

**POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO S.A.**



**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI PGNiG S.A.  
ZA I PÓŁROCZE 2007 ROKU**

**Warszawa, 31 sierpnia 2007 roku**

# Spis rozdziałów

Spis rozdziałów .....	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce .....	4
1. Powstanie PGNiG S.A.....	4
2. Struktura organizacyjna.....	4
3. Powiązania kapitałowe .....	5
4. Zatrudnienie.....	7
Rozdział II: Organy PGNiG S.A.....	9
1. Zarząd .....	9
2. Prokurenci.....	9
3. Rada Nadzorcza.....	9
Rozdział III: Polityka taryfowa.....	11
1. Koncesje .....	11
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.....	11
3. Ryzyka taryfowe.....	13
Rozdział IV: Obrót .....	16
1. Struktura sprzedaży i zakupów.....	16
2. Podstawowe umowy handlowe .....	17
3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji.....	19
4. Planowane działania w obszarze obrotu.....	19
5. Ryzyka w obszarze obrotu.....	20
Rozdział V: Skroplony gaz ziemny (LNG).....	22
Rozdział VI: Poszukiwania złóż .....	24
1. Prace poszukiwawcze .....	24
2. Wspólne przedsięwzięcia .....	24
3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych .....	27
4. Ryzyka w sektorze poszukiwań.....	27
Rozdział VII: Eksploatacja złóż.....	30
1. Prace w obszarze eksploatacji złóż.....	30
2. Planowane działania w obszarze eksploatacji złóż .....	31
3. Ryzyka i zagrożenia .....	33
4. Ochrona środowiska .....	33

Rozdział VIII: Inwestycje .....	35
1. Inwestycje PGNiG S.A.....	35
2. Ryzyka i zagrożenia .....	38
Rozdział IX: Pozostałe wydarzenia.....	39
Rozdział X: Sytuacja finansowa .....	43
1. Zasady sporządzania sprawozdania finansowego .....	43
2. Sytuacja finansowa.....	43
3. Przewidywana sytuacja finansowa .....	50

# Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

## 1. Powstanie PGNiG S.A.

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

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 Spółka została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5.900 mln zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji.

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

## 2. Struktura organizacyjna

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego. PGNiG S.A. zajmuje wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania złóż, importu gazu ziemnego, wydobywania z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, magazynowania paliw gazowych oraz obrotu gazem ziemnym.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 30 czerwca 2006 roku wchodziły:

1. Centrala Spółki w Warszawie
2. Oddział w Sanoku
3. Oddział w Zielonej Górze
4. Oddział w Odolanowie
5. Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie
6. Oddział Operatorski w Pakistanie
7. Oddział Handlowy w Warszawie.

Na dzień 30 czerwca 2007 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie, Brukseli i Kijowie.

Przedstawicielstwo w Kijowie powstało dnia 24 stycznia 2007 roku. Oddział Handlowy w Warszawie został utworzony dnia 20 kwietnia 2007 roku, a rozpoczął działalność 1 lipca 2007 roku.

### 3. Powiązania kapitałowe

Wykaz spółek, w których PGNiG S.A. posiada co najmniej 5% akcji/udziałów, na dzień 30 czerwca 2007 roku przedstawiony jest w poniższej tabeli.

#### Udziały/akcje PGNiG S.A. w spółkach kapitałowych

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

#### Spółki strategiczne

1	Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 310 749 000,00	1 310 749 000,00	100,00%
2	Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 197 314 000,00	1 197 314 000,00	100,00%
3	Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	930 819 000,00	930 819 000,00	100,00%
4	Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	847 159 000,00	847 159 000,00	100,00%
5	Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	502 750 000,00	502 750 000,00	100,00%
6	Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	546 448 000,00	546 448 000,00	100,00%
7	Karpacka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	260 133 000,00	260 133 000,00	100,00%
8	Górnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	95 287 000,00	95 287 000,00	100,00%
9	Mazowiecka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	68 865 000,00	68 865 000,00	100,00%
10	Wielkopolska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	45 910 000,00	45 910 000,00	100,00%
11	Pomorska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	60 331 000,00	60 331 000,00	100,00%
12	Dolnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	6 364 000,00	6 364 000,00	100,00%

#### Spółki podstawowe

13	PNiG Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%
14	PNiG Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%
15	PN „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%
16	PNiG NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%
17	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	34 400 000,00	34 400 000,00	100,00%
18	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%
19	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 802 000,00	26 802 000,00	100,00%
20	B.SiP.G „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%
21	SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%
22	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%

Spółki celowe				
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%
24	PGNiG Finance B.V. (EUR)*	20 000,00	20 000,00	100,00%
25	NYSAGAZ Sp. z o.o.	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%
26	InterTransGas GmbH (EUR)*	200 000,00	100 000,00	50,00%
27	INVESTGAS S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%
28	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%
29	„Dewon” Z.S.A. (UAH)*	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%
30	Polskie LNG Sp. z o.o.	28 000 000,00	28 000 000,00	100,00%
31	PGNiG Norway AS (NOK)*	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%

Spółki pozostałe istotne				
32	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%
33	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%
34	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%
35	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%
36	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%

Spółki pozostałe nieistotne				
37	BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%
38	PI GAZOTECH Sp. z o.o. **	1 203 800,00	65 000,00	69,44%
39	PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%
40	Sahara Petroleum Technology Llc (RO)*	150 000,00	73 500,00	49,00%
41	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%
42	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%
43	„ZRUG” Sp. z o.o. (w Poznaniu)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%
44	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%
45	„ZRUG TORUŃ” S.A.	4 150 000,00	1 300 000,00	31,33%
46	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 750 000,00	600 000,00	21,82%
47	Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.	250 000,00	35 000,00	14,00%
48	TeNET 7 Sp. z o.o.	50 000,00	5 000,00	10,00%
49	Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	100 000,00	9 500,00	9,50%

50	„WALCOWNIA RUR JEDNOŚĆ” Sp. z o.o.	220 590 000,00	18 310 000,00	8,30%
51	Agencja Rynku Energii S.A.	1 376 000,00	100 000,00	7,27%
52	„IZOSTAL” S.A.	22 488 000,00	1 360 000,00	6,05%
53	ZRUG Warszawa S.A. w likwidacji	6 000 000,00	2 940 000,00	49,00%
54	„TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%
55	HS „Szczakowa” S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%
56	Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Wrocław Sp. z o.o. w upadłości	1 700 000,00	270 000,00	15,88%

\* wartości podane w walutach obcych

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

Łączna wartość nominalna zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w spółkach prawa handlowego według stanu na 30 czerwca 2007 roku wynosiła 6.646,7 mln zł.

#### 4. Zatrudnienie

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

- przechodzeniu pracowników na emerytury wiekowe i emerytury wcześniejsze
- wykorzystaniu możliwości uzyskania świadczeń przedemerytalnych
- zatrudnianiu pracowników w spółkach z udziałem kapitałowym PGNiG S.A. oraz spółkach pracowniczych
- zatrudnianiu pracowników w podmiotach kooperujących z PGNiG S.A.
- ograniczaniu wymiaru czasu pracy na wybranych stanowiskach oraz likwidowaniu stanowisk pracy.

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

W okresie od 1 stycznia 2004 roku do 30 czerwca 2007 roku Programem w różnych formach objęto 1.507 pracowników oddziałów Spółki PGNiG S.A. oraz 107 osób w ROP-ach (do 30 czerwca 2005 roku). W I półroczu 2007 roku programem restrukturyzacji objęto 262 osoby.

Struktura i stan zatrudnienia (w osobach) w PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2007 roku zostały przedstawione w poniższym zestawieniu.

Nazwa jednostki	Zatrudnienie
Centrala Spółki	693
Oddział w Sanoku	2 028
Oddział w Zielonej Górze	1 961
Oddział w Odolanowie	142
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze	36
Oddział Operatorski w Pakistanie	1
Razem:	4 861



## Rozdział II: Organy PGNiG S.A.

### 1. Zarząd

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

W I półroczu 2007 roku skład Zarządu PGNiG S.A. pozostał niezmienny.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2007 roku wchodziło pięć osób:

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

### 2. Prokurenci

Na dzień 30 czerwca 2007 roku w Spółce było ustanowionych dwóch prokurentów:

- Ewa Bernacik
- Bogusław Marzec.

W dniu 30 lipca 2007 roku Zarząd PGNiG S.A. odwołał prokurę Bogusława Marca. W dniu 28 sierpnia 2007 roku Zarząd PGNiG S.A. udzielił prokury Bogusławowi Marcowi.

### 3. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Do czasu gdy Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. Zgodnie ze Statutem Walne Zgromadzenie powołuje jednego niezależnego członka Rady Nadzorczej. Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej następuje w

oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na niezależnego członka Rady Nadzorczej, przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Jeżeli kandydatury na niezależnego członka Rady Nadzorczej nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej zgłasza Rada Nadzorcza. W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

W I półroczu 2007 roku skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. pozostał niezmienny.

