

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI  
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG  
ZA I PÓŁROCZE 2011 ROKU



Warszawa, 26 sierpnia 2011

## Spis treści

Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej .....	4
1. Struktura .....	4
2. Zatrudnienie.....	8
3. Sprzedaż i pozyskanie gazu.....	9
Rozdział II. Organy Spółki.....	10
1. Zarząd.....	10
2. Rada Nadzorcza.....	10
Rozdział III: Akcjonariat.....	11
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne .....	13
1. Koncesje .....	13
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A. ....	14
3. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa .....	17
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	18
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie.....	20
1. Poszukiwanie.....	20
1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce .....	20
1.2. Prace poszukiwawcze za granicą .....	22
1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż.....	23
2. Wydobywanie.....	24
3. Planowane działania .....	26
4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania .....	27
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	30
1. Zakupy.....	30
2. Sprzedaż .....	31
3. Magazynowanie.....	32
4. Planowane działania .....	33
5. Ryzyka obrotu i magazynowania .....	33
Rozdział VII: Dystrybucja .....	35
1. Działalność Spółek Gazownictwa .....	35
2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji .....	36
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji.....	37

Rozdział VIII: Pozostała działalność .....	38
1. Prace segmentu.....	38
2. Planowana działalność .....	39
3. Ryzyka pozostałej działalności .....	39
Rozdział IX: Inwestycje .....	41
Rozdział X: Ochrona środowiska.....	43
Rozdział XI: Pozostałe informacje.....	44
Rozdział XII: Sytuacja finansowa.....	47
1. Sytuacja finansowa.....	47
2. Przewidywana sytuacja finansowa.....	56

## Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność w sektorze gazowym w Polsce i poza granicami kraju. Jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. 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. 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego. Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 20 października 2005 roku. Kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

Grupa Kapitałowa PGNiG ma dominującą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania złóż, wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych, obrotu gazem ziemnym, a także jego dystrybucji. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej zapewnia Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu.

### 1. Struktura

Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 40 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 27 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 13 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

## Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
<b>Spółki zależne od PGNiG S.A.</b>					
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) <sup>1)</sup>	951 327 000,00	951 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) <sup>1)</sup>	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	POGC Trading GmbH (EUR) <sup>1)</sup>	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
11	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	1 000 000,00	1 000 000,00	100,00%	100,00%
12	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
13	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
14	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
15	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
16	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
17	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
18	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
19	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG Energia S.A.	20 000 000,00	20 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Technologie Sp. z o.o.	120 398 000,00	120 398 000,00	100,00%	100,00%
22	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
23	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
24	PGNiG SPV1 Sp. z o.o.	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
25	PGNiG Finance AB (SEK) <sup>1)</sup>	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
26	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
27	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	6 800 000,00	3 468 000,00	51,00%	51,00%

## Wykaz spółek GK PGNiG – cd.

	<b>Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.</b>	<b>Kapitał zakładowy w zł</b>	<b>Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł</b>	<b>% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.</b>	<b>% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.</b>
1	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
2	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
3	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	44 751 000,00	100,00%	100,00%
4	ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola)	9 244 000,00	9 244 000,00	100,00%	100,00%
5	Geofizyka Torun Kish Ltd (IRR) <sup>1), 2)</sup>	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Oil Tech International F.Z.E. (USD) <sup>1)</sup>	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
7	Powiśle Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
8	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
9	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000,00	105 000,00	100,00%	100,00%
10	Poltava Services LLC (EUR) <sup>1), 2)</sup>	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%
11	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 550 000,00	85,00%	85,00%
12	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
13	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%

