



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
SPÓŁKI PGNiG S.A. ZA ROK 2008**

Warszawa, 7 kwietnia 2009

Spis rozdziałów

Spis rozdziałów	2
Rozdział I: Podstawowe dane o PGNiG S.A.	4
1. Powstanie Spółki	4
2. Przedmiot działalności	4
3. Struktura organizacyjna.....	5
4. Powiązania kapitałowe	7
5. Zmiany zaangażowania kapitałowego	8
6. Zatrudnienie	10
7. Sprzedaż i pozyskanie gazu.....	11
Rozdział II: Otoczenie regulacyjne	12
1. Prawo energetyczne.....	12
1.1. Koncesje	12
1.2. Polityka taryfowa	13
1.3. Zmiany w taryfach	13
1.4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	17
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	18
3. Prawo geologiczne i górnicze	18
Rozdział III: Poszukiwanie i wydobywanie.....	20
1. Poszukiwanie.....	20
2. Wydobywanie	22
3. Planowane działania.....	24
4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania	25
Rozdział IV: Obrót i magazynowanie.....	28
1. Zakupy.....	28
2. Sprzedaż	29
3. Magazynowanie	30
4. Planowane działania w obszarze obrotu i magazynowania	31
5. Ryzyka obrotu i magazynowania	32
Rozdział V: Pozostała działalność	35

Rozdział VI: Inwestycje	36
1. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobycie	36
2. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie	38
3. Inwestycje w segmencie pozostała działalność.....	38
Rozdział VII: Ochrona środowiska	39
Rozdział VIII: Pozostałe informacje	40
Rozdział IX: Sytuacja finansowa	44
1. Wyniki finansowe w 2008 roku	44
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	44
1.2. Omówienie sytuacji finansowej	48
2. Zarządzanie finansowe	52
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	52
2.2. Umowy kredytów i pożyczek.....	52
2.3. Gwarancje i poręczenia	53
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	53
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	54

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2008

Rozdział I: Podstawowe dane o PGNiG S.A.

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 kopalni 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 2008 roku wchodziły Centrala Spółki i piętnaście oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

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 na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Egipcie
Oddział w Danii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Danii

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. - cd.

Oddział	Przedmiot działalności
Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu	Dostawa paliwa gazowego do klientów oraz pełna obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, ropy naftowej oraz innych produktów i usług PGNiG SA.
Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrze	Dostawa paliwa gazowego do klientów oraz pełna obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, ropy naftowej oraz innych produktów i usług PGNiG S.A.
Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie	Dostawa paliwa gazowego do klientów oraz pełna obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, ropy naftowej oraz innych produktów i usług PGNiG S.A.
Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie	Dostawa paliwa gazowego do klientów oraz pełna obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, ropy naftowej oraz innych produktów i usług PGNiG S.A.
Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku	Dostawa paliwa gazowego do klientów oraz pełna obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, ropy naftowej oraz innych produktów i usług PGNiG S.A.
Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu	Dostawa paliwa gazowego do klientów oraz pełna obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, ropy naftowej oraz innych produktów i usług PGNiG S.A.
Oddział Operator Systemu Magazynowania w Warszawie	Magazynowanie paliw gazowych
Oddział w Algierii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Algierii

Na dzień 31 grudnia 2008 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina), Wysokoje (Białoruś) oraz w Sanie (Jemen).

W 2008 roku utworzono następujące oddziały oraz przedstawicielstwa:

- Przedstawicielstwo w Jemenie, dnia 22 stycznia 2008 roku
- Oddział w Danii, dnia 29 stycznia 2008 roku
- Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu, dnia 1 sierpnia 2008 roku
- Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrze, dnia 1 sierpnia 2008 roku
- Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie, dnia 1 sierpnia 2008 roku
- Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie, dnia 1 sierpnia 2008 roku
- Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku, dnia 1 sierpnia 2008 roku
- Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu, dnia 1 sierpnia 2008 roku
- Oddział Operator Systemu Magazynowania, dnia 9 października 2008 roku
- Oddział w Algierii, dnia 2 grudnia 2008 roku.

Oddział w Libii został utworzony 5 grudnia 2007 roku w celu uzyskania prawa do prowadzenia prac poszukiwawczych na obszarze bloku koncesyjnego 113 w Libii. Oddział został zlikwidowany 25 czerwca 2008 roku, po podpisaniu przez spółkę POGC – Libya B.V. umowy koncesyjnej.

Zgodnie z decyzją Zarządu PGNiG S.A. z dnia 29 lipca 2008 roku Oddział Handlowy w Warszawie został zlikwidowany 1 listopada 2008 roku.

W 2008 roku nie nastąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania Spółką oraz Grupą Kapitałową PGNiG.

4. Powiązania kapitałowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku PGNiG S.A. posiadała 41 podmiotów powiązanych, w tym:

- 26 spółek zależnych
- 15 pozostałych spółek powiązanych.

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w spółkach powiązanych według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku wyniosła 7.228 mln zł. Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. został przedstawiony w poniższej tabeli.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A.

		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne				
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	497 327 000,00	497 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
11	Dolnoślaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	655 063 000,00	655 063 000,00	100,00%	100,00%
12	Górnoślaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 288 680 000,00	1 288 680 000,00	100,00%	100,00%
13	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
14	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 251 738 000,00	1 251 738 000,00	100,00%	100,00%
15	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
16	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	978 287 000,00	978 287 000,00	100,00%	100,00%
17	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
18	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
19	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
20	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
21	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
22	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
23	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%	51,00%
24	ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
25	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
26	PPUIH „TURGAZ” Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. – c.d.

		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Pozostałe spółki powiązane				
27	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
28	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
29	InterTransGas GmbH (EUR) ¹⁾	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
30	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%	48,48%
31	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
32	Przedsiębiorstwo Inwestycyjne „GAZOTECH” Sp. z o.o.	1 203 800,00	65 000,00	69,44%	46,30%
33	Sahara Petroleum Technology llc (RO) ¹⁾	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
34	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
35	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
36	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
37	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
38	„ZRUG TORUŃ” S.A.	4 150 000,00	1 300 000,00	31,33%	31,33%
39	„TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%	21,32%
40	H.S. „Szczakowa” S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%	33,30%
41	TeNET 7 Sp. z o.o. w likwidacji	50 000,00	5 000,00	10,00%	10,00%

1) wartości podane w walutach obcych

W 2008 roku zostały zarejestrowane zmiany nazw spółek z Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. na Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

5. Zmiany zaangażowania kapitałowego

W 2008 roku miały miejsce następujące zmiany:

- zarejestrowanie 4 lutego 2008 roku w Holandii zmiany umowy spółki PGNiG Finance B.V.; nowa umowa spółki przewiduje m.in. zmianę nazwy na Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. oraz całkowitą zmianę przedmiotu działalności
- wykreślenie 31 marca 2008 roku z rejestru przedsiębiorstw spółki ZRUG Warszawa S.A. w likwidacji; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki wynosił 49%
- zawarcie umowy sprzedaży 100% udziałów spółki Polskie LNG Sp. z o.o. pomiędzy PGNiG S.A. a OGP GAZ-SYSTEM S.A.; PGNiG S.A. zbyła 50.000 udziałów spółki Polskie LNG Sp. z o.o. o wartości nominalnej 1.000 zł każdy za łączną kwotę 52.000.000 zł na rzecz OGP GAZ-SYSTEM S.A.; własność udziałów Polskie LNG Sp. z o.o. przeszła na nabywcę 8 grudnia 2008 roku.

W 2008 roku miały miejsce następujące podwyższenia kapitału:

- 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 Mazowieckiej Spółki Gazownictwa 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; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej; kolejne podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 34.388.000 zł do poziomu 1.251.738.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 9 września 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej o łącznej wartości ewidencyjnej 32.868.262,60 zł oraz wkładem pieniężnym

- podwyższenie kapitału zakładowego Karpackiej Spółki Gazownictwa 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; kolejne podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 8.841.000 zł do poziomu 1.484.953.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 22 sierpnia 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Pomorskiej Spółki Gazownictwa 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; kolejne podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 18.555.000 zł do poziomu 614.696.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 4 sierpnia 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. o kwotę 30.000.000 zł do poziomu 64.400.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 2 kwietnia 2008 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 104.697.000 zł do poziomu 651.145.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 9 kwietnia 2008 roku; kolejne podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 3.918.000 zł do poziomu 655.063.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 30 października 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 131.128.000 zł do poziomu 978.287.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 27 maja 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 91.366.000 zł do poziomu 1.288.680.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 25 czerwca 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej; uchwałą NZW Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z dnia 5 sierpnia 2008 roku nastąpiło kolejne podwyższenie kapitału spółki o kwotę 10.808.000 zł do poziomu 1.299.488.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania podwyższenie kapitału nie zostało zarejestrowane w KRS
- podwyższenie kapitału zakładowego w spółce ZRUG Zabrze Sp. z o.o. o kwotę 2.500.000 zł do poziomu 5.250.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 29 maja 2008 roku. PGNiG S.A. nie uczestniczyła w podwyższeniu kapitału zakładowego, w związku z tym udział Spółki w kapitale zakładowym ZRUG Zabrze Sp. z o.o. obniżył się do poziomu 11,43%.

Ponadto w 2008 roku nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 54.899.000 zł do poziomu 1.033.186.000 zł. Rejestracja

podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 22 stycznia 2009 roku. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

W dniu 18 czerwca 2008 roku Zarząd Spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. dokonał przydziału PGNiG S.A. 4.000.001 akcji serii B o wartości nominalnej 5,00 zł i cenie emisyjnej 19,50 zł każda, stanowiących 10,23% kapitału zakładowego Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. w KRS nastąpiła w dniu 22 lipca 2008 roku. Łączna wartość inwestycji wyniosła 78 mln zł.

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. poza grupą jednostek powiązanych na dzień 31 grudnia 2008 roku wyniosła 43,8 mln zł.

6. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2008 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższym zestawieniu. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	2008	2007
Centrala PGNiG S.A.	837	604
Poszukiwanie i wydobywanie	4 223	4 087
Obrót i magazynowanie	3 702	3 705
Pozostała działalność	37	36
Razem	8 799	8 432

W PGNiG S.A. w okresie od 1 stycznia 2000 roku do 31 grudnia 2008 roku realizowany był „Program restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych PGNiG S.A.”. W okresie tym, w konsekwencji zróżnicowanych działań z zakresu restrukturyzacji organizacyjno-strukturalnej i restrukturyzacji zatrudnienia, stan zatrudnienia w PGNiG S.A. zmniejszył się o 24.356 osób zatrudnionych na czas nieokreślony (uwzględniając m.in. wydzielenie Spółek Gazownictwa oraz transfer 2.181 osób związany z wydzieleniem OGP Gaz-System Sp. z o.o. poza Grupę Kapitałową PGNiG).