Na dzień 30 czerwca 2007 roku Rada Nadzorcza składała się z dziewięciu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

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

## Rozdział III: Polityka taryfowa

### 1. Koncesje

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

W I półroczu 2007 roku prowadzona przez PGNiG S.A. działalność obejmowała realizację zadań i wykonywanie czynności zgodnie z udzielonymi przez Prezesa URE koncesjami na:

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

### 2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

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

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

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

- ceny paliw gazowych

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

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

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

- stawki opłat za magazynowanie gazu wysokometanowego:

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

- opłaty abonamentowe:

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

W 2006 roku Prezes URE odrzucił dwa wnioski PGNiG S.A. w sprawie zmiany Taryfy dla paliw gazowych nr 4. PGNiG S.A. złożyła odwołania od decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów za pośrednictwem Prezesa URE. W dniu 19 czerwca 2007 roku odbyła się pierwsza rozprawa sądowa związana z odwołaniem od decyzji Prezesa URE z dnia 20 czerwca 2006 roku. Po rozpoznaniu na rozprawie, Sąd Okręgowy w dniu 22 czerwca 2007 roku postanowił umorzyć postępowanie. W związku z powyższym w dniu 11 lipca 2007 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego zażalenie na postanowienie sądu. Termin rozprawy sądowej wyznaczony został na dzień 13 września 2007 roku.

W dniu 8 sierpnia 2007 roku Sąd Okręgowy oddalił odwołanie PGNiG S.A. od decyzji Prezesa URE z dnia 20 września 2006 roku w sprawie odmowy zatwierdzenia wnioskowanej przez PGNiG S.A. zmiany taryfy.

W dniu 31 lipca 2007 roku PGNiG S.A. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa Urzędu Energetyki o przedłużenie okresu obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych nr 4 do dnia 31 grudnia 2007 roku. W dniu 17 sierpnia Prezes URE wydał decyzję przedłużającą okres obowiązywania taryfy do dnia 31 grudnia 2007 roku.

Do dnia 31 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. jest zobowiązana do przeprowadzenia podziału obecnie obowiązującej taryfy Spółek Gazownictwa na część obrotową i dystrybucyjną, co wynika z faktu, że w tym terminie zostaną przeniesione na Operatorów Systemu Dystrybucyjnego prawa PGNiG S.A. do majątku, który aktualnie jest przedmiotem leasingu przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

### 3. Ryzyka taryfowe

#### Ryzyko kalkulacyjne

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

akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

### Ryzyko planowania

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat bazuje na planowanych wielkościach, w związku z czym przychody 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 ciągłe zmiany cen. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obciążona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł możliwości korekt cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub tempo tych zmian będzie następowało z pewnym opóźnieniem.

### Ryzyko regulacyjne

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

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

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

Zmiany otoczenia prawnego, które są sukcesywnie wprowadzane w związku z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej, mogą nie uwzględniać specyfiki działalności PGNiG S.A. Należy liczyć się z tym, że w kolejnych latach będą następowały dalsze zmiany mające wpływ na działalność spółek sektora gazowniczego. Zmiany prawa rodzą ryzyko związane z

dostosowaniem się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na działalność Grupy Kapitałowej PGNiG oraz jej wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

## Rozdział IV: Obrót

### 1. Struktura sprzedaży i zakupów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez PGNiG S.A. są gaz ziemny i ropa naftowa. Sprzedaż gazu oraz ropy naftowej stanowi około 98% przychodów ze sprzedaży PGNiG S.A. Struktura sprzedaży PGNiG S.A. w I półroczu 2007 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

#### Struktura sprzedaży podstawowych produktów

Produkt		Jednostka	Ilość	Wartość netto (w mln zł)
1.	Gaz ziemny	mln m <sup>3</sup> *	6 916,2	6 175,4
2.	Ropa naftowa	tys. t	256,3	333,2
3.	Kondensat	tys. t	0,7	1,0
4.	Hel, LPG, azot, siarka	-	-	29,9
Razem:		-	-	6 539,5

\* mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu w I półroczu 2007 roku były Spółki Gazownictwa, które wchodziły w skład Grupy Kapitałowej PGNiG. Pozostałymi odbiorcami, do których sprzedaż odbywa się z sieci przesyłowej, były głównie zakłady azotowe, hutnictwo i energetyka. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w podziale na najważniejszych odbiorców.



### Struktura sprzedaży gazu według odbiorców

Sprzedaż gazu		Jednostka *	Ilość	%
1.	Do Spółek Gazownictwa, w tym:	mln m <sup>3</sup>	4 032,9	58,3%
	- Dolnośląska Spółka Gazownictwa	mln m <sup>3</sup>	419,2	10,4%
	- Górnośląska Spółka Gazownictwa	mln m <sup>3</sup>	665,0	16,5%
	- Karpacka Spółka Gazownictwa	mln m <sup>3</sup>	945,3	23,4%
	- Mazowiecka Spółka Gazownictwa	mln m <sup>3</sup>	847,3	21,0%
	- Pomorska Spółka Gazownictwa	mln m <sup>3</sup>	447,8	11,1%
	- Wielkopolska Spółka Gazownictwa	mln m <sup>3</sup>	708,3	17,6%
2.	Do 6 Spółek Obrotu Gazem	mln m <sup>3</sup>	24,7	0,4%
3.	Do odbiorców końcowych z sieci przesyłowej	mln m <sup>3</sup>	2 538,4	36,7%
4.	Do odbiorców bezpośrednio ze złóż	mln m <sup>3</sup>	320,2	4,6%
Razem:		mln m <sup>3</sup>	6 916,2	100%

\* mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

PGNiG S.A. jest importermem gazu ziemnego. W I półroczu 2007 roku Spółka importowała gaz ziemny głównie pochodzenia rosyjskiego oraz środkowoazjatyckiego. Zakup gazu z importu w wysokości 4,4 mld m<sup>3</sup> stanowił około 64% całkowitej sprzedaży gazu PGNiG S.A. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny według kierunków dostaw.

### Struktura zaopatrzenia w gaz ziemny według kierunków dostaw

Zakup gazu		Jednostka	Ilość	%
1.	OOO „Gazprom eksport”	mln m <sup>3</sup>	2 867,0	64,8%
2.	ROSUKRENERGO AG	mln m <sup>3</sup>	1 154,8	26,1%
3.	Pozostali dostawcy	mln m <sup>3</sup>	404,8	9,1%
Razem:		mln m <sup>3</sup>	4 426,6	100,0%

## 2. Podstawowe umowy handlowe

Aktualnie w PGNiG S.A. trwa proces dostosowywania postanowień zawartych w dotychczasowych umowach sprzedaży gazu do wymogów stawianych między innymi przez Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Nowe zapisy znajdują

odzwierciedlenie w umowach kompleksowych zastępujących dotychczasowe umowy sprzedaży paliwa gazowego loco brama odbiorcy. Wśród odbiorców kluczowych i strategicznych, z którymi negocjowane są umowy kompleksowe, są podmioty, które mają istotny wpływ na poziom przychodów PGNiG S.A. ze sprzedaży gazu ziemnego.

W II kwartale 2007 roku PGNiG S.A. wznowiła współpracę z Rafinerią Trzebinia w ramach współpracy z Grupą PKN Orlen, która tym samym stała się głównym odbiorcą ropy naftowej dostarczanej drogą kolejową. Współpraca z Rafinerią Nafty Jedlicze z Grupy PKN Orlen w zakresie dostaw ropy naftowej jest kontynuowana na takich samych zasadach jak w roku 2006.

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

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

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

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

### 3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji

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

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

W kwietniu 2007 roku uchwałą Zarządu PGNiG S.A. utworzono w ramach struktury organizacyjnej PGNiG S.A. Oddział Handlowy. Zakres działania Oddziału Handlowego obejmuje obrót gazem, sprzedaż ropy naftowej, obsługę klientów oraz bilansowanie handlowe gazu. Z dniem 1 lipca 2007 roku Oddział Handlowy rozpoczął swoją działalność jako wyodrębniona jednostka organizacyjna Spółki PGNiG S.A.

W dniu 3 lipca 2007 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. wydało zgodę na połączenie Spółek Obrotu Gazem z PGNiG S.A. Przewiduje się, że proces inkorporacji Spółek Obrotu Gazem z PGNiG S.A. nastąpi z dniem 1 października 2007 roku.

### 4. Planowane działania w obszarze obrotu

#### Alternatywne kierunki dostaw gazu

W dniu 19 kwietnia 2007 roku PGNiG S.A. i Energinet.dk podpisały List Intencyjny w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe łączącego polski i duński system gazowniczy. Aktualnie Energinet.dk i PGNiG S.A. pracują nad przygotowaniem szczegółowej umowy o współpracy w zakresie projektu Baltic Pipe.