<sup>1)</sup> wartości podane w walutach obcych

<sup>2)</sup> kapitał nieopłacony

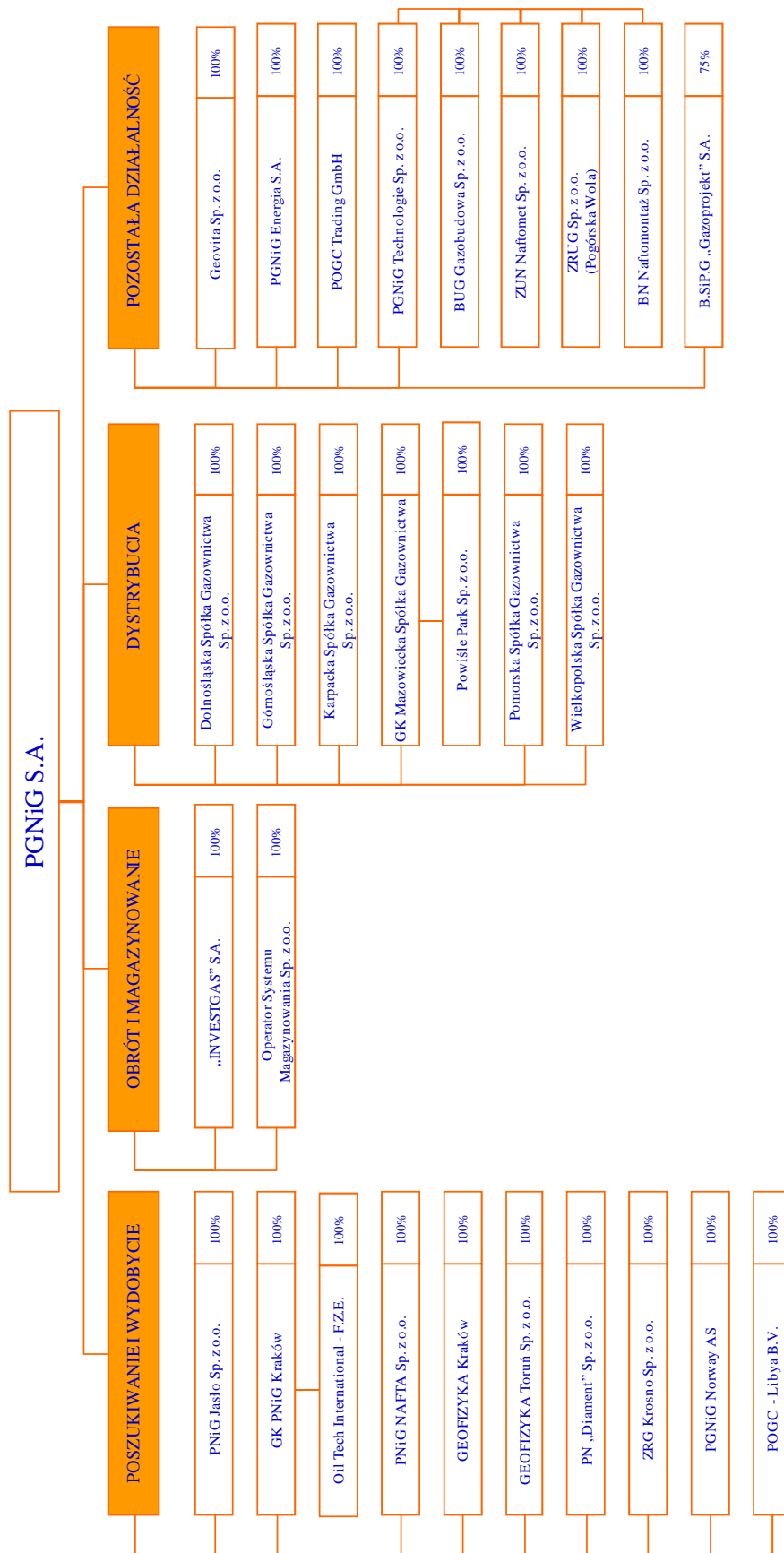
W I półroczu 2011 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 10 lutego 2011 roku POGC Trading GmbH została wpisana do Rejestru Sądowego w Monachium
- 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyła spółkę GoldCup 5839 AB; po dokonaniu zakupu firma spółki została zmieniona na PGNiG Finance AB; spółka będzie zajmować się obsługą emisji euroobligacji PGNiG S.A.; kapitał zakładowy spółki wynosi 500.000 SEK (koron szwedzkich); nowa firma spółki została wpisana do Rejestru Spółek w Sztokholmie 20 czerwca 2011 roku
- 17 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. zakupiła spółkę PGNiG SPV1 Sp. z o.o., której celem będzie realizacja projektów w obszarze elektroenergetyki; kapitał zakładowy spółki wynosi 20.000 zł i dzieli się na 400 udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy
- 23 czerwca 2011 roku Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. zawiązała spółkę zależną na Ukrainie Poltava Services LLC; PNiG Kraków Sp. z o.o. posiada 99% udziałów w Poltava Services LLC
- 29 czerwca 2011 roku PGNiG Technologie Sp. z o.o. nabyła 5.000 udziałów Spółki BN Naftomontaż Sp. z o.o. od wspólników mniejszościowych; udział spółki w BN Naftomontaż Sp. z o.o. zwiększył się do 100%.

Ponadto w I półroczu 2011 roku kapitał zakładowy PGNiG Energia S.A. został podwyższony o kwotę 14.000.000 zł do poziomu 20.000.000 zł. Wszystkie akcje nowej emisji objęte zostały przez PGNiG S.A. Rejestracja podwyższenia kapitału nastąpiła 29 kwietnia 2011 roku.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 2011 roku.

**KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG**



## 2. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2011 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższym zestawieniu. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	30 czerwca 2011
Centrala PGNiG S.A.	844
Poszukiwanie i wydobywanie	11 737
Obrót i magazynowanie	3 801
Dystrybucja	13 871
Pozostała działalność	2 304
<b>Razem</b>	<b>32 557</b>

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

W lutym 2011 roku uchwałą NWZ PGNiG S.A. zostały uruchomione środki z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji” na jednorazowe wypłaty dla 35 zwolnionych pracowników ZUN Naftomet Sp. z o.o. w wysokości 1.774.099 zł.



### 3. Sprzedaż i pozyskanie gazu

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 11,5 mld zł, z czego 89% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży (w mln zł)

	I półrocze 2011
Gaz ziemny, w tym:	10 313,2
- gaz ziemny wysokometanowy	9 685,7
- gaz ziemny zaazotowany	627,5
Ropa naftowa	472,3
Kondensat	1,7
Hel	26,3
Mieszanka propan-butan	24,2
Usługi magazynowania gazu	15,3
Usługi geofizyczno-geologiczne	209,8
Usługi poszukiwawcze	239,9
Pozostała sprzedaż	220,7
<b>Razem</b>	<b>11 523,4</b>

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG sprzedała 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego 96% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego (w mln m<sup>3</sup>)

	I półrocze 2011
Obrót i magazynowanie	7 216,3
Poszukiwanie i wydobywanie	332,1
<b>Razem</b>	<b>7 548,4</b>

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG pozyskała 8,1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego 73% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 26% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu (w mln m<sup>3</sup>)

	I półrocze 2011
Import	5 875,9
Wydobywanie krajowe	2 126,0
Dostawcy krajowi	53,1
<b>Razem</b>	<b>8 055,0</b>

## Rozdział II. Organy Spółki

### 1. Zarząd

Rada Nadzorcza na posiedzeniach w dniach 12 stycznia 2011 roku oraz 8 marca 2011 roku powołała Prezesa i członków Zarządu PGNiG S.A. na kolejną wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 13 marca 2011 roku. Na okres 3 lat ponownie zostali powołani:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Radosław Dudziński – członek Zarządu
- Sławomir Hinc – członek Zarządu
- Marek Karabuła – członek Zarządu
- Mirosław Szałuba – członek Zarządu.

