł	30.11.2007	18,0	18,0	0,0	18,0	0,0	30.09.2009

*na całą wartość pożyczki wraz z odsetkami został utworzony odpis aktualizujący; wartość pożyczki w bilansie wynosi 0 zł (zero zł)

2.4. Udzielone gwarancje i poręczenia

W 2007 roku na zlecenie PGNiG S.A. zostały wystawione gwarancje bankowe w wysokości 641 mln zł (263,3 mln USD). Ogółem wartość wystawionych na zlecenie Spółki gwarancji bankowych według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku wyniosła 1.085 mln zł (445,6 mln USD).

W 2007 roku PGNiG S.A. udzieliła gwarancji spółce PGNiG Norway AS na wartość 627,6 mln EUR. Beneficjentem gwarancji jest państwo norweskie. Udzielona gwarancja jest zabezpieczeniem wykonania potencjalnych zobowiązań PGNiG Norway AS, wynikających z koncesji lub z mocy prawa wobec państwa norweskiego oraz określonych podmiotów norweskich.

Na dzień 31 grudnia 2007 PGNiG S.A. wykazała również poręczenie kredytu udzielone Spółce SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Beneficjentem poręczenia jest Bank Millennium SA.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Spółki PGNiG S.A. za 2007 rok

Gwarancje bankowe wystawione na zlecenie PGNiG S.A.

Beneficjent gwarancji	Bank, który udzielił gwarancji	Data udzielenia gwarancji	Gwarancja obowiązuje do dnia	Wysokość gwarancji w mln USD	Wysokość gwarancji w mln PLN
The President Islamic Republic of Pakistan	Societe Generale SA Oddział w Polsce	20.11.2000	31.12.2008	2,3	5,6
OOO „Gazprom-export”	Societe Generale SA Oddział w Polsce	12.12.2006	08.02.2008	90,0	219,2
OOO „Gazprom-export”	Bank Pekao SA	12.12.2006	08.02.2008	90,0	219,2
Egyptian General Petroleum Corporation	Societe Generale SA Oddział w Polsce	24.06.2007	28.02.2012	0,5	1,2
National Oil Corporation Libia	Societe Generale SA Oddział w Polsce	29.11.2007	15.05.2008	10,8	26,3
OOO „Gazprom-export”	BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce	14.12.2007	08.02.2009	210,0	511,3
OOO „Gazprom-export”	Bank PKO BP S.A.	14.12.2007	08.02.2009	42,0	102,2

Gwarancje i poręczenia udzielone przez PGNiG S.A.

Beneficjent poręczenia/gwarancji	Podmiot, któremu udzielono poręczenia/gwarancji	Data udzielenia poręczenia/gwarancji	Data wygaśnięcia poręczenia/gwarancji	Poręczenie/gwarancja ważne do	Wysokość poręczenia/gwarancji w mln EUR	Wysokość poręczenia/gwarancji w mln zł	Rodzaj udzielonego poręczenia/gwarancji
Bank Gdański S.A. (obecnie Millennium SA)	SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	08.10.1996	30.09.2009	30.09.2012	-	56,0	Poręczenie kredytu
Państwo norweskie	PGNiG Norway AS	19.10.2007	01.01.2050	01.01.2050	627,6	2 247,9	Gwarancja

2.5. Zarządzanie ryzykiem finansowym

W 2007 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen:

- FX forward
- transakcje zakupu opcji walutowej call
- struktury opcyjne – stanowiące najczęściej złożenie co najmniej dwóch opcji walutowych
- cross currency interest rate swap.

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)
- zawieranie umów ramowych z kontrahentami, wyraźnie określające prawa i obowiązki stron
- dywersyfikacja kontrahentów
- współpraca z agencjami ratingowymi, a w jej konsekwencji m.in podwyższenie przyznanego Spółce ratingu; w dniu 5 lutego 2007 roku agencja S&P podniosła rating Spółki do BBB+ (poprzedni BBB).

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 2007 roku odbywało się poprzez zawieranie przez Spółkę transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (FX forward, opcja walutowa, strategie opcyjne, cross currency swap).

W 2007 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 jest efektywna.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowy wpływ na wyniki PGNiG S.A. będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych, a tym samym cen gazu z importu. Globalny rynek w zakresie tych produktów cechuje się dużą niepewnością i zmiennością. W 2007 roku dynamika podwyżek krajowych cen gazu nie dorównywała dynamice wzrostu cen importowych.

Podstawowe znaczenie dla wyników w 2008 roku będzie miało stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie akceptacji nowych taryf. Obowiązująca od dnia 1 stycznia 2007 roku taryfa w zakresie stawek opłat za paliwo gazowe nie została zmieniona do dnia sporządzenia sprawozdania finansowego. Ze względu na fakt, że obowiązująca taryfa została zatwierdzona przy cenach ropy na poziomie 55 USD/bbl, a obecna cena ropy przekracza już poziom 100 USD/bbl, należy spodziewać się pogorszenia wyników finansowych Spółki. Natomiast cena gazu importowanego jest w ścisłej korelacji z notowaniami ropy, dalsza zwłoka przez Prezesa URE w zatwierdzeniu nowych taryf będzie skutkowałą dalszym pogarszaniem się sytuacji finansowej spółki. Ponieważ prognozowana sprzedaż w pierwszym kwartale 2008 roku stanowi ponad 30% rocznej sprzedaży, brak wprowadzenia taryf od 1 stycznia 2008 będzie miał negatywny wpływ na wyniki finansowe spółki. Może to oznaczać pogorszenie się wyników w stosunku do 2007 roku.

Notowania cen produktów ropopochodnych mają wpływ na rentowność wydobycia ropy naftowej. Najważniejsze znaczenie ma ropa naftowa, która w 2007 roku przyniosła Spółce 777,9 mln zł przychodów. W 2008 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 zmiennością. W roku 2007 różnica pomiędzy kursem minimalnym a maksymalnym USD wynosiła ponad 20,2%. Natomiast w przypadku EUR różnice w 2007 roku wynosiły 9,5%. 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 S.A. 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.

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 (BBB+ z perspektywą stabilną), oraz zdolność kredytowa stwarzają możliwość sfinansowania planowanych inwestycji na dogodnych warunkach przy wykorzystaniu kredytów bankowych lub emisję dłużnych papierów wartościowych.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Dobrut

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szkałuba