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

#### Sprzedaż gazu ziemnego

Przewidywany wzrost sprzedaży gazu związany jest z inwestycjami rozwojowymi strategicznych odbiorców PGNiG S.A. z branży petrochemicznej, budowlanej oraz hutniczej. Przedsiębiorstwa te, wykorzystując dobrą koniunkturę, rozbudowują istniejące linie produkcyjne oraz realizują projekty inwestycyjne mające na celu systematyczne zwiększanie produkcji, co z kolei wpływa na wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny.

### Zakup gazu ziemnego

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

### Relacje z klientami

Budowanie relacji z klientami polegające na regularnych, bezpośrednich kontaktach, usprawnianiu procesów obsługi klientów wewnątrz firmy, a także tworzeniu pozytywnego wizerunku PGNiG S.A realizowane jest poprzez działalność opiekunów kluczowych klientów. W celu podniesienia poziomu obsługi klientów PGNiG S.A. planuje wprowadzić system zarządzania relacjami z klientami (CRM – Customer Relationship Management).

### Działania marketingowe

Przeprowadzone w I półroczu 2007 roku działania marketingowe związane były głównie z trwającym procesem rozdzielenia działalności handlowej od dystrybucyjnej w GK PGNiG. Ich podstawowym celem było przygotowanie spójnej strategii marketingowej, która realizowana będzie przez Oddział Handlowy. Podjęte działania obejmowały w szczególności przygotowanie kompleksowych ofert produktowych dla poszczególnych segmentów klientów oraz stworzenie spójnego systemu komunikacji polegającego na:

- uruchomieniu Infolinii
- opracowaniu Modelu Obsługi Klientów Biznesowych
- opracowaniu Modelu Obsługi Klientów Indywidualnych.

## 5. Ryzyka w obszarze obrotu

### Wysokie ceny gazu

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

### Ryzyko konkurencji

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku energetycznym. Udział GK PGNiG w rynku gazu wynosi ok. 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Większość przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót, przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych sprzedaje gaz na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie swojego zakładu oraz w obiektach bezpośrednio przylegających. Lokalni dystrybutorzy gazu są podmiotami gospodarczymi zarówno o kapitale polskim, jak i zagranicznym (głównie niemieckim). Ich działalność koncentruje się przede wszystkim na obszarze północnej i zachodniej Polski. Ekspansja firm konkurencyjnych jest ukierunkowana głównie na obszary

jeszcze niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są również takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. Niektóre z niezależnych firm zajmujących się dystrybucją paliwa gazowego posiadają już ugruntowaną pozycję na lokalnym rynku i posiadają w swojej ofercie szereg usług stanowiących wartość dodaną. W ostatnim czasie na rynku polskim coraz częściej obserwuje się aktywność nowych podmiotów, będących lokalnymi dystrybutorami gazu, które oferują nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG oraz sprężonego gazu CNG. 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.

#### Ryzyko zakłóceń w dostawach gazu z importu

W poprzednich latach miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Z uwagi na politykę głównego dostawcy oraz sytuację polityczną i gospodarczą w krajach tranzytowych, tj. Ukrainie i Białorusi podobne zdarzenia mogą mieć miejsce w przyszłości.

#### Ryzyko związane z rozdzieleniem umów na dostawy gazu i przesył

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

#### Ryzyko spadku sprzedaży gazu na potrzeby sektora elektroenergetycznego

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

## Rozdział V: Skroplony gaz ziemny (LNG)

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

W 2006 roku PGNiG S.A. opracowała wraz z konsorcjum firm doradczych Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu skroplonego gazu ziemnego LNG do Polski. Studium potwierdziło wykonalność projektu budowy terminalu regazyfikacyjnego na polskim wybrzeżu do roku 2011.

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

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

Na podstawie wyników Studium wykonalności w dniu 15 grudnia 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o lokalizacji terminalu LNG w Świnoujściu, a w dniu 6 lutego 2007 roku o rozpoczęciu prac przygotowawczych i projektowych. Decyzja ta była podstawą rozpoczęcia działań mających na celu przygotowanie inwestycji, w tym między innymi uzyskania niezbędnych zgód i zezwoleń, opracowania dokumentacji techniczno-ekonomicznej, która umożliwi uzyskanie pozwolenia na budowę, opracowania raportu o oddziaływaniu inwestycji na środowisko i w konsekwencji uzyskania niezbędnych decyzji środowiskowych oraz pozyskania finansowania inwestycji.

W dniu 30 stycznia 2007 roku został złożony do OGP GAZ-SYSTEM S.A. wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej. Warunki przyłączenia zostały wydane przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. w dniu 30 maja 2007 roku. Obecnie trwają prace zmierzające do uzgodnienia treści umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej terminalu LNG.

W dniu 30 stycznia 2007 roku został również złożony w siedzibie Urzędu Miasta Świnoujście Wniosek o zmianę miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. W dniu 31 sierpnia 2007 roku minął termin składania uwag do projektu planu.

W dniu 29 marca 2007 roku na podstawie decyzji organów korporacyjnych PGNiG S.A. powołano spółkę Polskie LNG Sp. z o.o. Kapitał założycielski spółki wynosi 28 mln zł. Zgodnie z uchwałą Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A. do końca 2007 roku nastąpi podwyższenie kapitału o 22 mln zł. PGNiG S.A. jest w posiadaniu 100% udziałów w spółce.

W dniu 23 kwietnia 2007 roku została podpisana pomiędzy PGNiG S.A. a Biurem Konserwacji Przyrody w Szczecinie umowa o wykonanie Raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla inwestycji „Terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu”.

Podstawowym zadaniem właściwym dla fazy wdrożeniowej jest opracowanie dokumentacji techniczno-ekonomicznej oraz uzyskanie pozwolenia na budowę. W dniu 15 czerwca 2007 roku ogłoszone zostało postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego na wykonanie „Dokumentacji projektowej procesowej oraz architektoniczno-budowlanej, wymaganej prawem budowlanym do uzyskania wszystkich wymaganych pozwoleń wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę dla zadania pn. Terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu”. Przygotowywana obecnie specyfikacja istotnych warunków zamówienia wraz z projektem umowy zostanie przekazana wykonawcom zakwalifikowanym do dalszego etapu postępowania w celu złożenia ofert wstępnych.

W dniu 19 czerwca 2007 roku została zawarta pomiędzy PGNiG S.A. a Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A. (ZMPSiŚ) umowa dzierżawy nieruchomości na cele Terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. W dniu 6 lipca 2007 roku nastąpiło przejście terenu od ZMPSiŚ.

#### Ryzyko braku dostaw LNG

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

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

#### Ryzyko niedotrzymania terminu

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

## Rozdział VI: Poszukiwania złóż

### 1. Prace poszukiwawcze

W I półroczu 2007 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w trzech rejonach kraju na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim. W ramach prac wykonano łącznie 20.452 m wierceń. Prace wiertnicze były prowadzone w 14 otworach: 11 poszukiwawczych i 3 rozpoznawczych, z czego w 4 otworach rozpoczęto wiercenia w 2006 roku. Do końca czerwca 2007 roku wiercenie zakończono w 11 otworach (9 poszukiwawczych i 2 rozpoznawczych).

Opróbowanie otworów pozwoliło zakwalifikować 10 otworów jako pozytywne, w tym 9 otworów gazowych (7 poszukiwawczych i 2 rozpoznawcze) oraz 1 otwór ropny.

W I półroczu 2007 roku na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze wydatkowano ogółem 189,9 mln zł, co przełożyło się na przyrost zasobów wydobywalnych węglowodorów na poziomie:

- gaz ziemny – 706,6 mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy
- ropa naftowa – 63 tys. ton.

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

- w Karpatach, na Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim, gdzie wykonano łącznie 465,7 km sejsmiki 2D oraz 444,2 km<sup>2</sup> sejsmiki 3D
- w Pakistanie, gdzie zostało wykonane 161,7 km sejsmiki 2D.

### 2. Wspólne przedsięwzięcia

#### Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2006 roku w ramach umowy z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej odwiercono do głębokości 5.000 m otwór badawczy Huwniki-1. Umowa podpisana została na przegłębienie otworu wiertniczego Huwniki-1 w celu rozpoznania budowy geologicznej oraz ropo- i gazonośności północno-wschodniej części Karpat Polskich w strefie sigmoidy przemyskiej. W I półroczu 2007 roku „Dokumentacja geologiczna otworu wiertniczego Huwniki-1” została zakończona i przekazana do Ministerstwa Środowiska

W I półroczu 2007 roku PGNiG S.A. kontynuowała prowadzenie wspólnych prac z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach:

- „Płotki” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku z późniejszymi zmianami)
- „Płotki” – „PTZ” – we współpracy z firmą CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. (tzw. Powiększony Teren Zaniemyśla, Umowa Operacyjna Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku), kontynuowana była próbna eksploatacja złoża gazu ziemnego „Zaniemyśl”
- „Poznań” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku)



- Blok 255 (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku).