Mirosław Szałuba jest członkiem Zarządu wybranym przez pracowników w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2011 roku.

Skład Zarządu oraz funkcje powierzone członkom Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2011 roku przedstawiały się następująco:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Marek Karabuła – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu.

### 2. Rada Nadzorcza

20 kwietnia 2011 roku Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. dokonało wyboru członków Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na kolejną wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 1 maja 2011 roku. Na okres 3 lat ponownie zostali powołani:

- Stanisław Rychlicki – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Grzegorz Banaszek – członek Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

Agnieszka Chmielarz, Mieczysław Kawecki i Jolanta Siergiej są członkami Rady Nadzorczej wybranymi przez pracowników w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2011 roku.

Do dnia 30 czerwca 2011 roku nie nastąpiły zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

## Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 30 czerwca 2011 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedyńm akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. w sposób bezpośredni był Skarb Państwa. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2011 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

### Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2011	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2011	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2011
Skarb Państwa	4 272 416 557	72,41%	4 272 416 557	72,41%
Pozostali	1 627 583 443	27,59%	1 627 583 443	27,59%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

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

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 30 czerwca 2011 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

### Akcje PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji w zł
Michał Szubski	Prezes Zarządu	6 825	6 825
Miroslaw Szkałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Stanisław Rychlicki	Przewodniczący RN	9 897	9 897
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425
Mieczysław Jakiel	Prokurent	30 101	30 101
Tadeusz Kulczyk	Prokurent	21 316	21 316

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

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie posiada informacji o umowach, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

### Informacja o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji pracowniczych PGNiG SA wygasło 1 października 2010 roku. W związku z tym umowy nieodpłatnego zbycia akcji Spółki mogą podpisywać jedynie spadkobiercy

uprawnionych pracowników, którzy najpóźniej w dniu 1 października 2010 roku złożyli w sądzie wnioski o wydanie postanowienia o stwierdzenie nabycia spadku. Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku 59.227 uprawnionych lub ich spadkobierców (96,3% ogólnej liczby uprawnionych) objęło 727.583.442 akcje, co stanowi 97% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia przez uprawnionych.

55.250 akcji PGNiG S.A., nabytych nieodpłatnie przez członków Zarządu Spółki, zostało dopuszczonych do obrotu giełdowego 1 lipca 2011 roku.

## Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

### 1. Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

- 1 koncesję na obrót paliwami gazowymi
- 1 koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesję na magazynowanie paliw gazowych
- 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

7 października 2010 roku Prezes URE wydał decyzję, w której zmienił zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych odnośnie zmian w pojemnościach czynnych KPMG Mogilno wynikających z technicznych uwarunkowań prowadzenia działalności, odmówił natomiast wprowadzenia analogicznych zmian w pojemnościach czynnych PMG Husów. Ponadto Prezes URE odmówił wyłączenia z zakresu koncesji pojemności czynnych instalacji magazynowych wykorzystywanych na potrzeby działalności produkcyjnej i na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego, o które PGNiG S.A. wnioskowała w związku z tym, że przepisy ustawy Prawo energetyczne mówią o wyłączeniu ich z definicji instalacji magazynowej. W dniu 2 listopada 2010 roku PGNiG S.A. złożyła za pośrednictwem Prezesa URE odwołanie od powyższej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na mocy postanowienia z dnia 21 czerwca 2011 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wszczął postępowanie. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie odwoławcze nie zostało zakończone.

Decyzją Prezesa URE z dnia 11 lipca 2011 roku PGNiG S.A. uzyskała koncesję na obrót energią elektryczną, na okres od 12 lipca 2011 roku do 31 grudnia 2030 roku.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku Spółka posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 92 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 1 koncesję na rozpoznanie złoża soli kamiennej
- 225 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 3 koncesje na składowanie odpadów.

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

Do 14 lipca 2011 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 3/2010), w której cena paliwa gazowego została zmieniona korektą obowiązującą od dnia 1 stycznia 2011 roku.

11 lutego 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę Taryfy dla paliw gazowych Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 3/2010. Spółka wnioskowała o zmianę cen paliwa gazowego oraz wydłużenie obowiązywania zmienionej taryfy do dnia 31 maja 2011 roku. W związku z upływem terminu na jaki została zatwierdzona taryfa Prezes URE decyzją z dnia 16 maja 2011 roku umorzył postępowanie.

30 marca 2011 roku Spółka wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011).

Prezes URE decyzją z dnia 30 czerwca 2011 roku zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011), która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 15 lipca 2011 roku. Średnia wysokość opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 8,9%, gazu zaazotowanego Lw o 7,6% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 6,3%.