W dniu 11 grudnia 2008 roku NWZ PGNiG S.A. przyjęło „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”. Program wszedł w życie w styczniu 2009 roku. W odróżnieniu od poprzednich programów restrukturyzacji zatrudnienia, program ten został oparty na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury. Decyzje o realizacji programu podejmowane mogą być wyłącznie, w przypadku gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

7. Sprzedaż i pozyskanie gazu

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 18 mld zł, z czego 94% stanowiła sprzedaż i dystrybucja gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2008	2007
Gaz ziemny, w tym:	16 962,1	13 955,0
- gaz ziemny wysokometanowy	15 568,9	12 755,3
- gaz ziemny zaazotowany	1 393,2	1 199,7
Ropa naftowa	775,6	777,9
Kondensat	3,0	1,6
Hel	27,6	30,5
Mieszanina propan-butan	42,6	39,5
Usługi geofizyczno-geologiczne	64,9	33,5
Pozostała sprzedaż	163,0	281,9
Razem	18 038,8	15 119,9

W 2008 roku PGNiG S.A. sprzedała 13,9 mld m³ gazu ziemnego, z czego 96% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2008	2007
Segment obrót i magazynowanie	13 250,8	13 056,2
Segment poszukiwanie i wydobywanie	611,3	629,5
Razem	13 862,1	13 685,7

W 2008 roku PGNiG S.A. pozyskała 14,4 mld m³ gazu ziemnego, z czego 71,5% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego oraz środkowoazjatyckiego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych wyniosło 28,4% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu w mln m³

	2008	2007
Import	10 264,3	9 286,0
Wydobywanie krajowe	4 073,9	4 276,1
Dostawcy krajowi	22,1	13,5
Razem	14 360,3	13 575,6

Rozdział II: Otoczenie regulacyjne

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

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z dnia 30 maja 2006 roku, nr 89, poz. 624 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 z późniejszymi zmianami) – 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.

Znowelizowane w czerwcu 2007 roku Prawo energetyczne wymagało dostosowania aktów wykonawczych, tak by możliwe było skonstruowanie taryfy dla usługi kompleksowej. 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). Podpisanie rozporządzenia w lutym spowodowało konieczność zmian we wniosku taryfowym złożonym przez Spółkę w listopadzie 2007 roku, co skutkowało przedłużającym się postępowaniem w sprawie zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych.

W 2008 roku kontynuowane były prace nad kolejnymi zmianami do ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania ww. akty prawne nie zostały wprowadzone.

1.1. Koncesje

W 2008 roku Prezes URE wydał decyzje, w których stwierdził wygaśnięcie udzielonych Spółkom Obrotu Gazem:

- 6 koncesji na obrót paliwami gazowymi (luty 2008 rok)
- 2 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (luty 2008 rok)
- 1 koncesji na obrót paliwami ciekłymi (wrzesień 2008 rok)

wskutek wykreślenia podmiotów z właściwego rejestru.

W dniu 16 września 2008 roku Prezes URE wydał decyzję, w której udzielił PGNiG S.A. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej do dnia 18 września 2018 roku. Udzielona koncesja swoim zakresem obejmuje działalność gospodarczą, polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w kogeneracji w jednym źródle w miejscowości Świdnik Duży w województwie lubelskim. W dniu 22 stycznia 2009 roku Prezes URE wydał decyzję rozszerzającą powyższą koncesję o źródło zlokalizowane w Rzeszowie w województwie podkarpackim.

W dniu 17 listopada 2008 roku Spółka wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE o wyznaczenie jej Operatorem Systemu Magazynowania. Decyzją z dnia 31 grudnia 2008 roku Prezes URE wyznaczył PGNiG S.A. Operatorem Systemu Magazynowania na obszarze określonym w koncesji, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest wykorzystywana do działalności produkcyjnej oraz instalacji służącej wyłącznie do realizacji zadań Operatora Systemu Przesyłowego na okres od 1 stycznia 2009 roku do 31 grudnia 2025 roku.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku Spółka była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

- 1 koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych
- 1 koncesji na obrót paliwami gazowymi
- 1 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesji na magazynowanie paliw gazowych
- 1 koncesji na obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

1.2. Polityka taryfowa

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

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 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.

1.3. Zmiany w taryfach

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

Do dnia 24 kwietnia 2008 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych nr 4 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 marca 2006 roku.

W dniu 15 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. Wejście w życie

nowego rozporządzenia 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) spowodowało konieczność zmian w złożonym przez Spółkę wniosku taryfowym. W dniu 20 lutego 2008 roku Spółka złożyła korektę wniosku w celu dostosowania go do wymogów nowego rozporządzenia taryfowego.

Prezes URE decyzją z dnia 10 kwietnia 2008 roku zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych nr 1/2008, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od 25 kwietnia 2008 roku i określa:

- ceny za paliwo gazowe, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci przesyłowej
- ceny za paliwo gazowe, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnych
- sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz ustalania opłaty za przekroczenie mocy umownej.

Istotną zmianą w taryfie jest wprowadzenie stawki opłat sieciowych. Stawki opłat sieciowych kalkuluje się na podstawie kosztów stałych i zmiennych ponoszonych z tytułu zlecenia przez przedsiębiorstwo usług w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, kosztów magazynowania w instalacjach własnych przedsiębiorstwa oraz kosztów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Ponadto taryfa definiuje sposób ustalania opłaty za przekroczenie mocy umownej oraz sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Taryfa PGNiG S.A. reguluje dostarczanie paliw gazowych w oparciu o umowę kompleksową lub zawartą przed dniem wejścia w życie taryfy umowę sprzedaży paliwa gazowego, których realizacja wymaga zlecenia przez PGNiG S.A. transportu paliwa gazowego siecią przesyłową lub dystrybucyjną lub korzystania z magazynów. Na podstawie umowy kompleksowej PGNiG S.A. zobowiązuje się nie tylko sprzedać paliwo gazowe odbiorcy, ale także zapewnić jego dostarczenie do miejsca wskazanego przez odbiorcę.

W dniu 12 sierpnia 2008 roku PGNiG S.A. przedłożyła Prezesowi URE do zatwierdzenia wniosek w sprawie zmiany Taryfy dla Paliw Gazowych nr 1/2008. Wniosek został złożony w związku ze zmianą warunków prowadzenia działalności przez PGNiG S.A., wynikających ze wzrostu kosztów pozyskania gazu powyżej poziomu przyjmowanego do kalkulacji cen w zatwierdzonej taryfie oraz korekty zapisów treści taryfy. Korekta zapisów taryfy miała na celu dostosowanie postanowień Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2008 do postanowień taryf Operatora Systemu Przesyłowego oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Prezes URE decyzją z dnia 17 października 2008 roku zatwierdził zmiany w Taryfie dla paliw gazowych nr 1/2008, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od 1 listopada 2008 roku.

W poniższej tabeli przedstawione zostały ceny i stawki opłat stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci przesyłowej.

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
E1A-E4B	0,9983	600,00
Ls1-Ls4	0,6327	600,00
Lw1-Lw4	0,7385	600,00

Poniżej przedstawiono zestawienie cen i stawek opłat stosowanych do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnej z wyszczególnieniem grup taryfowych:

- gaz wysokometanowy E

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
W-1	1,0500	4,30
W-2	1,0350	6,40
W-3	1,0215	7,10
W-4	1,0160	18,00
W-5	1,0100	110,00
W-6	1,0011	130,00
W-6A	1,0011	130,00
W-6B	1,0011	130,00
W-7	0,9993	270,00
W-7A	0,9993	270,00
W-7B	0,9993	270,00
W-8	0,9988	600,00
W-9	0,9988	600,00
W-10	0,9988	600,00

- gaz zaazotowany Ls

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
Z-1	0,6659	4,30
Z-2	0,6564	6,40
Z-3	0,6474	7,10
Z-4	0,6444	18,00
Z-5	0,6404	110,00
Z-6	0,6344	130,00
Z-7	0,6333	270,00
Z-7A	0,6333	270,00
Z-7B	0,6333	270,00
Z-8	0,6329	600,00
Z-9	0,6329	600,00

- gaz zaazotowany Lw

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
S-1	0,7770	4,30
S-2	0,7660	6,40
S-3	0,7560	7,10
S-4	0,7520	18,00
S-5	0,7481	110,00
S-6	0,7410	130,00
S-7	0,7397	270,00
S-7A	0,7397	270,00
S-7B	0,7397	270,00
S-8	0,7393	600,00
S-9	0,7393	600,00

W dniu 13 lutego 2009 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2009 (w trakcie postępowania nastąpiła zmiana nazwy, obecna to Taryfa dla paliw gazowych nr 2/2009). 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 2009 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowniczego. Przede wszystkim powinna zostać znowelizowana 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 ryzyko związane z dostosowaniem się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na działalność PGNiG S.A. oraz jej wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

Ryzyko kalkulacyjne

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności PGNiG S.A. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A., czynniki zewnętrzne. W dążeniu do ochrony słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności, nie uznaje ich części za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie akceptuje przyjmowanych przez PGNiG S.A. założeń w zakresie 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 obciążone 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 określających możliwości korekty 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 zasady tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywożące gaz na własne potrzeby. Ustawa wprowadza zmiany w obszarze działalności PGNiG S.A., m.in.:

- 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 górnicze

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

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

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

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

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

W 2008 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG S.A. 8 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a 31 koncesji przedłużyło. W 2008 roku uzyskano 8 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż, natomiast 4 koncesje zostały wygaszone. Ponadto w trakcie roku udzielone zostały 2 koncesje na podziemne magazynowanie gazu, a wygaśnięciu uległa 1 koncesja. W omawianym okresie nie wystąpiły zmiany w koncesjach na składowanie odpadów.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku Spółka była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 75 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 217 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 4 koncesje na składowanie odpadów.

Rozdział III: Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Ponadto segment na swoje potrzeby wykorzystuje część pojemności magazynów gazu: PMG Brzeźnica, PMG Strachocina i PMG Swarzów.

W 2008 roku segment poszukiwanie i wydobywanie prowadził głównie pozataryfową sprzedaż gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił 85,9%. Poniższa tabela przedstawia sprzedaż podstawowych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym.

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	2008	2007
1. Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	611,3	629,5
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	47,3	51,0
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	564,0	578,5
2. Ropa naftowa	tys. t.	497,2	540,6
3. Kondensat	tys. t.	1,2	1,1
4. Hel	mln m ³	2,2	2,4
5. Mieszanina propan-butan	tys. t.	17,4	18,4
6. Azot	tys. kg	1 246,0	488,2
7. Siarka	tys. t.	20,3	23,4

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W grudniu 2008 roku Spółka podpisała z Zakładami Azotowymi w Tarnowie-Mościcach S.A. umowę sprzedaży gazu zaazotowanego ze złóż Ryłowa, Rajsko, Szczepanów i Wierzchosławice. Umowa została podpisana na okres 12 lat i przewiduje dostawy około 50 mln m³ gazu rocznie, począwszy od roku 2012.

W 2008 roku Spółka realizowała kontrakty na dostawy ropy do rafinerii z Grupy PKN Orlen, tj. Rafinerii Trzebinia S.A. oraz Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. W dostawach rurociągowych kontrakt z firmą BP International, na podstawie którego ropa dostarczana była za granicę, zastąpiony został umową z TOTSА TOTAL OIL TRADING SA. Zasady, na jakich opiera się sprzedaż ropy eksportowanej, pozostały bez zmian.