W I półroczu 2007 roku PGNiG S.A. podpisała z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. „Umowę przeniesienia Użytkowania Górniczego na bloku 255”, zgodnie z którą FX Energy Poland Sp. z o.o. przekazała na rzecz PGNiG S.A. 18,8% użytkowania górniczego. Dnia 9 stycznia 2007 roku podpisane zostały również z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. „Umowa przeniesienia Użytkowania Górniczego na złożu gazu ziemnego Klęka” oraz „Porozumienie w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka-11”.

W ramach zawartej dnia 1 czerwca 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A. i Eurogas Polska Sp. z o.o. „Umowy o Wspólnych Operacjach” przewiduje się możliwość rozpoczęcia wspólnych prac poszukiwawczych na dotychczasowej koncesji Eurogas Polska Sp. z o.o. obejmującej obszar „Bieszczady”, których cesja na rzecz PGNiG S.A. została dokonana w styczniu 2007 roku. Operatorem została PGNiG S.A. obejmując 51% udziałów. Spółka Eurogas Polska Sp. z o.o. część swoich udziałów odstąpiła Spółce Energia Bieszczady Sp. z o.o., spółce zależnej brytyjskiej firmy Aurelian Oil&Gas PLC. Obecnie udziały wynoszą: 51% PGNiG S.A., 24% Eurogas Polska Sp. z o.o. i 25% Energia Bieszczady Sp. z o.o.

#### Projekt na Norweskim Szelfie Kontynentalnym

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

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

Według danych zatwierdzonych przez Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD) łączna wielkość zasobów wszystkich złóż, w których PGNiG S.A. nabędzie udziały od ExxonMobil, szacowana jest na około:

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

Bezpośrednim operatorem na powyższych złożach jest British Petroleum, a pozostałymi partnerami są Shell, Statoil i Norsk Hydro. W 2007 roku możliwe jest sfinalizowanie transakcji zakupu 28% udziałów w złożach Skary-Idun przez E.ON AG od Spółki Shell.

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

W dniu 13 kwietnia 2007 roku Minister Skarbu Państwa wyraził zgodę na udział PGNiG S.A. w przedsięwzięciu inwestycyjnym na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W dniu 26 kwietnia 2007 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. wyraziło zgodę na:

- realizację umowy pomiędzy PGNiG S.A. a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. na nabycie udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- zawiązanie przez PGNiG S.A. spółki celowej na realizację powyższego przedsięwzięcia
- zbycie bez przetargu na rzecz spółki celowej pozyskanych przez PGNiG S.A. udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- objęcie przez PGNiG S.A. w spółce celowej wszystkich udziałów.

W dniu 26 kwietnia 2007 roku została utworzona spółka PGNiG Norway AS (spółka z ograniczoną odpowiedzialnością) z siedzibą w Stavanger. Spółka została zarejestrowana w Register of Business Enterprises z dniem 9 czerwca 2007 roku. Kapitał zakładowy spółki wynosi 10.000.000 koron norweskich. PGNiG S.A. objęła 100% udziałów w spółce PGNiG Norway AS. Przedmiotem działalności spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz udział w projektach infrastrukturalnych związanych z morską działalnością przesyłową.

Warunkiem podjęcia działalności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym jest konieczność uzyskania tzw. prekwalfikacji od norweskiego Ministerstwa Węglowodorów i Energii (MPE), które udziela ich po otrzymaniu rekomendacji Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego (NPD) oraz norweskiej Agencji Bezpieczeństwa Naftowego (PSA). Proces prekwalfikacji PGNiG S.A. został rozpoczęty w I półroczu 2007 roku.

Pismem z dnia 10 maja 2007 roku norweskie Ministerstwo Węglowodorów i Energii poinformowało, że nie skorzysta z prawa pierwokupu w stosunku do 15% udziału w trzech koncesjach zawierających złoża Skarv i Snadd na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, będących przedmiotem warunkowej umowy PGNiG S.A. z Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil.

#### Inne prace poszukiwawcze za granicą

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie Umowy zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Rządem Pakistanu w dniu 18 maja 2005 roku na realizację poszukiwań węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar, zakresu prac obligatoryjnych określonych w umowie koncesyjnej oraz wyników analizy budowy geologicznej tego bloku wykonanej na podstawie istniejących danych geologiczno-geofizycznych.

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

W I półroczu 2007 roku na obszarze Koncesji Kirthar PGNiG S.A. rozpoczęła badania geofizyczne. Obecnie prowadzone są przetwarzanie oraz interpretacja pozyskanych danych sejsmicznych.

### 3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych

#### Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2007 roku planowane są prace poszukiwawcze w rejonach:

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

W ograniczonym zakresie przewiduje się prowadzenie prac poszukiwawczych w obszarze lubelskim, Pomorza Gdańskiego i na północy Polski w rejonie Bartoszyce-Górowo Iławeckie.

#### Prace poszukiwawcze za granicą

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

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

W dniu 18 czerwca 2007 roku zostało podpisane memorandum (Memorandum of Understanding) z duńską firmą Willumsen Exploration Consultants Aps (WeXco) w sprawie cesji 40% udziałów w koncesji 1/05 na obszarze lądowym Danii na rzecz PGNiG S.A.

### 4. Ryzyka w sektorze poszukiwań

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

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

### Ryzyko konkurencji na rynku poszukiwań

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

### Ryzyko odpływu wysoko wykwalifikowanej kadry

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

### Ryzyko związane z oceną zasobów ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji

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

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

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

### Ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w myśl aktualnych przepisów prawa trwa od jednego do półtora roku. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych do wejścia w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska oraz przestrzegania przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na

wykonawcę prac. W myśl obowiązujących przepisów do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac upływa kolejnych kilka miesięcy. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

#### Ryzyko wzrostu kosztów prac poszukiwawczych

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

## Rozdział VII: Eksploatacja złóż

### 1. Prace w obszarze eksploatacji złóż

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 26 kopalniach (16 gazowych, 10 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i ropę naftową w 47 kopalniach (25 gazowych oraz 22 ropno-gazowych i ropnych).

Ogółem PGNiG S.A. wydobyła w I półroczu 2007 roku 2.189,9 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), 980,1 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego wydobyto w Oddziale w Sanoku, natomiast 1.209,8 mln m<sup>3</sup> w Oddziale w Zielonej Górze. Łączna produkcja ropy naftowej w I półroczu 2007 roku osiągnęła poziom 231,0 tys. ton.

Wielkość produkcji PGNiG S.A. w I półroczu 2007 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

#### Struktura produkcji

Produkt		Jednostka	Ilość
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup> *	2 189,9
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m <sup>3</sup> *	1 209,8
	- Oddział w Sanoku	mln m <sup>3</sup>	980,1
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	231,0
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	208,6
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	22,4
3.	Kondensat	tys. ton	5,0
4.	Siarka	tys. ton	10,3
5.	LPG	tys. ton	8,0
6.	Hel	mln m <sup>3</sup>	1,2
7.	LNG	mln m <sup>3</sup> **	10,0

\* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

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

PGNiG S.A. eksploatuje 6 podziemnych magazynów gazu. PGNiG S.A. Oddział w Sanoku wykorzystuje 4 PMG zlokalizowane w wyeksploatowanych złóżach gazu ziemnego (PMG Brzeźnica, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów), PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze prowadzi eksploatację PMG Wierzchowice, a spółka „INVESTGAS” S.A. eksploatuje w imieniu i na rzecz PGNiG S.A. KPMG Mogilno (w kawernach solnych).

W I półroczu 2007 roku w PGNiG S.A. prowadzono remonty 20 odwiertów, wykonano likwidacje 30 odwiertów. W poniższych tabelach przedstawiono zestawienia wykonanych prac remontowych oraz likwidacji odwiertów wykonanych przez Oddziały w I półroczu 2007 roku.

Zestawienie remontów odwiertów.

Oddział	Kwota remontów (mln zł)	Odwierty niezakończone	Odwierty zakończone	Odwierty ogółem
Zielona Góra	15,5	1	7	8
Sanok	8,4	1	11	12
Razem	23,9	2	18	20

Zestawienie zlikwidowanych odwiertów.

Oddział	Koszty likwidacji (mln zł)	Ilość odwiertów
Zielona Góra	0	0
Sanok	9,5	30
Razem	9,5	30

Głównym celem prac w ramach intensyfikacji wydobycia węglowodorów w I półroczu 2007 roku było utrzymanie zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności w odwiertach do zatłaczania wód złożowych. W ramach intensyfikacji wydobycia węglowodorów poniesiono następujące nakłady finansowe:

- złoża gazowe 0,4 mln zł (z tego Oddział w Zielonej Górze 0,1 mln zł oraz Oddział w Sanoku 0,3 mln zł)
- złoża ropne 0,5 mln zł (z tego Oddział w Zielonej Górze 0,4 mln zł oraz Oddział w Sanoku 0,1 mln zł).

W I półroczu 2007 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku podłączono do eksploatacji łącznie 9 odwiertów na złożach: Żołyńia, Kańczuga, Jasionka. Włączenie do eksploatacji odwiertów jest elementem realizowanego przez PGNiG S.A. programu zwiększenia wydobycia gazu ze złóż krajowych. Łączny przyrost zdolności wydobywczych na tych odwiertach wynosi około 465 m<sup>3</sup>/min.