Nowa taryfa wprowadza rozszerzoną ofertę w zakresie rozliczania odbiorców z grup taryfowych 1-3, którzy będą mogli wybrać system rozliczeń odpowiedni do swoich potrzeb. Kryterium kwalifikacji odbiorców z grup taryfowych 6-11 stanowi tzw. wskaźnik nierównomierności poboru paliwa gazowego. W ramach tego kryterium odbiorca może zostać zakwalifikowany do jednej z trzech (zamiast dotychczasowych dwóch) grup taryfowych (a, b, c) w zależności od określonej dla niego wartości wskaźnika. Dodatkowo odbiorcy będą mieli możliwość zawarcia umów na zasadach przerywanych.

Decyzją z dnia 12 maja 2011 roku Prezes URE, na wniosek PGNiG S.A., wydłużył okres obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2010) do dnia 30 września 2011 roku. W dniu 22 lipca 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy w zakresie usług magazynowania paliw gazowych.

W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (zł/m<sup>3</sup>) stosowane w rozliczeniach z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego.

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,4623	2,5779	4,7%
W-2	1,9047	2,0167	5,9%
W-3	1,7238	1,8340	6,4%
W-4	1,5928	1,7036	7,0%
W-5 - W-7C	1,4474	1,5629	8,0%
W-8A - W-10C	1,2090	1,3185	9,0%

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,7738	1,8537	4,5%
S-2	1,3553	1,4415	6,4%
S-3	1,2334	1,3152	6,6%
S-4	1,0765	1,1911	10,7%
S-5 - S-7B	1,0520	1,1225	6,7%
S-8 - S-10	0,9309	1,0113	8,6%

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,3764	1,4575	5,9%
Z-2	1,2553	1,3255	5,6%
Z-3	1,1062	1,1749	6,2%
Z-4	0,9908	1,0954	10,6%
Z-5 - Z-7B	1,0289	1,0825	5,2%

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,4154	2,5468	5,4%
W-2	1,9701	2,0803	5,6%
W-3	1,6906	1,8014	6,6%
W-4	1,6085	1,7314	7,6%
W-5 - W-7C	1,4552	1,5854	8,9%
W-8A - W-11C	1,2053	1,3243	9,9%

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,3037	2,4284	5,4%
W-2	1,8709	1,9928	6,5%
W-3	1,6224	1,7450	7,6%
W-4	1,5688	1,6960	8,1%
W-5 - W-7C	1,4654	1,5918	8,6%
W-8A - W-10C	1,1805	1,2933	9,6%

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,6563	2,8082	5,7%
W-2	1,7818	1,9019	6,7%
W-3	1,5811	1,7044	7,8%
W-4	1,5372	1,6918	10,1%
W-5 - W-7C	1,4119	1,5658	10,9%
W-8A - W-10C	1,1142	1,2341	10,8%

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5089	2,6499	5,6%
W-2	1,9095	2,0396	6,8%
W-3	1,6856	1,8144	7,6%
W-4	1,6121	1,7530	8,7%
W-5 - W-7C	1,4680	1,6114	9,8%
W-8A - W-10C	1,1857	1,3075	10,3%



Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5548	2,6742	4,7%
W-2	1,8365	1,9479	6,1%
W-3	1,6972	1,8085	6,6%
W-4	1,6031	1,7181	7,2%
W-5 - W-7C	1,4125	1,5291	8,3%
W-8A - W-10C	1,1610	1,2698	9,4%

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,7685	1,8642	5,4%
S-2	1,3279	1,4032	5,7%
S-3	1,1944	1,2723	6,5%
S-4	1,1009	1,1974	8,8%
S-5 - S-7B	1,0513	1,1246	7,0%
S-8 - S-10	-	-	

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,6174	1,6976	5,0%
Z-2	1,2034	1,2649	5,1%
Z-3	1,0664	1,1314	6,1%
Z-4	0,9826	1,0645	8,3%
Z-5 - Z-7B	0,9588	1,0184	6,2%

Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,0630	1,1818	11,2%
Lw-1 - Lw-2	0,8271	0,9130	10,4%
Ls-1 - Ls-2	0,6730	0,7564	12,4%

### 3. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa

Do 14 lipca 2011 roku w rozliczeniach z odbiorcami Spółki Gazownictwa obowiązywały Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego, zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z dnia 17 maja 2010 roku.

Decyzjami z dnia 30 czerwca 2011 roku Prezes URE zatwierdził Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego dla Spółek Gazownictwa, które w rozliczeniach z odbiorcami obowiązują od 15 lipca 2011 roku.

## 4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

### Zmiany prawne

W 2011 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowego, przede wszystkim planowane jest przyjęcie ustawy Prawo gazowe, która ma zastąpić ustawę Prawo energetyczne w zakresie regulacji sektora gazowego. Ustawa Prawo gazowe wdrażać będzie także regulacje zawarte w przyjętym przez Parlament Europejski III Pakiecie Energetycznym, który obejmuje m.in. „Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE”.

Ponadto trwają prace nad nowelizacją rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe).

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko, wynikające przede wszystkim z niepewności co do zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótszego terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe GK PGNiG oraz perspektywy jej rozwoju.

### Ustawa o efektywności energetycznej

11 sierpnia 2011 roku weszła w życie Ustawa o efektywności energetycznej, która stanowi wypełnienie postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych 2006/32/WE”. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zgodnie z którym do 2016 roku oszczędności energii finalnej powinny być nie mniejsze niż 9% krajowego zużycia tej energii w ciągu roku. Wejście w życie w/w ustawy rodzi konieczność zakupu przez PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwa obrotu, świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. W konsekwencji spowoduje to wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a zatem cen dla odbiorców gazu.