1. Poszukiwanie

W 2008 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju na terenie Karpat, Przedgórzia Karpat oraz na Niżu Polskim. Prace prowadzone były w 35 otworach: 24 poszukiwawczych i 11 rozpoznawczych, z czego w 6 odwiertach wiercenia rozpoczęto w 2007 roku. Łącznie wykonano 65.347 m wierceń.

Spośród 30 odwiertów o znanych wynikach złożowych 11 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, w tym 10 gazowych i jeden ropny, pozostałych 19 odwiertów było negatywnych. Odwierty gazowe zlokalizowane są na Przedgórzu Karpat i na Nizu Polskim, natomiast otwór ropny znajduje się na Nizu Polskim.

W 2008 roku PGNiG S.A. prowadziła prace geofizyczne na terenie Karpat, Przedgórza Karpat oraz na Nizu Polskim, gdzie wykonano:

- 1.538,5 km prac sejsmicznych 2D
- sejsmikę 3D na powierzchni 602,6 km².

Na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w 2008 roku wydatkowano ogółem 599,5 mln zł.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku wielkość udokumentowanych zasobów zatwierdzonych przez Ministra Środowiska wyniosła:

- 93,3 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy
- 21 mln ton ropy naftowej.

W 2009 roku planuje się udokumentować przyrost zasobów wydobywalnych (ze stanem na 31 grudnia 2008 roku) w ilości 9,2 mld m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy oraz 230 tys ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W 2008 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę 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” (tzw. Poszerzony 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).

W ramach „Porozumienia w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka 11” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka. Ponadto na obszarze „Płotki” kontynuowano reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych. W odwierconym w 2007 roku otworze Roszków-1 wykonano pomiary wydajności i próby złożowe. W 2008 roku zostało również udokumentowane złożo gazu ziemnego Roszków o zasobach wydobywalnych 0,7 mld m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Na obszarze „Poznań” w 2008 roku prowadzono reprocessing i interpretację wcześniejszych danych sejsmicznych, mających na celu przygotowanie nowych obiektów pod wiercenia w 2008 roku i w latach następnych. W 2008 roku wykonane zostały zdjęcia sejsmiczne 2D Lutynia-Taczanów oraz zdjęcia sejsmiczne 3D Kórnik-Środa Wielkopolska i Żerków-Pleszew. W 2008 roku zakończono wiercenie 3 otworów poszukiwawczych: Grundy-2, Kromolice-1 i Środa Wielkopolska-6 oraz rozpoczęto wiercenie otworu Kromolice-2.

W 2008 roku kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ” oraz wydobycie gazu ziemnego ze złoża Wilga (Blok 255).

W 2008 roku PGNiG S.A. wspólnie z Eurogas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o., na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach „Bieszczady” z dnia 1 czerwca 2007 roku, prowadziła prace studialne oraz analizy geologiczno-geofizyczne w celu wyznaczenia obszarów na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów na obszarze „Bieszczady”. Ponadto w 2008 roku rozpoczęto realizację zdjęcia sejsmicznego 2D Kostarowce-Zahutyń. Koncesje oraz prawo użytkowania

górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na powyższym obszarze należą do operatora, tj. PGNiG S.A.

Prace poszukiwawcze za granicą

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy z 18 maja 2005 roku, zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Rządem Pakistanu na realizację poszukiwań i eksploatację węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. Z uwagi na brak dostępnego urządzenia, rozpoczęcie wiercenia pierwszego otworu poszukiwawczego Rahman-1 zostało przesunięte na II kwartał 2009 roku.

W dniu 6 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. podpisała umowę cesji udziałów w koncesji poszukiwawczej 1/05 na obszarze Danii i objęła operatorstwo na tej koncesji. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 40%, Odin Energi A/S – 40%, Nordsofonden – 20%. 5 kwietnia 2008 roku decyzją Duńskiej Agencji Energii powyższa koncesja została przedłużona do 5 października 2009 roku pod warunkiem wykonania zdjęcia sejsmicznego 3D o powierzchni nie mniejszej niż 50 km². W 2008 roku wykonano reprocessing archiwalnych materiałów sejsmicznych 2D w celu lokalizacji zdjęcia sejsmicznego 3D, którego wykonanie planowane jest w 2009 roku.

W 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg na koncesję poszukiwawczą Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie. Koncesja obejmuje obszar o łącznej powierzchni 4.414,4 km². W lipcu 2007 roku została parafowana umowa PSA (Production Sharing Agreement). Po ratyfikacji umowy przez parlament Egiptu oraz po jej podpisaniu, PGNiG S.A. przystąpi do realizacji umowy koncesyjnej. W 2009 roku planowane jest wykonanie reprocessingu 1.450 km sejsmiki 2D.

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

2. Wydobycie

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 20 kopalniach (12 gazowych oraz 8 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych oraz 20 ropno-gazowych i ropnych).

Ogółem w 2008 roku PGNiG S.A. wydobyla 4.073,9 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) oraz 487,4 tys ton ropy naftowej. W 2008 roku nastąpił spadek wydobycia gazu ziemnego o 4,7% w porównaniu do 2007 roku. Mniejsze wydobycie spowodowane jest naturalnym spadkiem zdolności wydobywczych eksploatowanych odwiertów oraz mniejszą niż przewidywana wielkością zasobów zagospodarowanych złóż. Na zmniejszenie wydobycia ropy naftowej o 5,9% w 2008 roku w stosunku do 2007 roku miał wpływ spadek zdolności wydobywczych oraz awaria instalacji na kopalni Dębno. Wielkość produkcji PGNiG S.A. w 2008 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura produkcji

		Jednostka	2008	2007
1.	Gaz ziemny	mln m ³ *	4 073,9	4 276,1
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	2 297,4	2 391,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	1 776,5	1 885,1
2.	Ropa naftowa	tys. ton	487,4	518,2
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	442,5	472,0
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	44,9	46,2
3.	Kondensat	tys. ton	11,2	9,6
4.	Siarka	tys. ton	21,3	23,3
5.	Mieszanina propan-butan	tys. ton	17,4	18,2
6.	Hel	mln m ³	2,2	2,3
7.	LNG	mln m ³ *	20,1	21,7

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W 2008 roku do eksploatacji podłączono 16 odwiertów na terenie działania Oddziału w Sanoku i 2 odwierty w Oddziale w Zielonej Górze. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wynosi około 510 m³/min.

W 2008 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac w celu utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W celu uzyskania przyrostu wydobycia węglowodorów wykonano 7.772 m wierceń eksploatacyjnych. W 2008 roku zakończono wiercenia 10 odwiertów eksploatacyjnych na złożach: Radlin, Sędziszów, Dzieduszyce, Cierpisz, Bonikowo, Strachocina, Rudka oraz Trzebownisko. Dla ograniczenia naturalnego spadku wydobycia przeprowadzono remonty 42 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na ich dalszą eksploatację. Ponadto wykonano zabiegi intensyfikacyjne dla utrzymania bądź poprawy zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych.

W związku ze spadkiem ciśnień złożowych na złożach Palikówka i Kuryłówka zostały zainstalowane sprężarki na punktach zdawczo-odbiorczych. Zapobiegło to wyłączeniu niektórych odwiertów z eksploatacji i zapewniło oddanie wydobytego gazu do systemu przesyłowego. W 2009 roku planuje się zainstalowanie kolejnych dwóch sprężarek na złożu Jodłówka.

Segment poszukiwanie i wydobycie wykorzystuje na swoje potrzeby podziemne magazyny gazu: Brzeźnica, Strachocina i Swarzów. Podstawowym zadaniem podziemnych magazynów gazu jest zapewnienie możliwości zagospodarowania wydobywanego gazu w okresach zmniejszonego zapotrzebowania odbiorców na gaz. Ponadto magazyny umożliwiają optymalizację wydobycia ze złóż krajowych w ciągu roku oraz prowadzenie racjonalnej gospodarki zasobami złóż gazu ziemnego. Pojemności czynne magazynów na koniec 2008 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie

	mln m ³
Brzeźnica	65,0
Strachocina	150,0
Swarzów	90,0

W 2008 roku PGNiG S.A. prowadziła prace związane z rozbudową istniejącego magazynu gazu wysokometanowego PMG Strachocina do pojemności czynnej 330 mln m³ oraz budową nowych magazynów gazu zaazotowanego (Ls) PMG Daszewo i gazu zaazotowanego (Lw) PMG Bonikowo. Zadaniem magazynów gazu zaazotowanego będzie praca na rzecz optymalizacji lokalnego wydobycia gazu Ls w pasie nadmorskim (PMG Daszewo) oraz gazu zaazotowanego Lw w zachodniej Polsce (PMG Bonikowo).

3. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2009 roku PGNiG S.A. planuje wykonanie prac geofizycznych oraz przeprowadzenie prac wiertniczych na 29 otworach poszukiwawczych (w tym 6 we współpracy z firmami zagranicznymi) i na 7 otworach rozpoznawczych.

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2008 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg działań zmierzających do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych w takich krajach jak Algieria, Irak, Iran, Maroko, Mongolia i Tunezja. Powyższe działania będą kontynuowane w 2009 roku. Ponadto PGNiG S.A. zamierza kontynuować prace poszukiwawcze na obszarach koncesyjnych w Danii, Egipcie i Pakistanie.

Podziemne magazyny gazu

W 2009 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała budowę ośrodka napowierzchniowego na PMG Daszewo oraz planuje rozpoczęcie budowy części napowierzchniowej na PMG Strachocina i PMG Bonikowo.

Wydobycie gazu ziemnego

PGNiG S.A. realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie wzrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących KGZ, budowę nowych i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu. Ponadto będą prowadzone prace w celu utrzymania wydobycia węglowodorów ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie.

W 2009 roku planuje się wydobycie na poziomie 4,3 mld m³/rocznie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39.5 MJ/m³, które zmniejszy się z wcześniej zakładanego poziomu 4,6 mld m³. Zmniejszona prognoza wydobycia wynika z niższego zapotrzebowania na gaz zaazotowany przez część klientów przemysłowych pobierających gaz bezpośrednio ze złóż. Na niższe prognozowane wydobycie mają wpływ przesunięcia planów inwestycyjnych zagospodarowania nowych złóż gazu ziemnego oraz naturalny spadek zdolności wydobywczych eksploatowanych złóż. W celu zwiększenia wydobycia do poziomu około 4,5 mld m³ PGNiG S.A. planuje w najbliższych latach zagospodarować i włączyć do eksploatacji kolejne udokumentowane złoża gazu ziemnego m.in. Wielichowo-Ruchocice, Roszków, Międzychód (złoża gazu zaazotowanego w zachodniej Polsce) oraz Łukowa, Jasionka II etap, Kupno, Pilzno II etap, Rudka II etap (złoża gazu wysokometanowego na Podkarpaciu).

W 2010 roku planuje się zakończenie projektu Odazotowni Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m³ gazu wsadowego. Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż rejonu Nowy Tomyśl-Grodzisk 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.