## 2. Planowane działania w obszarze eksploatacji złóż

### Perspektywy wydobycia gazu ziemnego

W PGNiG S.A. realizowany jest program wzrostu wydobycia gazu ziemnego. Aktualna prognoza zakłada wzrost wydobycia gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup>) z poziomu 4,3 mld m<sup>3</sup> w 2006 roku do poziomu 4,4 mld m<sup>3</sup> w 2007 roku, 4,6 mld m<sup>3</sup> w roku 2008, a w roku 2009 do poziomu ok. 5 mld m<sup>3</sup>.

Decyzja OGP GAZ-SYSTEM S.A. o podwyższeniu ciśnień w punktach zdawczo-odbiorczych do systemu przesyłowego przełożyła się na zmianę zdolności wydobycia w Oddziale w Sanoku. W związku z powyższym zaistniała konieczność zainstalowania na niektórych złożach sprężarek, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu wydobycia i

oddania gazu do systemu przesyłowego. Procedura zakupu i instalacji sprężarek jest w trakcie realizacji. Zakłada się, że zainstalowanie ośmiu sprężarek nastąpi w latach 2007-2010.

#### Nowe podłączenia

W Oddziale w Sanoku do końca 2007 roku planuje się podłączenie 3 odwiertów: Rzeszów-9, Przemysł 231a, Tarnów 81k o łącznej zdolności wydobywczej 157 m<sup>3</sup>/min.

W 2008 roku przewiduje się włączyć do eksploatacji złoża Jasionka (II etap), Cierpisz, Łękawica oraz 8 odwiertów na złożach produkcyjnych o łącznej zdolności wydobywczej około 580 m<sup>3</sup>/min.

W Oddziale w Zielonej Górze w latach 2007-2008 przewiduje się włączyć do eksploatacji 5 złóż gazu ziemnego: Kaleje, Kaleje E, Łęki, Paproć W, Nowy Tomyśl o łącznej zdolności wydobywczej 635 m<sup>3</sup>/min.

#### Odazotownia Grodzisk

Rozpoczęcie działalności Odazotowni Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m<sup>3</sup> gazu wsadowego rocznie planowane jest w 2009 roku. Celem jej budowy będzie możliwość zagospodarowania złóż rejonu Nowy Tomyśl-Grodzisk (Paproć, Paproć-W, Wielichowo, Ruchocice oraz Jabłonna) i gazu ze złóż Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) oraz utworzenie drugiego, obok Oddziału w Odolanowie, regulatora łączącego system wydobywczy gazu zaazotowanego z wysokometanowym systemem przesyłowym. Gaz z tego obiektu będzie mógł być kierowany zarówno do systemu gazu E, jak i Lw, umożliwiając znaczną elastyczność tych systemów.

#### Prognoza możliwości wydobycia ropy naftowej.

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

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

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



### 3. Ryzyka i zagrożenia

#### Ryzyko konkurencji na rynku wydobycia węglowodorów.

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

#### Ryzyka związane z nieprzewidywalnymi zdarzeniami.

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

#### Ryzyko związane z prognozą produkcji i dokładnością dokumentowania zasobów.

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

### 4. Ochrona środowiska

#### System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2007 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów z emisji CO<sub>2</sub> za 2006 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO<sub>2</sub> z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2006 roku pozostało 6.454,7 MgCO<sub>2</sub> wolnych jednostek emisji.

Ponadto w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> PGNiG S.A. przygotowała dane niezbędne do opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień emisji CO<sub>2</sub> na lata 2008-2012 (KPRU II). W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie będą uczestniczyć instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu w Mogilnie.

#### Systemy Zarządzania Środowiskowego

W I półroczu 2007 roku rozpoczęto przygotowania do wdrożenia i certyfikacji systemu zarządzania środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001 w Centrali PGNiG S.A. w

Warszawie. Uzyskanie certyfikatu zgodności wdrożonego systemu z normą PN-EN ISO 14001 pozwoli na zwiększenie ekologicznej wiarygodności firmy wobec administracji państwowej oraz klientów.

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

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

#### Natura 2000

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

## Rozdział VIII: Inwestycje

### 1. Inwestycje PGNiG S.A.

W I półroczu 2007 roku nakłady inwestycyjne poniesione przez PGNiG S.A. wyniosły 205,4 mln zł. Strukturę nakładów inwestycyjnych przedstawia poniższa tabela.

Projekt	Wartość (mln zł)
Inwestycje w obszarze górnictwa naftowego, w tym:	104,1
Zagospodarowanie złóż Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko	3,3
Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG)	11,1
Projekt Grodzisk	15,6
Projekt Kaleje	3,3
Pozostałe inwestycje w obszarze górnictwa naftowego	65,3
Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu	1,8
Podziemne magazyny gazu	16,5
Inwestycje w obszarze obrotu	1,0
Inwestycje w obszarze przesyłu	74,2
Pozostałe inwestycje	7,8
Nakłady inwestycyjne łącznie:	205,4

Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne realizowane w I półroczu 2007 roku zostały scharakteryzowane poniżej.

#### Zagospodarowanie złóż Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko

Celem zagospodarowania złóż gazu ziemnego Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko jest oddanie gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. Ze względu na to, że dwa zadania zostały zakończone i oddane do eksploatacji w 2006 roku, projekt obecnie obejmuje zadania inwestycyjne o łącznej wartości 35,7 mln zł i zostanie zakończony w 2008 roku. Nakłady poniesione na tym projekcie w I półroczu 2007 roku wyniosły 3,3 mln zł.

### Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

Celem projektu jest zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki i gazu płynnego (LPG) z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Łączna wartość projektu wynosi 681,5 mln zł. Nakłady finansowe poniesione w I półroczu 2007 roku na tym projekcie wynoszą 11,1 mln zł. Zakończenie projektu planowane w 2009 roku.

### Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu zaazotowanego ze złóż po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) na jednorodny skład – do parametrów gazu wysokometanowego. Budowa odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim ma na celu zwiększenie wydobycia gazu zaazotowanego z istniejących kopalń i ze złóż planowanych do zagospodarowania oraz umożliwienie równomiernej eksploatacji złóż gazu ziemnego zaazotowanego w okresach lato-zima. Po rozszerzeniu projektu o dwa zadania inwestycyjne jego łączna szacowana wartość wynosi 381,2 mln zł.

Projekt obejmuje zagospodarowanie gazu ziemnego wydobywanego ze złóż Wielichowo, Ruchocice, Jabłonna, Paproć-W oraz modernizację KGZ Paproć, wybudowanie gazociągu Przylęk-KGZ Paproć i budowę odazotowni Grodzisk. Nakłady finansowe poniesione w I półroczu 2007 roku na tym projekcie wynoszą 15,6 mln zł. Wydajność Odazotowni wynosić będzie około 35 tys. m<sup>3</sup>/h. Uzyskany z odazotowni gaz wysokometanowy będzie oddawany do krajowego systemu gazowniczego. Zakończenie projektu planowane w 2009 roku.

### Projekt Kaleje

Celem projektu jest zagospodarowanie gazu ziemnego zaazotowanego ze złoża Kaleje i po uzdatnieniu gazu do parametrów handlowych sprzedaż gazu do krajowego systemu gazowniczego. W ramach projektu realizowane będą zagospodarowanie złoża Kaleje (Kaleje i Kaleje-E) oraz budowa gazociągu Kaleje-Mchy. Rezultatem inwestycji będzie uzyskanie przemysłowej produkcji gazu ziemnego o podgrupie Lw o sumarycznej wydajności około 7,2 tys. nm<sup>3</sup>/h. Łączna wartość projektu wynosi 30,7 mln zł. W I półroczu 2007 roku poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 3,3 mln zł. W związku ze zmianą koncepcji zagospodarowania złoża zakończenie zadania planowane jest w 2008 roku.

### Pozostałe inwestycje w obszarze górnictwa naftowego

Pozostałe inwestycje obejmują zadania związane z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów (kompensujące naturalny w czasie spadek wydajności złóż) oraz funkcjonowaniem obszaru wydobycia. W I półroczu 2007 roku zostały zrealizowane pozostałe inwestycje w obszarze górnictwa naftowego o łącznej wartości 65,3 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w I półroczu 2007 roku należały:

- prace na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo – inwestycja ma na celu utrzymanie wydobycia ropy naftowej ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie i uzyskanie przyrostu wydobycia ropy z włączanych do eksploatacji nowych zasobów; dodatkowe prace spowodowane zmianami warunków geologiczno-złożowych zwiększyły całkowite

nakłady na realizację zadania inwestycyjnego do 116,8 mln zł, z czego w I półroczu 2007 roku wydatkowano 42,5 mln zł

- modernizacja i rozbudowa Kopalni Gazu Ziemnego (KGZ) – modernizacja i rozbudowa KGZ ma na celu utrzymanie lub zwiększenie wydajności gazu ziemnego w obrębie istniejących kopalni gazu ziemnego; w I półroczu 2007 roku nakłady poniesione w ramach projektu KGZ wyniosły 16,7 mln zł
- modernizacja odazotowni w Odolanowie – zadanie inwestycyjne polega na modernizacji instalacji produkcyjnych odazotowni w Odolanowie; nakłady inwestycyjne poniesione w I półroczu 2007 roku wynoszą 1,6 mln zł
- zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury, na które w I półroczu 2007 roku poniesiono nakłady w wysokości 4,5 mln zł.

#### Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu

W I półroczu 2007 roku nakłady inwestycyjne poniesione na projekty związane z dywersyfikacją źródeł dostaw gazu wynoszą 1,8 mln zł. Głównymi zadaniami w tej grupie są:

- terminal LNG – projekt polega na zbudowaniu terminalu LNG oraz odpowiedniej infrastruktury technicznej, w tym magazynowej i sieciowej, umożliwiającej import gazu w postaci skroplonej (LNG) drogą morską; budowa terminalu LNG będzie realizowana przez spółkę celową utworzoną przez PGNiG S.A.
- projekt na Norweskim Szelfie Kontynentalnym – projekt związany jest z nabyciem udziałów w koncesjach obejmujących złoża węglowodorów na polach wydobywczych Skarv i Snadd
- projekt Baltic Pipe – zadanie związane jest z przygotowaniem inwestycji umożliwiającej dostawę gazu ziemnego z Morza Północnego do Polski.

#### Podziemne magazyny gazu

Nakłady środków finansowych poniesione ogółem na podziemne magazyny gazu w I półroczu 2007 roku wyniosły 16,5 mln zł. Nakłady poniesiono głównie na budowę lub modernizację części napowierzchniowej oraz zwiększenie pojemności czynnej magazynów.

#### Inwestycje w obszarze obrotu

W I półroczu 2007 roku inwestycje w obszarze obrotu w wysokości 1,0 mln zł obejmowały gazyfikację nowych terenów oraz budowę gazociągów do końcowych klientów.

#### Inwestycje w obszarze przesyłu

Na podstawie planu inwestycyjnego OGP GAZ-SYSTEM S.A. i możliwości finansowych PGNiG S.A. oraz procedur określonych w umowie w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego, PGNiG S.A. realizuje inwestycje w majątku przesyłowym, który następnie jest włączany do wykazu środków trwałych objętych umową leasingu. W I półroczu 2007 roku w tym obszarze poniesiono nakłady w wysokości 74,2 mln zł.

## Pozostałe inwestycje

W I półroczu 2007 roku poniesiono nakłady w wysokości 7,8 mln zł głównie na inwestycje teleinformatyczne oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych.

## 2. Ryzyka i zagrożenia

### Ryzyko opóźnień prac inwestycyjnych

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

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

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

### Ryzyko szacowania nakładów na prace inwestycyjne

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

## Rozdział IX: Pozostałe wydarzenia

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

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

### Podział zysku za rok 2006

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

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

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

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

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

### Sprawa przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o.

1. W sprawie z powództwa PGNiG S.A. wszczętej przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 7 marca 2006 roku oddalił powództwo PGNiG S.A. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł. W związku z tym PGNiG S.A. wniosła apelację. W dniu 10 stycznia 2007 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie odrzucił apelację Spółki z powodu opłacenia jej w nieprawidłowej wysokości. W dniu 1 marca 2007 roku PGNiG S.A. wniosła zażalenie do Sądu Najwyższego na postanowienie Sądu Apelacyjnego o odrzuceniu apelacji. W dniu 20 lipca 2007 roku Sąd

Najwyższy rozpoznał zażalenie PGNiG S.A. na posiedzeniu niejawnym i uchylił postanowienie Sądu Apelacyjnego o odrzuceniu apelacji PGNiG S.A. Powództwo zabezpieczone jest poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.

2. W sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 7 grudnia 2006 roku oddalił powództwo PGNiG S.A. o ustalenie nieistnienia uchwały o umorzeniu udziałów podjętej przez Zgromadzenie Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku. PGNiG S.A. wniosła apelację od wyroku.
3. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł, toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie, zostało zawieszono do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia spraw opisanych w punkcie 1 i w punkcie 2. Powództwo jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.
4. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552.000 zł wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zawieszono do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia spraw opisanych w punkcie 1 i w punkcie 2. Powództwo jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.

#### Sprawa z gminą Wysokie Mazowieckie

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

W dniu 6 lutego 2007 roku Sąd Apelacyjny wydał wyrok, w którym wymierzoną karę obniżył do kwoty 2.068.000 zł i dokonał wzajemnego zniesienia między stronami kosztów postępowania apelacyjnego. Wyrok ten jest prawomocny.

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



### Sprawa z Bartimpex S.A.

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

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

W dniu 23 marca 2007 roku PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku z dnia 31 stycznia 2007 roku. Uczestnik postępowania Bartimpex S.A. zaskarżył również powołany wyżej wyrok apelacji z dnia 22 marca 2007 roku.

### Sprawa z SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

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

### 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.

W dniu 18 grudnia 2006 roku rozpoczęło się postępowanie z wniosku EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. przed Prezesem UOKiK w sprawie wstępnego ustalenia, czy doszło do odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług magazynowych przez PGNiG S.A. i zarzucanego w związku z tym naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. W dniu 20 lutego 2007 roku Prezes UOKiK zamknął postępowanie wyjaśniające w sprawie oraz stwierdził, że działania PGNiG S.A. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A. nie naruszały przepisów ustawy z dnia 15 grudnia 2000 roku o ochronie konkurencji i konsumentów.

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

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

## Rozdział X: Sytuacja finansowa

### 1. Zasady sporządzania sprawozdania finansowego

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”), Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości (MSR) oraz rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (Dz. U. Nr 209, poz. 1744).

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu jednostkowego sprawozdania finansowego zostały ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej za okres zakończony dnia 30 czerwca 2007 roku.

W sprawozdaniu wprowadzono zmianę w zakresie sposobu prezentacji zakładowego funduszu świadczeń socjalnych, zobowiązań z tytułu leasingu oraz ujęto rezerwę na dodatkowe odpisy na fundusze specjalne wynikające z podziału wyniku za rok 2006.

### 2. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2007 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 1.205,4 mln zł i był o 676,3 mln zł (128%) wyższy od wyniku netto osiągniętego w I półroczu roku ubiegłego.

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

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

## Bilans (mln zł)

<b>AKTYWA</b>	<b>30 czerwca 2007</b>	<b>31 grudnia 2006</b>	<b>30 czerwca 2006</b>
<b>Aktywa trwale (długoterminowe)</b>	<b>17 088,4</b>	<b>17 055,6</b>	<b>17 406,0</b>
Rzeczowe aktywa trwale	8 406,6	8 299,5	8 077,2
Nieruchomości inwestycyjne	4,6	4,8	4,8
Wartości niematerialne	13,6	15,0	15,4
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	5 083,4	5 017,3	5 001,2
Inne aktywa finansowe	3 316,6	3 393,1	3 982,9
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	221,1	288,9	320,2
Pozostałe aktywa trwale	42,5	37,0	4,3
<b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)</b>	<b>4 062,7</b>	<b>5 760,9</b>	<b>5 800,4</b>
Zapasy	1 006,8	1 239,5	787,0
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 311,0	1 510,0	1 011,8
Należności z tytułu podatku bieżącego	-	-	-
Rozliczenia międzyokresowe	79,8	6,7	118,0
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	29,4	29,3	247,6
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	0,7	5,7	232,2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 635,0	2 969,7	3 403,8
<b>Aktywa przeznaczone do sprzedaży</b>	<b>1,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Suma aktywów</b>	<b>21 152,9</b>	<b>22 816,5</b>	<b>23 206,4</b>
<b>PASYWA</b>	<b>30 czerwca 2007</b>	<b>31 grudnia 2006</b>	<b>30 czerwca 2006</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>16 824,9</b>	<b>16 622,7</b>	<b>15 980,1</b>
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	0,2	0,5	0,4
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	3 342,9	2 797,5	2 797,6
Zyski (straty) zatrzymane	5 841,7	6 184,6	5 542,0
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>1 989,7</b>	<b>4 335,0</b>	<b>4 538,9</b>
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	-	2 298,7	2 426,0
Rezerwy	895,6	917,6	816,6
Przychody przyszłych okresów	2,6	2,8	67,7
Rezerwa na podatek odroczonego	1 081,1	1 115,5	1 228,5
Inne zobowiązania długoterminowe	10,4	0,4	0,1
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>2 338,3</b>	<b>1 858,8</b>	<b>2 687,4</b>
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 094,1	1 562,8	2 050,8
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4,4	9,3	14,9
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	41,6	55,1	75,5
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	89,6	138,0	152,6
Rezerwy	107,0	92,6	388,8
Przychody przyszłych okresów	1,6	1,0	4,8
<b>Suma zobowiązań</b>	<b>4 328,0</b>	<b>6 193,8</b>	<b>7 226,3</b>
<b>Suma pasywów</b>	<b>21 152,9</b>	<b>22 816,5</b>	<b>23 206,4</b>