### Kalkulacja taryf

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen i stawek opłat decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności PGNiG S.A. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A., czynniki zewnętrzne. W dążeniu do ochrony odbiorców, Prezes URE nie uznaje części kosztów prowadzonej działalności za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez PGNiG S.A. założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. W konsekwencji wnioskowane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określanych w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zanizanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

W 2011 roku Prezes URE ponownie jednostronnie wydłużył okres obowiązywania taryfy. Zdaniem Spółki, takie działanie Prezesa URE stwarza ryzyko skalkulowania taryfy poniżej kosztów, gdyż nie będą w niej uwzględnione koszty dostawy paliwa gazowego do odbiorcy w okresie, o który Prezes URE przedłuży obowiązywanie taryfy. W konsekwencji, w kolejnych postępowaniach o zatwierdzenie taryfy należy oczekiwać, że czynnik ten może być uwzględniany w kalkulacji taryf.

### Zapotrzebowanie na gaz

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 zapotrzebowania, przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wysokość kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe. Wzrost zapotrzebowania odbiorców powyżej prognozowanego poziomu oznacza konieczność zakupu gazu ze wszystkich możliwych do zrealizowania (niejednokrotnie droższych) kontraktów.

#### Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane 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. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obarczona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

## Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

### 1. Poszukiwanie

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż węglowodorów na terenie kraju oraz za granicą, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych Grupy Kapitałowej zrealizowano 34.177 m wierceń poszukiwawczo-rozpoznawczych, z czego w kraju 33.308 m, a w Pakistanie 869 m. W ramach prac poszukiwawczych wykonano również 488 km sejsmiki 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 444 km<sup>2</sup>. Ponadto Grupa Kapitałowa PGNiG współpracowała z firmami zewnętrznymi na koncesjach należących do tych podmiotów w Polsce i na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG świadczyła usługi w zakresie poszukiwania węglowodorów, surowców stałych i wód geotermalnych. Dla odbiorców spoza GK PGNiG wykonane zostało 87.935 m wierceń oraz 2.707 km sejsmiki 2D i 903 km<sup>2</sup> sejsmiki 3D, a także usługi w zakresie specjalistycznych serwisów obejmujące m.in. remonty, rekonstrukcje, likwidacje odwiertów i zabiegi intensyfikacyjne.

#### 1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

Spośród 14 odwiertów o znanych wynikach złożowych (10 poszukiwawczych i 4 rozpoznawczych) 5 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, z czego 3 poszukiwawcze, a 2 rozpoznawcze. W otworach tych zidentyfikowano gaz ziemny. Pozostałych 9 odwiertów było negatywnych. Wykonano również rekonstrukcje 4 odwiertów, z tego 3 z wynikiem pozytywnym, natomiast odwiert negatywny został zlikwidowany.

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG prowadziła poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu oraz węglowodorów zalegających na znacznych głębokościach, w ramach którego zakończono wiercenie otworu Tymowa-1 i kontynuowano wiercenie otworów Lubocino-1 (shale gas) i Piaski-3. W otworze Tymowa-1 nie stwierdzono przyływu węglowodorów, natomiast w odwiertach Lubocino-1 oraz Piaski-3 zostaną przeprowadzone dalsze próby złożowe. Ponadto rozpoczęto wiercenie otworu Dukla-1 o przewidywanej głębokości 5.500 m.

Na terenie Karpat oraz na Niziu Polskim GK PGNiG prowadziła również prace geofizyczne. Na własnych koncesjach w I półroczu 2011 roku Spółka wykonała 488 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 444 km<sup>2</sup>.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 30 czerwca 2011 roku wynosił:

- 93,4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy
- 21,3 mln ton ropy naftowej.

### Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i Aurelian Oil & Gas PLC.

Na koncesjach PGNiG S.A. kontynuowane były prace na obszarach:

- „Płotki” z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Płotki”-„PTZ” z FX Energy Poland Sp. z o.o. i "Calenergy Resources Poland" Sp. z o.o.
- „Poznań” z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Bieszczady” z Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o.
- „Sieraków” z Orlen Upstream Sp. z o.o.

Działania na koncesjach należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarach:

- „Warszawa-Południe” (bloki 234, 235, 254, 255, 274N) z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Ostrowiec” (bloki 163 i 164) z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Kutno” z FX Energy Poland Sp. z o.o.

Na koncesjach należących do Aurelian Oil & Gas PLC prace prowadzone były na obszarach:

- „Karpaty Zachodnie” z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC)
- „Karpaty Wschodnie” z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC).

Na obszarach „Płotki” oraz „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”. Na obszarze „Poznań” w I półroczu 2011 roku kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Środa Wielkopolska i rozpoczęto wydobycie gazu ziemnego ze złoża Kromolice. Rozpoczęto również zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Winna Góra. Wynikiem pozytywnym zakończyło się wiercenie otworu poszukiwawczego Lisewo-1k. Ponadto rozpoczęte zostało wiercenie otworu poszukiwawczego (tight gas) Pławce-2 o planowanej głębokości ok. 4.000 m. W I półroczu 2011 roku rozpoczęto również prace polowe 3D w rejonie Żerków-Pleszew.