Wydobycie ropy naftowej

W sierpniu 2008 roku została podpisana umowa na realizację zadania inwestycyjnego „Projekt LMG – Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe rurociągi i inne” z konsorcjum w składzie: PBG S.A. (Polska), Technip KTI S.P.A. (Włochy), Thermo Design Engineering Ltd. (Kanada) na wartość 1,4 mld zł. Rozpoczęcie prac planowane jest na 2009 rok.

Zagospodarowanie złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) i intensyfikacja wydobywania ze złoża Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) są projektami mającymi na celu zwiększenie wydobywania ropy naftowej przez PGNiG S.A. W roku 2009 planuje się wydobyć ponad 500 tys. ton ropy naftowej. Znaczący przyrost wydobywania ropy naftowej nastąpi w 2013 roku po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złóż LMG i osiągnięciu roczny poziom ok. 0,9 mln ton.

4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

Podstawowym ryzykiem, jakim jest obciążona działalność poszukiwawcza, jest ryzyko braku odkrycia złoża, czyli ryzyko poszukiwawcze. Ryzyko to polega na tym, że nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów może być inna od przewidywanej do odkrycia. W sytuacji gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobywania z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wiele z czynników i założeń przyjętych do określania wielkości zasobów i prognoz wydobywania może być obciążona błędami wynikającymi z niedoskonałości metod i sprzętu pomiarowego używanych w trakcie badań geofizycznych, wierceń i testów produkcyjnych. 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, a cykl produkcji węglowodorów wynosi 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG S.A.

Konkurencja

W kraju i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż, czyli realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych zasobów węglowodorów. 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. Jednakże wobec nasilenia się światowego kryzysu finansowego ryzyko to wydaje się wykazywać tendencję malejącą.

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w myśl aktualnych przepisów prawa krajowego trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. 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 i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych 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. Ponadto częste są przypadki bardzo długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Sprawy formalno-prawne niezależne od PGNiG S.A. są 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 to czynniki istotnie opóźniające 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. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.

Koszty 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 kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych.

Przepisy w zakresie 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. ponosi 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. Również w krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrzania przepisów związanych z ochroną środowiska.

Wykwalifikowana kadra

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. W krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

Nieprzewidziane zdarzenia

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.

Zmiany prawne

W niektórych krajach następują częste i niespodziewane zmiany przepisów prawnych, które powodują utrudnienia w działalności poszukiwawczej. Może to być szczególnie niebezpieczne w krajach, gdzie zmiany prawa podporządkowane są decyzjom autorytarnych rządów.

Sytuacja polityczno-gospodarcza

W państwach, w których PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

W rejonach działalności PGNiG S.A. istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. Ponadto w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność Spółki może być ograniczona, zawieszona lub wstrzymana.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

Rozdział IV: Obrót i magazynowanie

Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych. Zakup gazu ziemnego 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. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach i Husowie.

1. Zakupy

W 2008 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. 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
- Umowy sprzedaży gazu Lasów 2008 z dnia 29 września 2008 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej od 1 października 2008 roku do 1 października 2011 roku.

W związku z wygaśnięciem w dniu 30 września 2008 roku umowy sprzedaży gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG/ E.ON Ruhrgas AG oraz zmianą ilości gazu dostarczanego przez VNG-Verbundnetz Gas AG, PGNiG S.A. w dniu 29 września 2008 roku podpisała umowę sprzedaży gazu Lasów 2008 z VNG-Verbundnetz Gas AG. Na podstawie umowy spółka będzie dokonywała zakupów gazu w ilości około 500 mln m³ rocznie.

Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	2008	%	2007	%
Import w tym:	10 264,3	99,8%	9 286,0	99,9%
- OOO "Gazprom eksport"	7 056,7	68,7%	6 219,2	67,0%
- ROSUKRENERGO AG	2 377,2	23,2%	2 279,3	24,5%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	830,4	8,1%	787,5	8,5%
Dostawcy krajowi	22,1	0,2%	13,5	0,1%
Razem	10 286,4	100,0%	9 299,5	100,0%

W pierwszych tygodniach 2009 roku w wyniku konfliktu rosyjsko-ukraińskiego miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Ponadto od stycznia 2009 roku dostawy gazu z ROSUKRENERGO AG nie są realizowane, pomimo iż umowa sprzedaży gazu ziemnego obowiązuje do 1 stycznia 2010 roku. W rezultacie zmniejszenia, a następnie wstrzymania dostaw gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach, kierunki dostaw zostały zmienione i dodatkowe ilości gazu odbierane były przez punkt Wysokoje. Dostawy gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach zostały wznowione, ale były realizowane na niższym poziomie, wskutek braku realizacji dostaw w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG. W celu zapewnienia odpowiednich dostaw gazu do odbiorców PGNiG S.A. zwiększyła pobór gazu z magazynów. W efekcie współpracy PGNiG S.A. z OOO „Gazprom eksport” czasowo zwiększone zostały ilości gazu odbieranego w ramach obowiązującego kontraktu.

2. Sprzedaż

W 2008 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 92,9 tys. nowych odbiorców, z czego 91 tys. stanowili odbiorcy domowi.

Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne w 2008 roku PGNiG S.A. rozpoczęła proces wymiany umów handlowych na umowy kompleksowe, który powinien zakończyć się do dnia 31 grudnia 2009 roku.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. W 2008 roku sprzedaż gazu ziemnego, w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, w porównaniu do roku ubiegłego wzrosła o około 1,5%, tj. 195 mln m³. Spółka prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym oraz na rynkach zagranicznych. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie PGNiG S.A. w 2008 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

		Jednostka	2008	2007
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	13 250,8	13 056,2
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	12 437,8	12 233,1
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	813,0	823,1
2	Propan-butan	tys. t.	2,1	2,1

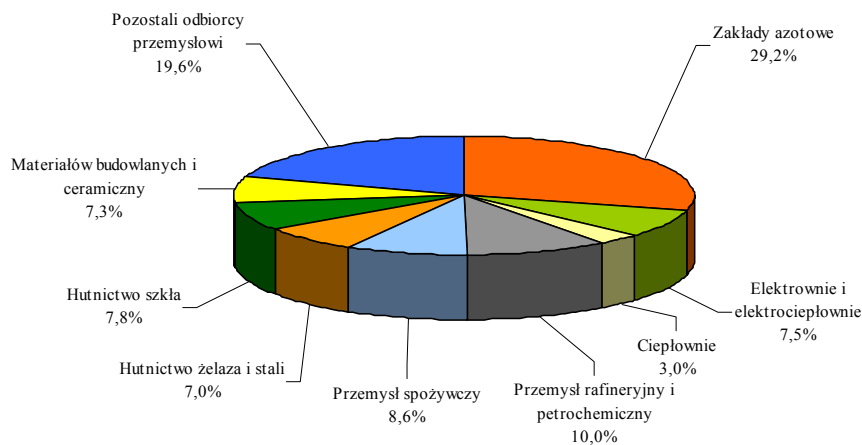
* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, hutnictwo i energetyka oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,4 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. Udział powyższej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży wyniósł 26%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (62%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	2008	%	2007	%
Odbiorcy przemysłowi	8 064,5	60,9%	7 927,1	60,7%
Handel, usługi	1 390,8	10,5%	1 328,9	10,2%
Odbiorcy domowi	3 622,4	27,3%	3 641,2	27,9%
Odbiorcy hurtowi	136,5	1,0%	119,2	0,9%
Eksport	36,6	0,3%	39,8	0,3%
Razem	13 250,8	100,0%	13 056,2	100,0%

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2008 roku do odbiorców przemysłowych



3. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby część pojemności podziemnych magazynów. Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny niwelowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensację nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizację zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę „take or pay”, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży „loco brama” odbiorcy, prowadzone jest w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice i PMG Husów.

Ponadto PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno wykorzystywane są na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

W 2008 roku PGNiG S.A. kontynuowała prace związane z rozbudową pojemności czynnych istniejących magazynów gazu wysokometanowego PMG Wierzchowice i KPMG Mogilno oraz prace przygotowawcze związane z budową nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

Pojemności czynne magazynów na koniec 2008 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie

	mln m ³
Husów	400,0
Mogilno	380,2
Wierzchowice	575,0

4. Planowane działania w obszarze obrotu i magazynowania

Projekt Baltic Pipe

Celem projektu jest stworzenie bezpośredniego połączenia, umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z Danii do Polski oraz w przyszłości również z Polski do Danii. W 2008 roku na mocy umowy o współpracy podpisanej w dniu 15 listopada 2007 roku PGNiG S.A., OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz Energinet.dk wspólnie prowadziły analizy techniczne oraz prace nad szczegółowymi warunkami dalszej współpracy w zakresie realizacji projektu Baltic Pipe.

W dniu 16 grudnia 2008 roku PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. „Porozumienie w sprawie nabycia dokumentacji i rozwiązania umowy o współpracy w zakresie inwestycji pod nazwą Gazociąg Bałtycki (Baltic Pipe)”. W dniu 29 stycznia 2009 roku NWZ PGNiG S.A. podjęło decyzję o sprzedaży dokumentacji związanej z realizacją projektu Baltic Pipe spółce OGP GAZ-SYSTEM S.A. Zgodnie z aktualną koncepcją dalsze etapy realizacji projektu mają być prowadzone przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W 2009 roku PGNiG S.A. i OGP GAZ-SYSTEM S.A. przeprowadzą wspólnie badania geofizyczne dna morskiego na zdefiniowanych wariantach trasy gazociągu Baltic Pipe, których celem będzie określenie trasy optymalnej.

Projekt Skanled

W 2007 roku PGNiG S.A. przystąpiła do konsorcjum powołanego do budowy gazociągu Skanled, łączącego terminal gazowy na Norweskim Szelfie Kontynentalnym ze Szwecją oraz Danią. PGNiG S.A. objęła 15% udziałów i stała się jednym z 15 udziałowców. Inwestycję prowadzi norweski operator gazociągów podmorskich – firma Gassco. W styczniu 2008 roku Konsorcjum Skanled zatwierdziło zmiany techniczne w projekcie polegające głównie na zwiększeniu średnicy rurociągu, co pozwoli na zwiększenie jego przepustowości. W dniu 17 kwietnia 2008 roku członkowie Konsorcjum podjęli decyzję o przejściu do realizacji etapu przedprojektowego, akceptując równocześnie zgłoszone przez firmę Gassco zmiany w technicznej koncepcji systemu, wpływające na wzrost planowanych kosztów projektu. Podjęcie decyzji inwestycyjnej planowane jest na październik 2009 roku. Zgodnie z harmonogramem projektu oddanie gazociągu Skanled do użytku planowane jest na rok 2013.

W listopadzie 2008 roku z Konsorcjum Skanled wycofała się firma Hafslund Varme & Infrastructure, posiadająca 10% udziałów. W wyniku rozmów z zewnętrznymi inwestorami uzgodniono wejście do Konsorcjum firmy VNG-Verbundnetz Gas AG, która obejmie 10% udziałów oraz zarezerwuje przepustowość w gazociągu Skanled. Kolejna zmiana w składzie udziałowców Konsorcjum Skanled nastąpiła w lutym 2009 roku. W skład Konsorcjum weszła norweska firma państwowa Petoro AS, która przejmując udziały od wycofujących się firm Ostfold Energi i Agder Energi oraz część udziałów firmy Skagerak Energi objęła w sumie 25% udziałów i stała się największym udziałowcem projektu Skanled.