## Rachunek zysków i strat (mln zł)

	<b>I półrocze 2007</b>	<b>I półrocze 2006</b>
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>6 650,5</b>	<b>6 564,3</b>
<b>Koszty operacyjne razem</b>	<b>(5 477,3)</b>	<b>(5 895,6)</b>
Zmiana stanu zapasów	72,1	88,5
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	4,2	3,6
Zużycie surowców i materiałów	(4 051,8)	(4 292,1)
Świadczenia pracownicze	(204,2)	(190,0)
Amortyzacja	(267,2)	(255,1)
Usługi obce	(1 010,3)	(1 155,3)
Pozostałe koszty operacyjne netto	(20,1)	(95,2)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>1 173,2</b>	<b>668,7</b>
Przychody finansowe	335,5	359,0
Koszty finansowe	(84,3)	(343,5)
<b>Zysk brutto</b>	<b>1 424,4</b>	<b>684,2</b>
Podatek dochodowy	(219,0)	(155,1)
<b>Zysk netto</b>	<b>1 205,4</b>	<b>529,1</b>
<b>Działalność zaniechana</b>	-	-
Wynik za rok obrotowy na działalności zaniechanej	-	-
<b>Zysk netto za rok obrotowy</b>	<b>1 205,4</b>	<b>529,1</b>

## Rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	<b>I półrocze 2007</b>	<b>I półrocze 2006</b>
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 230,0	915,9
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(240,3)	(138,1)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(2 346,7)	(118,4)
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych netto</b>	<b>(1 357,0)</b>	<b>659,4</b>
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	2 993,5	2 748,4
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 636,5	3 407,8

## Wskaźniki finansowe

<b>RENTOWNOŚĆ</b>	<b>I półrocze 2007</b>	<b>I półrocze 2006</b>
<b>EBIT w mln zł</b> zysk operacyjny	<b>1 173,2</b>	<b>668,7</b>
<b>EBITDA w mln zł</b> zysk operacyjny + amortyzacja	<b>1 440,4</b>	<b>923,8</b>
<b>ROE ( Rentowność kapitałów własnych)</b> zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	<b>7,2%</b>	<b>3,3%</b>
<b>RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO</b> zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	<b>18,1%</b>	<b>8,1%</b>
<b>ROA ( Rentowność aktywów)</b> zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	<b>5,7%</b>	<b>2,3%</b>
<b>PLYNNOŚĆ</b>	<b>I półrocze 2007</b>	<b>I półrocze 2006</b>
<b>WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI</b> aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	<b>1,7</b>	<b>2,1</b>
<b>WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI</b> aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	<b>1,3</b>	<b>1,8</b>
<b>ZADŁUŻENIE</b>	<b>I półrocze 2007</b>	<b>I półrocze 2006</b>
<b>WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM</b> suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	<b>20,5%</b>	<b>31,1%</b>
<b>WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM</b> suma zobowiązań do kapitału własnego	<b>25,7%</b>	<b>45,2%</b>

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 504,5 mln zł (75%).

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

- wzrostu średnich cen sprzedaży gazu ziemnego w relacji do roku ubiegłego
- malejącego poziomu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu
- zmniejszenia wolumenu zakupu gazu wysokometanowego z importu
- zwiększenia udziału gazu ze źródeł własnych w strukturze pozyskania paliw gazowych.

Wzrost cen sprzedaży gazu o 9,9% w wyniku zatwierdzenia przez Prezesa URE zmiany taryfy na paliwa gazowe z dniem 1 stycznia 2007 roku wpłynął na zwiększenie przychodów ze sprzedaży paliw gazowych. W konsekwencji wzrostu cen sprzedaży gazu średni poziom cen za paliwo gazowe był wyższy o około 15% w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego. Wzrost wartości sprzedaży paliw gazowych został zrealizowany pomimo spadku wolumenu sprzedaży gazu ziemnego, zwłaszcza w sektorze odbiorców zużywających gaz na

cele grzewcze, co było spowodowane istotnie wyższymi niż w roku ubiegłym temperaturami otoczenia w sezonie grzewczym.

Wahania cen importowanego gazu są istotnym czynnikiem oddziałującym na poziom osiąganych przez PGNiG S.A. wyników ze względu na wysoki udział sprzedaży gazu z importu w łącznym obrocie paliwami gazowymi. W I półroczu 2007 roku utrzymywał się spadkowy trend jednostkowych cen zakupu gazu z importu, które są ustalane w oparciu o ceny produktów ropopochodnych notowanych na światowych rynkach. W efekcie ujemna jednostkowa marża handlowa, realizowana na sprzedaży gazu wysokometanowego z importu, zmalała o około połowę w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Na wzrost wyniku na sprzedaży gazu wysokometanowego w I półroczu 2007 roku wpłynęło również zmniejszenie wolumenu sprzedaży gazu wysokometanowego, spowodowane zmniejszonym popytem na gaz ze strony klientów PGNiG S.A. W rezultacie niższego zapotrzebowania na paliwa gazowe ograniczone zostały zakupy gazu z importu o 17%, co istotnie wpłynęło na obniżenie kosztów operacyjnych w pozycji zużycie surowców i materiałów. Ze względu na to, iż od kilku lat cena sprzedaży gazu jest niższa od ceny gazu z importu, zmniejszenie skali obrotu tym gazem ograniczyło rozmiar ponoszonych strat.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poprawę wyniku na sprzedaży gazu wysokometanowego było zwiększenie udziału gazu ze źródeł własnych w strukturze pozyskania paliw gazowych. Spowodowane ono było zmniejszeniem zakupu gazu z importu oraz wzrostem wolumenu gazu wysokometanowego pozyskanego ze źródeł własnych (wydobycia w kopalniach i produkcji w odazotowni). Wysoka rentowność krajowej działalności wydobywczej w większym stopniu rekompensowała straty realizowane na obrocie gazem z importu.

Wzrost zysku z działalności operacyjnej (EBIT) nastąpił pomimo pogorszenia rentowności sprzedaży ropy naftowej. Spadek wyniku na sprzedaży ropy naftowej nastąpił przede wszystkim w rezultacie uzyskiwania niższych niż w roku ubiegłym cen sprzedaży o 178 zł za tonę (12%), co było spowodowane przede wszystkim spadkiem notowań cen ropy na rynkach międzynarodowych oraz osłabieniem kursu dolara. Natomiast wolumen sprzedanej ropy naftowej w I półroczu 2007 roku przewyższył poziom ubiegłoroczny o ok. 22,7 tys. ton (10%) w wyniku realizacji dostaw do Rafinerii Trzebina. Realizacja umowy umożliwiła upłynnienie wysokiego poziomu zapasów ropy w magazynach.

Ponadto na wzrost zysku z działalności operacyjnej (EBIT) miał wpływ spadek pozostałych kosztów operacyjnych netto o 75,1 mln zł (79%). Spadek pozostałych kosztów operacyjnych został osiągnięty przede wszystkim w wyniku zmiany salda odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości składników majątku trwałego związanych z działalnością w obszarze górnictwa naftowego oraz niższego poziomu rezerw na zmianę cen gazu ziemnego w wyniku renegotjacji warunków kontraktu jamajskiego.

Zrealizowany w I półroczu 2007 roku zysk brutto wzrósł o 740,2 mln zł (108%) w porównaniu do roku poprzedniego. Na jego wysokość miał wpływ wynik na działalności finansowej, który wzrósł o 235,7 mln zł. Wzrost wyniku na działalności finansowej spowodowany był głównie niższymi ujemnymi różnicami kursowymi oraz wpływami z tytułu dywidend i udziałów w zyskach od spółek powiązanych.

Znaczna poprawa sytuacji finansowej Spółki widoczna jest we wzroście podstawowych wskaźników rentowności. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z poziomu 3,3% do 7,2%, rentowność aktywów (ROA) wzrosła z poziomu 2,3% do 5,7%, natomiast rentowność sprzedaży netto z poziomu 8,1% do 18,1%.

Bilans na dzień 30 czerwca 2007 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 21.152,9 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec I półrocza 2006 roku o 2.053,5 mln zł (9%).

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec czerwca 2007 roku wyniósł 8.406,6 mln zł i był o 329,4 mln zł (4%) wyższy niż w roku ubiegłym. Na wzrost wartości majątku trwałego wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje oraz aktualizacja wartości składników majątku związanego z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

Łączna wartość nakładów inwestycyjnych poniesionych na majątek trwały w I półroczu 2007 roku wyniosła 318,4 mln zł, z czego 205,4 mln zł wydatkowano na realizację zadań inwestycyjnych głównie w obszarze górnictwa naftowego i przesyłu, natomiast na inwestycje w zakresie poszukiwania złóż wydatkowano kwotę 113 mln zł.