Na obszarze „Bieszczady” kontynuowane było w I półroczu 2011 roku wiercenie głębokiego otworu Niebieszczany-1. Ponadto wykonano prace polowe 2D w rejonie Paszowa-Brzegi Dolne. W II półroczu 2011 roku planuje się rozpoczęcie sejsmiki 2D w rejonie Jaśliska-Baligród.

Na obszarze „Sieraków” w pierwszym półroczu 2011 roku odwiercono otwór Sieraków-5. Ze względu na brak przypiływu węglowodorów w otworze przystąpiono do ponownej analizy obszaru.

Na obszarze „Warszawa-Południe” na bloku 254 rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Machnatka-2 o planowanej głębokości ok. 4.500 m. Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” prowadzone były prace przygotowawcze do wiercenia głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2, o planowanej głębokości 6.450 m.

W I półroczu 2011 roku na obszarze „Karpaty Wschodnie” wykonano 136 km sejsmiki 2D i przystąpiono do przetwarzania danych. Rozpoczęto również realizację nowego zdjęcia sejsmicznego 2D w rejonie Jordanów.

## 1.2. Prace poszukiwawcze za granicą

### Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W I półroczu 2011 roku prowadzono rekonstrukcję otworu Hallel-1 i rozpoczęto wiercenie otworu poziomego Hallel-X1. W okresie I półrocza 2011 roku wykonywano również przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D, uzyskanych w 2010 roku. W II półroczu 2011 roku przetwarzanie danych będzie kontynuowane oraz rozpocznie się ich interpretacja.

### Dania

Od podpisania umowy cesji udziałów w 2007 roku PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsøfonden – 20%. W I półroczu 2011 roku opracowano i przedstawiono DEA (Danish Energy Agency) projekt wiercenia. W II półroczu 2011 roku rozpocznie się wiercenie otworu poszukiwawczego.

### Egipt

W Egipcie PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100 % udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W związku z niestabilną sytuacją polityczną w Egipcie na początku 2011 roku wycofano czasowo polskich pracowników Oddziału PGNiG S.A. w Egipcie, co nie spowodowało opóźnień w pracach poszukiwawczych. W I półroczu 2011 roku zostały zakończone połowe badania grawimetryczne wraz z ich interpretacją. W II półroczu 2011 roku planowane jest wykonanie 1.600 km profili 2D.

### Norwegia

Spółka PGNiG Norway AS, wspólnie z partnerami, prowadzi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%.

W I półroczu 2011 roku pływająca jednostka wydobywcza, magazynowania i załadunku (FPSO), przy użyciu której będzie się odbywać eksploatacja złoża Skarv, została przetransportowana do Norwegii. Zakończona została również instalacja wszystkich podmorskich struktur (płyty fundamentowe, gazociągi itp.) na złożach Skarv i Idun. Zainstalowanie na pełnym morzu platformy FPSO i rozpoczęcie wydobycia ze złoża Skarv planowane jest na II półrocze 2011 roku.

Ponadto w I półroczu 2011 roku wykonany został odwiert rozpoznawczy na odkrytym w 2010 roku złożu Snadd North. Natomiast na koncesji PL419, w związku z negatywnym wynikiem odwiertu poszukiwawczego, odstąpiono od dalszych prac.

W I półroczu 2011 roku PGNiG Norway AS w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej objęła na Norweskim Szelfie Kontynentalnym:

- 20% udziałów w koncesji PL599, na której bezpośrednim operatorem została spółka BG Norge AS (40% udziałów)
- 30% udziałów w koncesji PL600, na której bezpośrednim operatorem została spółka Dana Petroleum (70% udziałów).

18 czerwca 2011 roku, ze względu na małą przepuszczalność skał, w których zgromadzony jest gaz odkryty na koncesji PL326, udziałowcy podjęli decyzję o odstąpieniu od dalszych prac na tej koncesji.

### Libia

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii. Do lutego 2011 roku Spółka wykonała akwizycję 3.000 km profili 2D oraz 1.087 km<sup>2</sup> profili 3D, jak również szereg analiz geologicznych. Ponadto w I półroczu 2011 roku prowadzona była ewaluacja danych sejsmicznych 2D, wykonywana we współpracy z PGNiG S.A.

W związku z sytuacją polityczną w lutym 2011 roku wycofano z Libii wszystkich polskich pracowników POGC-Libya B.V. W marcu 2011 roku spółka złożyła do National Oil Corporation informację o zaistnieniu siły wyższej. Złożenie informacji o sile wyższej powoduje zawieszenie realizacji umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) do chwili ustąpienia sytuacji, będącej podstawą złożenia takiego oświadczenia. Decyzja o prowadzeniu dalszych prac zostanie podjęta w zależności od rozwoju sytuacji politycznej w Libii.

## 1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W I półroczu 2011 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie prowadziły wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych i eksploatacyjnych oraz wiercenia na potrzeby podziemnych magazynów gazu. Na rynku krajowym wiercenia wykonywane były głównie dla PGNiG S.A. Poza GK PGNiG spółki realizowały prace wiertnicze m.in. dla KGHM Polska Miedź S.A. na obszarze koncesyjnym złóż rud miedzi, dla firm poszukujących niekonwencjonalnych złóż gazu: Energia Zachód Sp. z o.o. (poszukiwanie tight gas) i Saponis Investments Sp. z o.o. (poszukiwanie shale gas), dla NWR Karbonia Sp. z o.o. (poszukiwanie surowców stałych), dla Zakładu Komunalnego Kleszczów Sp. z o.o. (otwór geotermalny) oraz dla "Calenergy Resources Poland" Sp. z o.o. i FX Energy Poland Sp. z o.o. Za granicą wiercenia prowadzone były głównie w Kazachstanie, Ugandzie, Czechach, Pakistanie, Mozambiku i na Ukrainie. Wiercenia dla Turkish Petroleum Overseas Company w Libii zostały przerwane z powodu konfliktu zbrojnego.