Jednocześnie PGNiG S.A. prowadzi prace nad przekazaniem udziałów w Projekcie Skanled do norweskiej spółki zależnej – PGNiG Norway AS.

Połączenie międzysystemowe Boernicke-Police

Celem budowy połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Niemcami na trasie Boernicke-Police jest wymiana handlowa z rynkiem niemieckim. W październiku 2008 roku PGNiG S.A. rozpoczęła budowę gazociągu o długości około 14 km na odcinku Tanowo-Dobieszczyn.

Zakup gazu ziemnego

W związku z brakiem realizacji dostaw gazu w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG, PGNiG S.A. prowadzi działania mające na celu pozyskanie gazu z alternatywnych źródeł. W efekcie tych działań struktura importu gazu w stosunku do lat poprzednich może ulec zmianie. Ponadto w 2009 roku Spółka będzie dążyć do zapewnienia dostaw gazu LNG i podpisania długoterminowego kontraktu na dostawy.

Sprzedaż gazu ziemnego

Przewidywany wzrost sprzedaży gazu związany jest z inwestycjami rozwojowymi strategicznych odbiorców PGNiG S.A. z branży petrochemicznej, budowlanej oraz hutniczej. W 2008 roku PGNiG S.A. kontynuowała nawiązaną w 2007 roku współpracę w zakresie 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 2012-2013.

Podziemne magazyny gazu

W dniu 19 listopada 2008 roku została podpisana umowa na realizację zadania inwestycyjnego „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice etap 3,5 mld nm³, podetap 1,2 mld nm³” pomiędzy PGNiG S.A. a konsorcjum w składzie PBG SA Przeźmierowo, Tecnimont S.p.A. (Włochy), Societe Francaise d’Etudes et de Realisations d’Equipements Gaziers „SOFREGAZ” (Francja), Plynostav Pardubice Holding A.S. (Republika Czech), Plynostav – Regulace Plynu A.S. (Republika Czech). Wartość umowy wynosi około 1,1 mld zł. W 2009 roku PGNiG S.A. rozpocznie wiercenia oraz budowę części napowierzchniowej na PMG Wierzchowice. Ponadto planuje się wiercenia i budowę zakładu ługowniczego na PMG Kosakowo oraz kontynuację prac rozbudowy KPMG Mogilno.

5. Ryzyka obrotu i magazynowania

Wysokie ceny gazu

Zasadniczym czynnikiem stanowiącym zagrożenie dla rozwoju rynku gazu jest cena gazu, która w porównaniu do alternatywnych nośników energii, a w szczególności do cen węgla, jest wysoka. Sytuacja ta stanowi istotną barierę dla rozwoju elektroenergetyki gazowej. W efekcie zmiany taryfy PGNiG S.A. oraz pogorszenia się sytuacji gospodarczej kraju odbiorcy przemysłowi ograniczają produkcję oraz inwestycje, co w dużej mierze wpływa na wolumen sprzedanego gazu przez PGNiG S.A. Ponadto z uwagi na rosnące ceny gazu część klientów aktywnie poszukuje alternatywnych nośników energii.

Konkurencja

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu wynosi ok. 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Działalność podmiotów spoza GK PGNiG zajmujących się obrotem gazem ukierunkowana jest głównie na obszary niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są również takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. 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. Wzmoczona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania obecnych, jak i potencjalnych klientów GK PGNiG, może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Zmniejszenie wolumenu sprzedaży paliwa gazowego

Wskutek osłabienia wzrostu gospodarczego kraju, wzrostu bezrobocia oraz pogorszenia się sytuacji finansowej odbiorców istnieje ryzyko zmniejszenia sprzedaży paliwa gazowego. Ponadto na spadek sprzedaży mogą również wpłynąć realizowane na niższym poziomie dostawy gazu z kontraktów importowych.

Dostawy gazu

Na początku 2009 roku w wyniku konfliktu rosyjsko-ukraińskiego ponownie miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Ponadto od początku 2009 roku nie są realizowane dostawy gazu z kontraktu z ROSUKRENERGO AG. W I kwartale 2009 roku zapotrzebowanie na gaz ziemny było w pełni pokrywane dzięki czasowemu zwiększeniu ilości gazu dostarczanego przez OOO „Gazprom eksport” oraz uruchomieniu zwiększonego poboru gazu z magazynów. W celu uzupełnienia brakujących ilości gazu z kontraktu z ROSUKRENERGO AG., PGNiG S.A. dąży do pozyskania gazu z alternatywnych źródeł. Z uwagi na politykę głównego dostawcy oraz sytuację polityczną i gospodarczą w krajach tranzytowych, zakłócenia w dostawach gazu mogą mieć miejsce w przyszłości.

Terminal LNG

Istotnym czynnikiem jest dotrzymanie terminu zakończenia budowy terminalu. Rozbieżność pomiędzy terminem pierwszych dostaw gazu a zakończeniem inwestycji może spowodować powstanie dodatkowych kosztów po stronie zamawiającego gaz, tj. PGNiG S.A.

Projekt Skanled

Budowa gazociągu Skanled uzależniona jest przede wszystkim od zawarcia przez wszystkich członków Konsorcjum umów na zakup odpowiednich ilości gazu. Ponadto wykonanie projektu Skanled zgodnie z harmonogramem wymaga terminowego uzyskania niezbędnych zgód administracyjnych. Dodatkowo udział PGNiG S.A. w projekcie uwarunkowany jest podjęciem decyzji o realizacji inwestycji Baltic Pipe oraz uzyskaniem przez PGNiG S.A. wymaganej przepustowości transportowej w duńskim systemie przesyłowym.

Magazynowanie

W związku z koniecznością zwiększania zapasu obowiązkowego gazu zgodnie z ustawą o zapasach, w następnych latach istnieje ryzyko deficytu pojemności czynnej oraz mocy odbioru i zatłaczania gazu. W efekcie powyższego moc i pojemność czynna wykorzystywana na potrzeby handlowe PGNiG S.A. w okresach zimowych może być niewystarczająca. Sytuacja ta może być spotęgowana w przypadku negatywnej decyzji Prezesa URE w sprawie czasowego zwolnienia PGNiG S.A. z obowiązku świadczenia usług magazynowania gazu oraz braku możliwości wyłączenia zapasów

obowiązkowych z definicji instalacji magazynowej. Przy udostępnieniu magazynów innym podmiotom, istnieje potencjalne ryzyko braku stosownych pojemności i mocy, w których będzie możliwe wytworzenie zapasu obowiązkowego zgodnie z ustawą o zapasach.

Kolejnym ryzykiem jest możliwość wystąpienia deficytu środków na finansowanie zaplanowanych prac inwestycyjnych. W przypadku negatywnej decyzji Komisji Europejskiej w zakresie współfinansowania inwestycji na KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, PMG Strachocina i PMG Wierzchowice, PGNiG S.A. będzie musiała pozyskać dodatkowe środki w wysokości wnioskowanych kwot na inwestycje (około 410 mln PLN, zgodnie z „Listą Projektów Indywidualnych dla Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013”).

Rozdział V: Pozostała działalność

Jednostką organizacyjną PGNiG S.A. zakwalifikowaną do segmentu pozostała działalność jest Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, który zajmuje się świadczeniem usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego, a w szczególności kalibracją urządzeń pomiarowych, legalizacją gazomierzy, badaniem jakości gazu ziemnego, badaniem nowych urządzeń gazowniczych. Oddział świadczy również usługi w zakresie doradztwa, opiniowania i ekspertyz.

W 2008 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał-Europa (odcinek polski)
- weryfikacje systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych
- walidacje i nadzór pomiarów nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych
- współpracę z Laboratorium Wzorców Gazowych Głównego Urzędu Miar nad projektem stworzenia krajowego wzorca jakości gazów ziemnych typu E i L.

Podstawowymi nabywcami usług Oddziału byli „EUROPOL GAZ” S.A., OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz spółki Grupy Kapitałowej PGNiG.

W przyszłości Oddział planuje utrzymać i wzmocnić dotychczasową wiodącą pozycję w zakresie legalizacji gazomierzy poprzez zwiększenie legalizowanych urządzeń. Oddział, jako pierwszy w Polsce, zamierza uzyskać status jednostki notyfikowanej w zakresie badań urządzeń przeliczających parametry gazu.

Rozdział VI: Inwestycje

W 2008 roku PGNiG S.A. realizowała szereg prac inwestycyjnych we wszystkich obszarach prowadzonej działalności. Zgodnie ze sprawozdaniem finansowym nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwale i wartości niematerialne poniesione przez PGNiG S.A. w 2008 roku wyniosły 1.161,9 mln zł. Strukturę nakładów inwestycyjnych w poszczególnych segmentach przedstawia poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. w 2008 roku

	mln zł
Poszukiwanie i wydobywanie	935,0
Obrót i magazynowanie	226,7
Pozostała działalność	0,2
Razem	1 161,9

1. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie

Na inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie w 2008 roku poniesiono nakłady w wysokości 935,0 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane poniżej.

Poszukiwanie złóż

Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 362,1 mln zł, z czego 211,7 mln zł stanowiły głównie nakłady na odwierty pozytywne oraz odwierty, których realizacja nie została zakończona. W 2008 roku odwiercono 11 odwiertów pozytywnych. Pozostałe nakłady w wysokości 150,4 mln zostały poniesione na odwierty negatywne, które zostały odniesione w koszty w roku obrotowym.

Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

Projekt ten zakłada zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki płynnej i mieszaniny propan-butan z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Projekt LMG obejmuje:

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych
- budowę Terminalu Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno, który umożliwi odbiór i wysyłkę ropy naftowej cysternami kolejowymi oraz tłoczenie ropy naftowej do rurociągu PERN „Przyjaźń”, odbieranej z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG
- budowę gazociągu do odazotowni Grodzisk, który umożliwi przesłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do odazotowni Grodzisk.

W 2008 roku zakończono budowę Terminalu Ekspedycyjnego. Nakłady poniesione w 2008 roku wyniosły 26 mln zł. Łączna szacowana wartość projektu wynosi około 1,6 mld zł.

Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) do parametrów gazu

wysokometanowego. Budowa odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim ma na celu zwiększenie wydobywania gazu zaazotowanego z istniejących kopalni i ze złóż planowanych do zagospodarowania.

Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż: Wielichowo, Ruchocice i Paproć W, podłączenie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna, zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl 2k, modernizację KGZ Paproć, budowę gazociągu Przyłęk-KGZ Paproć oraz budowę odazotowni Grodzisk. Wydajność Odazotowni łącznie wynoszą będzie około 35 tys. m³/h. W 2008 roku zakończono zagospodarowanie złoża Paproć W, modernizację KGZ Paproć oraz budowę gazociągu Przyłęk-KGZ Paproć. W 2008 roku poniesiono nakłady w wysokości 68,9 mln zł. Całkowita szacowana wartość projektu wynosi 440 mln zł.