Kolejną istotną pozycją aktywów trwałych są aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wzrosła o 82,2 mln zł (2%). W skład tej pozycji aktywów wchodzi głównie udziały i akcje w innych podmiotach gospodarczych nie notowanych na giełdzie. Na wzrost wartości aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży w głównej mierze wpłynęło podwyższenie kapitałów zakładowych w spółkach zależnych oraz zawiązanie nowych spółek kapitałowych.

W I półroczu 2007 roku wartość innych aktywów finansowych spadła o 666,3 mln zł (17%) w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego. Spadek wartości spowodowany został przede wszystkim sukcesywną spłatą rat leasingowych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2007 roku wartość aktywów obrotowych wyniosła 4.062,7 mln zł i była o 1.737,7 mln zł (30%) niższa niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Największą pozycję w majątku obrotowym stanowią środki pieniężne i ich ekwiwalenty, wśród których dominują lokaty bankowe oraz krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokim stopniu płynności. W I półroczu 2007 roku odnotowano spadek tej pozycji bilansu o 1.768,8 mln zł, co w głównej mierze było rezultatem przeprowadzonej restrukturyzacji zadłużenia. Na początku maja 2007 roku Spółka dokonała spłaty kredytu terminowego w kwocie 600 mln EUR przy zapewnieniu sobie możliwości wykorzystania kwoty w tej samej wysokości w ramach kredytu odnawialnego. Operacja ta znalazła swoje odzwierciedlenie w pasywach bilansu, w spadku zobowiązań długoterminowych w pozycji kredyty, pożyczki i papiery dłużne o kwotę 2.426,0 mln zł.

Restrukturyzacja zadłużenia wpłynęła na poziom wskaźników charakteryzujących płynność przedsiębiorstwa. Wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 2,1 do 1,7, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 1,8 do 1,3. Pomimo pogorszenia się wskaźników płynności poziom i struktura utrzymywanego przez Spółkę majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewnia całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań operacyjnych.



W omawianym okresie wartość stanu zapasów wzrosła o kwotę 219,8 mln zł (28%). Wykazane w bilansie zapasy stanowią przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Wzrost wartości magazynowanego gazu wynika ze zwiększenia wolumenu zmagazynowanego gazu oraz wzrostu cen zakupu gazu w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w I półroczu 2007 roku wzrosła o 299,2 mln zł (30%). Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w efekcie zarachowania należności z tytułu udziałów w zyskach spółek powiązanych.

Istotnemu zmniejszeniu uległy aktywa finansowe dostępne do sprzedaży. Spadek tej pozycji o kwotę 218,2 mln zł (88%) spowodowany został głównie upłynieniem obligacji i bonów Skarbu Państwa z terminem zapadalności powyżej 3 miesięcy.

Stan aktywów z tytułu pochodnych instrumentów finansowych na koniec I półrocza 2007 roku wyniósł 0,7 mln zł i był niższy o 231,5 mln zł (99,7%) w porównaniu do stanu z dnia 30 czerwca 2006 roku. Odpowiednik tej pozycji aktywów po stronie pasywów bilansu – zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych wyniosły 41,6 mln zł i były niższe o 33,9 mln zł (45%) w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego.

W I półroczu 2007 roku podstawowe źródło finansowania aktywów stanowił kapitał własny, którego udział w sumie bilansowej wyniósł 80%. W porównaniu do stanu z końca czerwca 2006 roku kapitał własny wzrósł o kwotę 844,8 mln zł (5%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (1.205,4 mln zł) oraz dokonany podział zysku z roku poprzedniego. Inne kapitały rezerwowe zostały zwiększone o kwotę 545,3 mln zł z tytułu podziału zysku bilansowego za rok 2006. Pozostałe części zysku netto z roku 2006 zostały przeznaczone na wypłatę rzeczowej i pieniężnej dywidendy, łącznie 1.003 mln zł, a także na wpłaty na fundusz świadczeń socjalnych oraz nagród dla pracowników.

Wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów uległy istotnej zmianie w odniesieniu do I połowy 2006 roku. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 45,2% do 25,7% w 2007 roku, co spowodowane zostało restrukturyzacją zadłużenia.

Wykazany w pasywach bilansu poziom zobowiązań długoterminowych zmniejszył się o kwotę 2.549,2 mln zł (56%). Niższy poziom zobowiązań długoterminowych wynika ze:

- spadku wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 2.426,0 mln zł w efekcie spłaty kredytu terminowego w kwocie 600 mln EUR
- spadku poziomu rezerw na odroczony podatek dochodowy o 147,4 mln zł
- spadku przychodów przyszłych okresów dotyczących majątku przesyłowego przekazanego w leasing operacyjny o 65,1 mln zł.

Na koniec czerwca 2007 roku zobowiązania krótkoterminowe wyniosły 2.338,3 mln zł i były niższe o 349,1 mln zł (13%) od poziomu ubiegłorocznego. Niższy poziom zobowiązań krótkoterminowych spowodowany był przede wszystkim:

- spadkiem rezerw krótkoterminowych o 281,8 mln zł (73%), głównie w rezultacie rozwiązania rezerw na zmianę cen gazu ziemnego w wyniku renegotjacji warunków

kontraktu jamajskiego, na ewentualne zwroty majątku przesyłowego przekazanego w leasing operacyjny oraz rezerwy na karę do UOKiK

- spadkiem zobowiązań z tytułu podatku bieżącego o 63,0 mln zł (41%)
- niższym poziomem zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych o 33,9 mln zł (45%).

Spadek poziomu zobowiązań znacząco wpłynął na strukturę pasywów bilansu. Wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, zmniejszył się z poziomu 31,1% do 20,5 %.

Sytuację gospodarczą PGNiG S.A. należy określić jako dobrą. Działalność Spółki w dalszym ciągu charakteryzuje się wzrostem efektywności gospodarowania. Nie mniej jednak kontynuacja ścieżki wzrostu w przyszłych okresach w dalszym ciągu jest uzależniona przede wszystkim od stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki w kwestii ustalania poziomu cen sprzedaży gazu na rynku krajowym.

### 3. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowy wpływ na wyniki PGNiG S.A. będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych, a tym samym cen gazu z importu. Globalny rynek w zakresie tych produktów cechuje się dużą niepewnością i zmiennością. W I półroczu 2007 roku utrzymywał się spadkowy trend jednostkowych cen zakupu gazu z importu, które są ustalane w oparciu o ceny produktów ropopochodnych notowanych na światowych rynkach. Przewiduje się, iż średnioważona cena zakupu gazu z importu będzie najniższa w III kwartale roku bieżącego.

Podstawowe znaczenie dla wyników finansowych w 2007 roku ma stanowisko Prezesa URE, który podjął decyzję o pozostawieniu obecnego poziomu taryf do końca 2007 roku. Obowiązująca od dnia 1 stycznia 2007 roku taryfa w zakresie stawek opłat za paliwo gazowe jest o 9,9% wyższa od stawek taryfowych obowiązujących w ostatnich trzech kwartałach 2006 roku. Wzrost cen gazu zaakceptowany przez Prezesa URE wynika ze wzrostu cen importowych gazu ziemnego wysokometanowego oraz konieczności uwzględnienia kosztów wynikających z obowiązku utrzymywania w rezerwie magazynowej gazu pochodzącego z importu.

Notowania cen produktów ropopochodnych mają wpływ na rentowność wydobycia ropy naftowej. W 2007 roku zakłada się utrzymanie wysokiej rentowności działalności wydobywczej oraz intensyfikację inwestycji w celu zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej.

W ramach procesu wydzielania Operatorów Systemu Dystrybucyjnego działalność handlowa została przeniesiona ze Spółek Gazownictwa do Spółek Obrotu Gazem. W efekcie planowanego na dzień 1 października 2007 roku połączenia Spółek Obrotu Gazem z PGNiG S.A. dotychczasowa marża handlowa, uzyskiwana na obrocie paliwami gazowymi przez Spółki Obrotu Gazem, zostanie przeniesiona do PGNiG S.A. Ponadto integracja działalności obrotu w PGNiG S.A. ujednolici i poprawi standardy obsługi odbiorców gazu.

Zgodnie z zawartym w dniu 2 lipca 2007 roku Aneks do Umowy Leasingu Operacyjnego z dnia 6 lipca 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a OGP GAZ-SYSTEM S.A. nastąpi

wylączenie z przedmiotu leasingu z dniem 1 stycznia 2008 roku składników majątkowych o charakterze dystrybucyjnym o wartości 851,9 mln zł, które zostaną przekazane Operatorom Systemu Dystrybucyjnego.

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

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

#### Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu                      Krzysztof Głogowski

---

Wiceprezes Zarządu              Jan Anysz

---

Wiceprezes Zarządu              Zenon Kuchciak

---

Wiceprezes Zarządu              Stanisław Niedbalec

---

Wiceprezes Zarządu              Tadeusz Zwierzyński

---