Spółki świadczyły również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego, m.in. zabiegi intensyfikacji wydobywania, usługi płuczkowe, cementacyjne oraz remonty, rekonstrukcje, likwidacje i modernizacje odwiertów. W kraju głównym odbiorcą usług serwisowych była GK PGNiG. Dla inwestorów spoza GK PGNiG wykonywano m.in. prace serwisów specjalistycznych dla Energia Zachód Spółka z o.o. i Transwiert Sp. z o.o., rekonstrukcje i prace serwisowe dla FX Energy Poland Sp. z o.o. oraz zabiegi intensyfikacyjne dla RWE Dea AG S.A. i dla „Park Wodny – Bania” Sp. z o.o. Za granicą Spółki wykonywały prace intensyfikacyjne przy użyciu urządzenia coiled tubing w Czechach i na Słowacji, prace cementacyjne na Litwie, prace rekonstrukcyjne w Rosji oraz usługi serwisu Datawell na Ukrainie.

W I półroczu 2011 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu sejsmiki polowej, projektowania i akwizycji oraz przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, jak również wykonywały pomiary geofizyczne i usługi wiertnicze. Na rynku krajowym spółki prowadziły prace sejsmiczne dla FX Energy Poland Sp. z o.o., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o., ExxonMobil Global Services Company, Lane Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Oculis Energy Sp. z o.o. i RWE Dea AG S.A. Na rynkach zagranicznych usługi z zakresu geofizyki wiertniczej wykonywano dla NAFTA A.S. na Słowacji i MND Production A.S. w Czechach, akwizycję danych sejsmicznych dla kontrahentów z Indii i Niemiec, a przetwarzanie danych dla kontrahentów głównie z Indii i USA. Dla GK PGNiG spółki wykonywały pełny zakres usług geofizycznych.

## 2. Wydobywanie

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. wydobyla 2,1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) oraz 212,6 tys. ton ropy naftowej. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w I półroczu 2011 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

		Jednostka	I półrocze 2011
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup> *	2 126,0
a	wysokometanowy, w tym	mln m <sup>3</sup>	807,1
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m <sup>3</sup>	0
	- Oddział w Sanoku	mln m <sup>3</sup>	807,1
b	zaazotowany, w tym	mln m <sup>3</sup> *	1 318,9
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m <sup>3</sup> *	1 283,4
	- Oddział w Sanoku	mln m <sup>3</sup> *	35,5
2	Ropa naftowa	tys. ton	212,6
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	188,8
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	23,8

\* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Na terenie działania Oddziału w Sanoku włączono do eksploatacji złoża Jeżowe oraz podłączono 10 odwiertów na złożach będących już w trakcie eksploatacji. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego z podłączonych odwiertów wynosi około 12 tys. m<sup>3</sup>/h. Natomiast na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze włączono do eksploatacji złoża: Elźbieciny, Jabłonna, Jabłonna S i Jabłonna W, o łącznej zdolności wydobywczej około 18 tys. m<sup>3</sup>/h gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Złoża te zasilają Odazotownię Grodzisk. Ponadto, w ramach współpracy ze spółką FX Energy Poland Sp. z o.o., zostało włączone do eksploatacji złożo Kromolice o zdolności wydobywczej około 5,6 tys. m<sup>3</sup>/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Dla ograniczenia naturalnego spadku wydobycia przeprowadzono w I półroczu 2011 roku remonty 17 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację. Ponadto wykonano zabiegi intensyfikacyjne, których celem było utrzymanie bądź poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności w odwiertach do zatłaczania wód złożowych.

W wyniku przeróbki ropy naftowej i gazu ziemnego uzyskiwane są produkty handlowe. Poniższa tabela przedstawia pozataryfową sprzedaż gazu ziemnego (w tym LNG) oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił 84%.



## Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2011
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup>	332,1
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m <sup>3</sup>	30,0
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m <sup>3</sup>	302,1
2 Ropa naftowa	tys. t.	217,9
3 Kondensat	tys. t.	0,8
4 Hel	mln m <sup>3</sup>	1,6
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	8,9
6 Azot	tys. kg	221,0
7 Siarka	tys. t.	10,5

\* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. kontynuowała sprzedaż ropy naftowej do Rafinerii Trzebinia S.A. i TOTSA TOTAL OIL TRADING S.A. w ramach umów zawartych w 2009 roku oraz do Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. w ramach dziesięcioletniego kontraktu z 2007 roku.

GK PGNiG sprzedała poza granice kraju 35% wolumenu ropy naftowej oraz 75% helu. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do niemieckiej rafinerii, natomiast większość wolumenu helu sprzedano w formie ciekłej zagranicznym odbiorcom hurtowym, którzy dokonują jego dystrybucji w krajach europejskich.