Gazociąg do KGHM

Projekt zakłada budowę gazociągu wysokiego ciśnienia oraz kabla światłowodowego wraz z infrastrukturą na trasie KGZ Kościan – KGHM Polkowice/Żukowice w celu bezpośredniej sprzedaży gazu ziemnego do KGHM Polkowice/Żukowice. Nakłady poniesione w 2008 roku wyniosły 75,9 mln zł. Szacowane całkowite nakłady na projekt wynoszą około 220 mln zł.

Projekt Barnówko-Mostno-Buszewo

W 2008 roku zakończono wiercenie odwiertów eksploatacyjnych na złożu BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo). Całkowite nakłady na realizację zadania wyniosły 116,8 mln zł. Inwestycja ma na celu utrzymanie wydobywania ropy ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie i zagwarantowanie przyrostu wydobywania ropy z włączanych do eksploatacji nowych zasobów.

Pozostałe inwestycje

Pozostałe inwestycje obejmują zadania inwestycyjne związane z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów oraz funkcjonowaniem obszaru wydobywania. Do najważniejszych zadań należały:

- modernizacja i rozbudowa kopalni gazu ziemnego
- zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko
- zagospodarowanie odwiertów Luchów i Wola Różaniecka
- zagospodarowanie odwiertów Cierpisz
- budowa II odcinka gazociągu Kaleje-Mchy
- modernizacja instalacji produkcyjnej odazotowni w Odolanowie
- zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury.

Podziemne magazyny gazu

W 2008 roku PGNiG S.A. prowadziła rozbudowę magazynu Strachocina oraz rozpoczęła budowę dwóch nowych magazynów gazu zaazotowanego: Bonikowo i Daszewo. Nakłady poniesione w 2008 roku wyniosły 112,9 mln zł. Powyższe prace obejmowały:

- zakończenie wiercenia trzech otworów poziomych oraz rozpoczęcie wiercenie kolejnego odwiertu na PMG Strachocina
- budowę gazociągu z węzła rozdzielczego Kościan oraz wiercenie otworu horyzontalnego Bonikowo 3H; budowa PMG Bonikowo umożliwi lepsze wykorzystanie zdolności produkcyjnych złóż i mieszalni Grodzisk
- budowę ośrodka napowierzchniowego na PMG Daszewo; budowa magazynu pozwoli na równomierne wydobywanie zasobów z lokalnych złóż.

2. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie

Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie w 2008 roku obejmowały m.in.:

- rozbudowę pojemności czynnej magazynu gazu wysokometanowego KPMG Mogilno, modernizację PMG Husów oraz prace przygotowawcze związane z budową nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo (41,4 mln zł)
- inwestycje na majątku przesyłowym – na podstawie planu inwestycyjnego OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz procedur określonych w umowie w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego, PGNiG S.A. realizowała inwestycje na majątku przesyłowym, który następnie jest włączany do wykazu środków trwałych objętych umową leasingu (43,6 mln zł)
- zakup gruntów i nieruchomości, wykup środków trwałych na majątku wytworzonym przez OGP GAZ-SYSTEM S.A., przekazywanym do OSD oraz uregulowanie prawa własności i wykup gazociągów wysokiego ciśnienia (64,1 mln zł)
- inwestycje teleinformatyczne oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych, środków transportu, sprzętu technicznego, narzędzi i urządzeń (36,8 mln zł)
- rozbudowę stacji CNG, gazyfikację nowych terenów, budowę przyłączy do klientów końcowych oraz zadania związane z dywersyfikacją źródeł gazu (20,6 mln zł).

3. Inwestycje w segmencie pozostała działalność

W 2008 roku poniesiono nakłady w wysokości 0,2 mln zł na inwestycje Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze.

Rozdział VII: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów

Zgodnie z Ustawą Prawo geologiczne i górnicze, PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W związku z powyższym PGNiG S.A. w 2008 roku zlikwidowała 62 wyeksploatowane odwierty. Wśród zlikwidowanych obiektów znajdowały się m.in. kilkudziesięcioletnie otwory wiertnicze oraz kopanki z XIX wieku.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2008 roku w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień Emisji CO₂ na lata 2008-2012 (KPRU II) ogółem dla instalacji PGNiG S.A. przyznano ilość 99.982 Mg CO₂/rok. W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno.

W 2009 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów emisji CO₂ za 2008 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2008 roku pozostało 26.597 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji.

System Zarządzania Środowiskowego

W 2008 roku rozpoczęto wdrażanie Systemu Zarządzania Środowiskowego (SZŚ) wg normy PN-EN ISO 14001:2005 w Centrali PGNiG S.A. w Warszawie. W ramach prowadzonych działań został wykonany przegląd wstępny, opracowano harmonogram wdrażania SZŚ, przeprowadzono szkolenia pracowników i opracowano procedury systemowe. W 2009 roku System Zarządzania Środowiskowego został wdrożony w Centrali Spółki.

REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals)

W związku z wejściem w życie w 2008 roku przepisów w zakresie obowiązkowej rejestracji substancji chemicznych, oceny substancji oraz udzielania zezwoleń na wykorzystywanie substancji do produkcji i obrotu dokonano pre-rejestracji siarki, która jest produktem podlegającym wymaganiom rozporządzenia REACH.

Natura 2000

W 2008 roku PGNiG S.A. kontynuowała gromadzenie i aktualizowanie informacji na temat możliwych konfliktów przyrodniczych związanych z wyznaczonymi i planowanymi obszarami Natura 2000 w odniesieniu do planowanych przedsięwzięć z zakresu prac poszukiwawczych, rozpoznawczych, eksploatacyjnych oraz budowy i utrzymywania infrastruktury gazowniczej.

Emisje metanu

W 2008 roku rozpoczęto prace zmierzające do opracowania ujednoczonych wskaźników emisji CH₄ oraz zunifikowania metod obliczeniowych emisji tego gazu. Ujednoczone i wiarygodne wskaźniki emisji metanu pozwolą na obniżenie kosztów opłat środowiskowych.

Rozdział VIII: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2007

W dniu 26 czerwca 2008 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2007 rok w wysokości 2.154,9 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 991,6 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 1.121,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,19 zł), z czego:
 - kwotę 950,0 mln zł przekazano Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej – 29 podsystemów systemu przesyłowego wraz z ich częściami składowymi i przynależnościami potrzebnymi do korzystania z tych podsystemów oraz w formie pieniężnej (5.885,30 zł)
 - kwotę 171,0 mln zł w formie dywidendy pieniężnej przeznaczono dla pozostałych akcjonariuszy
- kwotę 8,4 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 33,9 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. postanowiło ustalić dzień dywidendy na dzień 25 lipca 2008 roku oraz ustaliło termin wypłaty dywidendy na dzień 1 października 2008 roku.

Udzielenie absolutorium

W dniu 26 czerwca 2008 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu jednostkowego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2007.

Umowy z członkami Zarządu

Z członkami Zarządu powołanymi na stanowisko w 2008 roku zostały zawarte umowy o pracę, w których zapis § 8 stanowi „W razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania niniejszej umowy z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia, pracownikowi przysługuje odprawa w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego”. Ponadto z członkami Zarządu zostały zawarte umowy o zakazie konkurencji 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 100% średniomiesięcznego wynagrodzenia brutto z ostatnich trzech miesięcy otrzymanego z tytułu stosunków prawnych

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym Jednostkowym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku (nota 46.4.).

Akcje w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 31 grudnia 2008 roku jedyną osobą posiadającą akcje PGNiG S.A. lub akcje i udziały w jednostkach powiązanych PGNiG S.A. był Stanisław Rychlicki, w którego posiadaniu znajdowało się 8.272 akcje PGNiG S.A. o łącznej wartości nominalnej 8.272 zł.

Akcje pracownicze

W dniu 25 czerwca 2008 roku Ministerstwo Skarbu Państwa zbyło na zasadach ogólnych jedną akcję PGNiG S.A. Zgodnie z Ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników powstało 1 października 2008 roku i wygaśnie 1 października 2010 roku. Uprawnionym pracownikom przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 akcji na okaziciela serii A1 PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników nie mogą być przedmiotem obrotu przed 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków zarządu Spółki – przed 1 lipca 2011 roku. Nabycie przez pracowników 15% akcji spowoduje spadek procentowego udziału Skarbu Państwa w ogólnej liczbie głosów z poziomu 84,75% do poziomu 72,03%. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji uprawnionym pracownikom rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 roku.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

- 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. Zabezpieczenie powództwa poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach z chwilą wydania wyroku przez Sąd Apelacyjny upadło. W dniu 8 lipca 2008 roku została złożona skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku. W dniu 26 lutego 2009 roku Sąd Najwyższy wydał postanowienie o przyjęciu skargi kasacyjnej do rozpoznania.
- 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. W dniu 27 maja 2008 roku została złożona skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 5 lutego 2008 roku. Postanowieniem z dnia 5 grudnia 2008 roku Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej PGNiG S.A. do rozpoznania.
- 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. W dniu 27 października 2008 roku odbyła się rozprawa przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku. Zabezpieczenie powództwa zostało utrzymane do chwili uprawomocnienia się wyroku.
- 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 zakończone w pierwszej instancji. W dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. W dniu 22 lipca 2008 roku PGNiG S.A. złożyła zażalenie od postanowienia o uchyleniu zabezpieczenia, a w dniu 29 lipca 2008 roku wniosła apelację od wyroku Sądu Okręgowego. W dniu 12 listopada 2008 roku Sąd Apelacyjny uwzględnił zażalenie PGNiG S.A. o uchyleniu zabezpieczenia. W dniu 14 stycznia 2009 roku Sąd Okręgowy w Warszawie, ponownie rozpoznając wniosek PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie zabezpieczenia (po uchyleniu przez Sąd Apelacyjny postanowienia o uchyleniu zabezpieczenia), raz jeszcze uchylił postanowienie o zabezpieczeniu. W dniu 17 lutego 2009 roku PGNiG S.A. złożyła zażalenie na powyższe postanowienie Sądu Okręgowego w Warszawie.

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.

Dnia 31 sierpnia 2005 roku PGNiG S.A. odwołała się od powyższej decyzji. W wyniku 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.

Obie strony złożyły apelację od wyroku sądu pierwszej instancji. 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. W dniu 1 września 2008 roku PGNiG S.A. wniosła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 27 marca 2008 roku. Sąd Najwyższy przyjął skargę PGNiG S.A. do rozpoznania.

Sprawa z „EUROPOL GAZ” S.A.

Sprawa z powództwa PGNiG S.A. przeciwko „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 „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 „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. Sąd Najwyższy wyrokiem z dnia 17 października 2008 roku skargę kasacyjną oddalił.

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 przesunął aż do dnia 24 lutego 2008 roku. Dnia 25 lutego 2008 roku wydał z kolei 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.

Rozdział IX: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2008 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2008 weryfikuje spółka 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 dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2007-2008 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

Wynagrodzenie audytora w zł

	2008	2007
Badanie rocznego sprawozdania finansowego	330 000	390 000
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	540 000	440 000
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	288 124	25 881

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

W 2008 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 546,2 mln zł i był o 1.608,7 mln zł (75%) niższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane dotyczące sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2008 roku w porównaniu do danych za 2007 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

Jednostkowy bilans (mln zł)

AKTYWA	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Aktywa trwałe (długoterminowe)	17 194,6	17 021,4
Rzeczowe aktywa trwałe	9 038,7	8 568,9
Nieruchomości inwestycyjne	5,4	4,4
Wartości niematerialne	60,1	33,1
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	5 690,9	4 787,4
Inne aktywa finansowe	2 065,6	3 340,7
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	301,2	261,2
Pozostałe aktywa trwałe	32,7	25,7
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 245,9	6 542,9
Zapasy	1 579,7	1 061,2
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 638,1	4 355,6
Należności z tytułu podatku bieżącego	39,6	-
Rozliczenia międzyokresowe	6,3	24,1
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	29,3
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	174,2	17,5
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	807,9	1 055,0
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	0,1	0,2
Suma aktywów	23 440,5	23 564,3

Jednostkowy bilans (mln zł) – c.d.

PASYWA	31 grudnia 2008	31 grudnia 2007
Kapitał własny	17 181,4	17 796,0
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(0,6)	(1,5)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	8 953,3	3 344,2
Zyski (straty) zatrzymane	588,6	6 813,2
Zobowiązania długoterminowe	2 023,0	1 858,5
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	3,8	0,1
Rezerwy	1 248,8	901,1
Przychody przyszłych okresów	6,1	7,6
Rezerwa na podatek odroczoney	742,0	929,1
Inne zobowiązania długoterminowe	22,3	20,6
Zobowiązania krótkoterminowe	4 236,1	3 909,8
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 790,7	3 174,0
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	763,2	4,3
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	16,7	35,5
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	-	187,2
Rezerwy	123,9	111,8
Przychody przyszłych okresów	541,6	397,0
Suma zobowiązań	6 259,1	5 768,3
Suma pasywów	23 440,5	23 564,3

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2008	2007
Przychody ze sprzedaży	18 038,8	15 119,9
Koszty operacyjne razem	(17 745,9)	(13 001,9)
Zużycie surowców i materiałów	(11 119,3)	(7 837,2)
Świadczenia pracownicze	(678,7)	(513,1)
Amortyzacja	(577,1)	(577,6)
Usługi obce	(5 365,1)	(3 871,6)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	6,3	9,0
Pozostałe koszty operacyjne netto	(12,0)	(211,4)
Zysk z działalności operacyjnej	292,9	2 118,0
Przychody finansowe	379,8	481,5
Koszty finansowe	(107,8)	(178,5)
Zysk brutto	564,9	2 421,0
Podatek dochodowy	(18,7)	(266,1)
Wypłata z zysku	-	-
Zysk netto	546,2	2 154,9
Działalność zaniechana	-	-
Wynik za rok obrotowy na działalności zaniechanej	-	-
Zysk netto za rok obrotowy	546,2	2 154,9

Jednostkowy rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	2008	2007
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	266,8	2 032,9
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 099,6)	(1 469,2)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	585,7	(2 501,9)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(247,1)	(1 938,2)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 055,3	2 993,5
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	808,2	1 055,3

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2008	2007
EBIT w mln zł zysk operacyjny	292,9	2 118,0
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	870,0	2 695,6
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	3,2%	12,1%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	3,0%	14,3%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	2,3%	9,1%

Płynność

	2008	2007
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,5	1,7
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	1,1	1,4

Zadłużenie

	2008	2007
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	26,7%	24,5%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	36,4%	32,4%

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała spadek zysku z działalności operacyjnej o 1.825,1 mln zł (86%). Zmniejszenie zysku operacyjnego spowodowane zostało spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, który nastąpił w rezultacie:

- wzrostu jednostkowych cen zakupu gazu z importu o 37%
- wzrostu wolumenu zakupu gazu z importu o 11%
- niedostosowania stawek i opłat w taryfach na paliwo gazowe do poziomu kosztów zakupu gazu.

Jednostkowe koszty zakupu gazu z importu wzrosły w efekcie wzrostu cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych oraz kształtowania się kursu dolara. Kulminacja wzrostu cen ropy naftowej nastąpiła w czerwcu 2008 roku. Pomimo wyraźnego spadku cen ropy naftowej w kolejnych miesiącach, największy wzrost cen gazu z importu przypadł dopiero na IV kwartał 2008 roku. Wynika to z faktu, iż importowe ceny gazu indeksowane są w oparciu o średnią kroczącą notowań produktów ropopochodnych z ostatnich dziewięciu miesięcy poprzedzających dany kwartał. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na wzrost cen gazu z importu były zmiany na rynku walutowym, zwłaszcza rosnący w II półroczu 2008 roku kurs dolara wobec złotego.

W analizowanym okresie Spółka odnotowała wzrost wolumenu importowanego gazu, który nastąpił w efekcie:

- wzrostu wolumenu sprzedaży gazu wysokometanowego o 2%
- zmniejszenia poboru gazu z podziemnych magazynów o 38%
- spadku wydobycia gazu wysokometanowego o 6%.

Wzrost wolumenu sprzedaży gazu wysokometanowego nastąpił w wyniku zwiększenia krajowego popytu na paliwo gazowe spowodowanego niższymi temperaturami powietrza w sezonie grzewczym w 2008 roku. Znacznie niższy w porównaniu do roku 2007 pobór gazu z magazynów związany był z optymalnym zarządzaniem kontraktami importowymi, zapewnieniem dostatecznej ilości gazu w przypadku przerw w dostawach gazu z importu oraz gromadzeniem większych zapasów gazu na pokrycie ewentualnego wzrostu zapotrzebowania w kolejnym sezonie grzewczym. Zmniejszenie wydobycia gazu wysokometanowego nastąpiło w efekcie naturalnego pogorszenia się warunków geologiczno-złożowych prowadzonej działalności eksploatacyjnej, w tym zawadniania odwiertów oraz uruchamiania nowych, stosunkowo małych złóż.

W 2008 roku Prezes URE dwukrotnie zatwierdził zmianę taryfy dla paliw gazowych. W wyniku zmiany taryfy w kwietniu nastąpił wzrost cen paliwa gazowego o 14,3%, natomiast zatwierdzone zmiany w październiku spowodowały wzrost cen o 11,1%. Określony w nowych taryfach poziom cen nie zrekomensował wzrostu cen importowanego gazu, w rezultacie czego Spółka 2008 rok zamknęła stratą na obrocie gazem wysokometanowym.

W 2008 roku stabilna pozycja finansowa PGNiG S.A. utrzymana została przede wszystkim dzięki działalności wydobywczej, pomimo że nastąpił spadek wydobycia gazu azotanowego oraz ropy naftowej. Zmniejszenie wydobycia nastąpiło wskutek pogorszenia się naturalnych warunków geologiczno-złożowych działalności eksploatacyjnej, awarii instalacji na kopalni Dębno oraz ograniczenia produkcji w związku z awarią u jednego z odbiorców. W relacji do roku 2007 sprzedaż gazu azotanowego spadła o 3%, natomiast ropy naftowej o 8%. Ponadto spółka odnotowała wzrost kosztów pozyskania gazu i ropy naftowej, który nastąpił w rezultacie zwiększenia wydatków na prace poszukiwawczo-geologiczne oraz wyższy poziom odpisanych w koszty wydatków na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne. Pomimo spadku wydobycia rentowność działalności wydobywczej utrzymana została na analogicznym poziomie jak w roku ubiegłym, w efekcie wzrostu cen pozyskiwanych surowców. Sprzedaż gazu azotanowego dwukrotnie objęta była podwyżką cen, natomiast ceny ropy naftowej pozostawały w ścisłej korelacji z poziomem notowań tego surowca na rynkach światowych.

Ponadto na wynik z działalności operacyjnej znaczący wpływ miał spadek w porównaniu do 2007 roku pozostałych kosztów operacyjnych netto o 199,4 mln zł. Spadek ten nastąpił w rezultacie znacznie wyższych przychodów netto z tytułu aktualizacji wartości aktywów trwałych związanych głównie z działalnością wydobywczą, wzrostu wyniku na różnicach kursowych oraz wyniku z tytułu wyceny i realizacji transakcji terminowych.

Oslabienie kondycji finansowej PGNiG S.A. wpłynęło na spadek podstawowych wskaźników rentowności. Rentowność kapitałów własnych (ROE) spadła z poziomu 12,1% do 3,2%, rentowność aktywów (ROA) spadła z poziomu 9,1% do 2,3%, natomiast rentowność sprzedaży netto z poziomu 14,3% do 3,0%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2008 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 23.440,5 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec 2007 roku o 123,8 mln zł.

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2008 roku wyniósł 9.038,7 mln zł i był o 469,8 mln zł (6%) wyższy niż w roku ubiegłym. Na wzrost wartości wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku związanego z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

Największy wzrost aktywów trwałych wystąpił w pozycji aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość w porównaniu do stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku wzrosła o 903,5 mln zł (19%). Tak znaczny wzrost tej pozycji nastąpił w efekcie wyłączenia z przedmiotu leasingu składników majątkowych o charakterze dystrybucyjnym oraz wniesieniu ich do Spółek Gazownictwa. W zamian za przekazany majątek Spółka otrzymała udziały w kapitałach Spółek Gazownictwa.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku wartość innych aktywów finansowych spadła o 1.275,1 mln zł (38%) w porównaniu do stanu na koniec 2007 roku. Spadek ten spowodowany został zmniejszeniem długoterminowych należności z tytułu leasingu operacyjnego w rezultacie wyłączenia z przedmiotu leasingu majątku dystrybucyjnego, wypłatą rzeczowej dywidendy na rzecz Skarbu Państwa oraz sukcesywną spłatą rat leasingowych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku stan aktywów obrotowych wyniósł 6.245,9 i był o 297,0 mln zł (5%) niższy od stanu na koniec 2007 roku.

Poziom należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności spadł o 717,5 mln zł (17%) w porównaniu do stanu z końca 2007 roku, przede wszystkim w rezultacie zmniejszenia należności z tytułu otrzymanych udziałów w podwyższonym kapitale Spółek Gazownictwa.

W omawianym okresie wartość stanu zapasów wzrosła o 518,5 mln zł (49%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Na większy poziom zapasów wpłynął wzrost wolumenu zmagazynowanego gazu, a także wzrost cen zakupu gazu.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 807,9 mln zł i był niższy o 247,1 mln zł (23%) od stanu na koniec roku 2007 w efekcie wypłaty II transzy pożyczki dla PGNiG Norway AS oraz poniesionych w IV kwartale 2008 roku wysokich strat na działalności operacyjnej. W celu utrzymania bieżącej płynności Spółka w ramach dostępnej linii kredytowej zaciągnęła kredyt w wysokości 760 mln zł.

Pogorszenie kondycji finansowej Spółki wpłynęło na poziom wskaźników charakteryzujących płynność przedsiębiorstwa. Wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 1,7 do 1,5, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 1,4 do 1,1. Pomimo pogorszenia się wskaźników płynności poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewnia całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do roku poprzedniego spadła o 614,6 mln zł (4%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (546,2 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (1.121,0 mln zł).

Wykazany w pasywach bilansu poziom rezerw długoterminowych zwiększył się o 347,7 mln zł (39%) głównie w rezultacie wzrostu rezerw na likwidację odwiertów.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku stan zobowiązań krótkoterminowych wzrósł o 326,3 mln zł (8%) w relacji do stanu na koniec 2007 roku. Na poziom zobowiązań krótkoterminowych wpłynęło przede wszystkim zaciągnięcie krótkoterminowego kredytu w ramach umowy kredytu konsorcjalnego oraz wzrost przychodów przyszłych okresów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu. Wzrost zobowiązań krótkoterminowych nastąpił przy jednoczesnym spadku zobowiązań z tytułu wniesienia aportu rzeczowego w zamian za udziały w podwyższonym kapitale zakładowym Spółek Gazownictwa.

Wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów nie uległy istotnej zmianie w odniesieniu do stanu z końca 2007 roku. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 32,4% do 36,4% na koniec grudnia 2008 roku, natomiast

wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 24,5% do 26,7%.

Wykorzystanie wpływów z emisji do dnia 31 grudnia 2008 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 2008 roku wyniosły 2.158,4 mln zł, co stanowi 82% 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, w roku 2007 – kwotę 525,6 mln zł, natomiast w roku 2008 – kwotę 308,7 mln zł.

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

- działalność w zakresie poszukiwania i wydobycia – 1.078,5 mln zł
- działalność w zakresie obrotu, magazynowania i przesyłu – 578,0 mln zł
- działalność w zakresie dystrybucji – 369,9 mln zł
- spłata zadłużenia (5% środków pozyskanych z emisji) – 132 mln zł.

Do najistotniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych ze środków z emisji w 2008 roku należały:

- 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 Systemu Dystrybucyjnego.

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

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

PGNiG S.A. posiada środki pieniężne, zarówno w postaci depozytów bankowych jak i łatwo zbywalnych krótkoterminowych inwestycji dokonywanych w papiery dłużne Skarbu Państwa. Saldo dostępnych środków pieniężnych umożliwia elastyczne realizowanie zamierzeń inwestycyjnych. Niski stopień dźwigni finansowej, korzystna ocena ryzyka PGNiG S.A., potwierdzona przez agencje ratingowe oraz zdolność kredytowa stwarzają możliwość sfinansowania ewentualnych dodatkowych inwestycji przy wykorzystaniu kredytów bankowych lub emisji dłużnych papierów wartościowych.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2008 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe (nota 46.2. Roczne go Jednostkowego Sprawozdania Finansowego za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku).

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok

W 2008 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

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 230 mln zł), a także umowy kredytowej konsorcjalnej z 27 lipca 2005 roku, w ramach której dostępna jest odnawialna wielowalutowa linia w wysokości 600 mln EUR. Na dzień 31 grudnia 2008 roku zadłużenie z tytułu kredytu konsorcjalnego wyniosło 191,3 mln EUR.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2008 roku Spółka wolne środki pieniężne inwestowała w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym, tj. papiery dłużne Skarbu Państwa i lokaty w formie depozytów w bankach komercyjnych o ratingu inwestycyjnym. Około 77% wolumenu transakcji stanowiły inwestycje w dłużne papiery Skarbu Państwa. Inwestycje finansowe poczynione w 2008 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. Umowy kredytów i pożyczek

W 2008 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów w rachunku bieżącym na kwotę 110 mln zł. Spółka nie wykazała w 2008 roku zadłużenia z tytułu kredytów w rachunkach bieżących. Informacje o umowach kredytów zawartych przez Spółkę w 2008 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Umowy kredytów zawarte przez PGNiG S.A. w 2008 roku

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln zł	Wysokość stopy procentowej	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Handlowy S.A.	40,0	WIBOR T/N + 0,8%	obrotowy	31.12.2009
Millennium S.A.	40,0	WIBOR 1M + 0,8%	obrotowy	18.12.2009
PKO BP S.A.	30,0	WIBOR 1M + 0,2%	obrotowy	22.04.2009
Razem	110,0			

W 2008 roku PGNiG S.A. udzieliła pożyczki jedynie spółkom powiązanim na łączną kwotę 157,1 mln zł i 25 mln USD. Pożyczki udzielone zostały w celu sfinansowania bieżącej działalności operacyjnej i inwestycji z zakresu budowy i rozbudowy sieci przesyłowej wysokiego ciśnienia, budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej, podłączenia nowych odbiorców, finansowania prac poszukiwawczych i zobowiązań koncesyjnych w Libii. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez PGNiG S.A. pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Umowy pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A. w 2008 roku

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość stopy procentowej	Rodzaj	Termin wymagalności
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	31,2	PLN	WIBOR1M +0,7%	inwestycyjna	31.12.2012
Geovita Sp. z o.o.	3,5	PLN	WIBOR1M +0,7%	inwestycyjna	30.06.2012
Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	15,0	PLN	WIBOR1M +0,7%	operacyjna	31.12.2009
POGC Libya B.V.	25,0	USD	LIBORUSD3M + 2,2%	operacyjna	20.11.2018
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	12,0	PLN	WIBOR1M +1,475%	operacyjna	30.06.2013
Geovita Sp. z o.o.	11,0	PLN	WIBOR1M +1,1%	inwestycyjna	30.09.2014
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	54,4	PLN	WIBOR1M +1,47%	inwestycyjna	31.12.2019
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	30,0	PLN	WIBOR1M +1,1%	operacyjna	30.06.2012

2.3. Gwarancje i poręczenia

W 2008 roku PGNiG S.A. udzieliła gwarancji spółce National Oil Corporation Libya na wartość 319,9 mln zł (108 mln USD). Udzielona gwarancja stanowi zabezpieczenie wykonania zobowiązań koncesyjnych przez POGC Libya B.V.

W 2008 roku PGNiG S.A. otrzymała gwarancje na łączną kwotę 251,8 mln zł, z których najistotniejszymi były gwarancje wystawione przez:

- PBG S.A. – z tytułu należytej realizacji zadania inwestycyjnego „Projekt LMG – Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe rurociągi i inne” na wartość 85,2 mln
- Konsorcjum w składzie PBG SA Przeźmierowo, Tecnimont S.p.A., Societe Francaise d’Etudes et de Realisations d’Equipements Gaziers „SOFREGAZ”, Plynostav Pardubice Holding A.S., Plynostav – Regulace Plynu A.S. – z tytułu należytego wykonania zadania inwestycyjnego „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice etap 3,5 mld nm³, podetap 1,2 mld nm³” na wartość 66,4 mln
- K.D.P. Sp. z o.o. – na wartość 28,5 mln zł, stanowiącej zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

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 odbywało się poprzez zawieranie przez Spółkę transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (opcje walutowe, strategie opcyjne).

W 2008 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen:

- transakcje zakupu opcji walutowej call
- struktury opcyjne – stanowiące najczęściej złożenie, co najmniej dwóch opcji walutowych
- transakcje CCIRS – zabezpieczające udzieloną spółce PGNiG Norway AS pożyczkę.

W celu ograniczenia ryzyka kredytowego Spółka podejmowała następujące działania:

- inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (bony i obligacje Skarbu Państwa)
- współpraca z wiodącymi bankami komercyjnymi
- zawieranie umów ramowych z kontrahentami, wyraźnie określających prawa i obowiązki stron
- dywersyfikacja kontrahentów
- współpraca z agencjami ratingowymi, a w jej konsekwencji m.in. podwyższenie przyznanego Spółce ratingu.

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
- zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących.

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

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

W 2008 roku w Spółce nie stosowano zasad rachunkowości zabezpieczeń. Jednakże większość zawieranych transakcji była efektywna w rozumieniu rachunkowości zabezpieczeń (wg MSR 39).

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowe znaczenie na wyniki finansowe PGNiG S.A. będą miały notowania ropy naftowej na rynkach międzynarodowych, stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe oraz sytuacja na rynkach walutowych.

Począwszy od sierpnia 2008 roku na rynku paliw obserwowany był wyraźny spadek notowań ropy naftowej, który w kolejnych miesiącach będzie oddziaływać na spadek kosztów importowanego gazu. Zatwierdzona w październiku 2008 roku taryfa nie zrekompensowała gwałtownych wzrostów cen gazu z importu w ostatnim kwartale 2008 roku, w wyniku których Spółka poniosła wysokie straty na obrocie gazem wysokometanowym. Pomimo przewidywanego od stycznia 2009 roku spadku cen gazu z importu, sprzedaż gazu wysokometanowego w dalszym ciągu będzie nierentowna. Dopiero w III kwartale 2009 roku spadek cen gazu z importu może pozytywnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A.

W dniu 13 lutego 2009 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE o zmianę taryfy na paliwa gazowe. Istotny wpływ na sytuację finansową Spółki w kolejnych kwartałach będzie miało stanowisko Prezesa URE odnośnie akceptacji nowych taryf, zapewniających pokrycie kosztów zakupu gazu z importu.

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W II półroczu 2008 roku kurs dolara wobec złotego zaczął wyraźnie rosnać. Umocnienie się kursu dolara negatywnie wpływa na koszty zakupu gazu wysokometanowego z importu. Ze względu na to, że ryzyko związane z wahaniami kursów walutowych jest wysokie, Spółka będzie ograniczać je poprzez prowadzenie aktywnej, systematycznej polityki zarządzania ryzykiem finansowym.

Na wielkość sprzedaży gazu ziemnego decydujący wpływ ma tempo rozwoju gospodarczego kraju. Ewentualny spadek popytu na gaz może korzystnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A.

PGNiG S.A. w dalszym ciągu zakłada wysoką rentowność działalności wydobywczej gazu ziemnego, a poziom produkcji z wydobycia własnego zostanie utrzymany na poziomie porównywalnym do roku ubiegłego. Rentowność sprzedaży ropy naftowej będzie uzależniona od kształtowania się cen ropy na rynkach międzynarodowych.

W 2009 roku PGNiG S.A. zamierza zwiększyć nakłady finansowe na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie zwiększania zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu oraz rozbudowy podziemnych magazynów gazu. Spółka planuje zwiększyć nakłady na inwestycje kapitałowe związane z finansowaniem projektów energetycznych, które wykorzystują gaz ziemny. Ponadto, zintensyfikowane zostaną prace mające na celu poszukiwanie i dokumentowanie nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Szeroko zakrojoną działalność inwestycyjną Spółka będzie finansować z działalności operacyjnej oraz wykorzystując dostępne linie kredytowe.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu Michał Szubski _____

Wiceprezes Zarządu Mirosław Dobrut _____

Wiceprezes Zarządu Radosław Dudziński _____

Wiceprezes Zarządu Sławomir Hinc _____

Wiceprezes Zarządu Mirosław Szkałuba _____

Wiceprezes Zarządu Waldemar Wójcik _____