Podziemne magazyny gazu segmentu poszukiwanie i wydobywanie

GK PGNiG kontynuowała prace związane z rozbudową PMG Strachocina. W I półroczu 2011 roku rozpoczęto próbne zatłaczanie gazu w celu określenia charakterystyki pracy magazynu. Pojemności czynne magazynów na dzień 30 czerwca 2011 roku wykorzystywane na potrzeby wydobywania przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie w mln m<sup>3</sup>

Gaz wysokometanowy	30 czerwca 2011
Brzeźnica (E)	65,0
Strachocina (E)	150,0
Swarzów (E)	90,0
Gaz zaazotowany	30 czerwca 2011
Daszewo (Ls)	30,0
Bonikowo (Lw)	200,0

### 3. Planowane działania

#### Poszukiwanie złóż

W II półroczu 2011 roku GK PGNiG planuje prowadzenie prac geofizycznych i wiertniczych, obejmujących kilkadziesiąt obiektów poszukiwawczych, rozmieszczonych na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niżu Polskiego. Przewiduje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwawcze, w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż shale gas i tight gas. Planowane są dalsze prace w otworze Lubocino-1 (shale gas), jak również zakończenie wiercenia otworu Pławce-2 (tight gas; we współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o.) i kontynuacja wiercenia otworu Dukla-1 oraz rozpoczęcie wiercenia kolejnych otworów. W Pakistanie i w Egipcie kontynuowane będą prace geofizyczne, a w Danii wiercenie otworu poszukiwawczego. Ponadto w II połowie 2011 roku GK PGNiG będzie prowadziła działania zmierzające do pozyskania nowych koncesji na poszukiwanie węglowodorów w USA.

#### Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W II połowie 2011 roku GK PGNIG będzie świadczyła usługi w zakresie prac wiertniczych w Egipcie, Libii, na Ukrainie i na Słowacji. W kraju planowane są m.in. wiercenia w poszukiwaniu złóż węglowodorów, w tym złóż niekonwencjonalnych, oraz rud metali.

Rekonstrukcje, likwidacje, intensyfikacje wydobycia i pomiary parametrów złożowych wykonywane będą na Ukrainie, w Czechach, Rosji i Danii oraz dla odbiorców na rynku krajowym. Natomiast usługi geofizyczne będą realizowane m.in. dla firm Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., DPV Sernice, Energia Zachód Sp. z o.o. i RWE Dea AG S.A oraz dla odbiorców w Niemczech, Austrii, Egipcie i Indiach.

#### Wydobycie gazu ziemnego

W 2011 roku GK PGNiG planuje wydobycie ze złóż krajowych na poziomie ok. 4,3 mld m<sup>3</sup> gazu w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup>. W II półroczu 2011 roku przewiduje się podłączenie do eksploatacji złóż Nowosielec i Łękawica, dwóch odwiertów na złożu Dzików oraz, we współpracy ze spółką FX Energy Poland Sp. z o.o., podłączenie odwiertu na złożu Kromolice S.

Termin rozpoczęcia wydobycia ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, planowany wstępnie na sierpień 2011 roku, ulegnie przesunięciu na koniec 2011 roku. Zmiana terminu rozpoczęcia wydobycia wynika z przeprowadzanych w stoczni testów i dodatkowych prac na pływającej jednostce wydobywczej FPSO. Zaktualizowaną prognozowaną wielkość wydobycia gazu ziemnego ze złoża Skarv PGNiG S.A. opublikuje po otrzymaniu informacji od operatora.

#### Wydobycie ropy naftowej

W 2011 roku GK PGNiG planuje wydobycie ok. 460 tys. ton ropy naftowej ze złóż krajowych. Zmniejszenie planowanego wydobycia wynika z czasowego wstrzymania odbioru gazu, uzyskanego w wyniku odgazowania ropy naftowej z kopalni Dębno, przez jednego z klientów, jak również z konieczności ograniczenia dostaw ropy naftowej do klientów spowodowanego nieplanowanym remontem głównego zbiornika na ropę w kopalni Dębno.

Termin rozpoczęcia wydobycia ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, planowany wstępnie na sierpień 2011 roku, ulegnie przesunięciu na koniec 2011 roku. Zmiana terminu rozpoczęcia wydobycia wynika z przeprowadzanych w stoczni testów i dodatkowych prac na pływającej jednostce wydobywczej FPSO. Zaktualizowaną prognozowaną wielkość wydobycia ropy naftowej ze złoża Skarv PGNiG S.A. opublikuje po otrzymaniu informacji od operatora.

### Podziemne magazyny gazu

W II połowie 2011 roku zostanie zakończony projekt rozbudowy PMG Strachocina. Rozbudowa PMG Strachocina ma na celu zwiększenie pojemności czynnej magazynu do 330 mln m<sup>3</sup>.

## 4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

### Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą bieżącego wydobycia, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognoz wydobycia są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod dane w zakresie ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że cykl od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji zamyka się w okresie 6-8 lat, a cykl produkcji węglowodorów wynosi 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG S.A.

### Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu łupkowego (shale gas i tight gas). W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

### Konkurencja

W kraju i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. 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.

### Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w myśl aktualnych przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac polowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przestrzegania przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac. Powyższe powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac upływa kolejnych kilka miesięcy. Często są również przypadki bardzo długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

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

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

Są to czynniki istotnie opóźniające działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto obowiązek stosowania przez PGNiG S.A. ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji powoduje opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.

### Koszty prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych ma poziom cen produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych.

### Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

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

### Wykwalifikowana kadra

Obecność firm zagranicznych na polskim rynku nasiliła zjawisko przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów z dziedziny poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. W krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

### Nieprzewidziane zdarzenia

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

### Zmiany prawne

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

### Sytuacja polityczno-gospodarcza

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

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

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

## Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

### 1. Zakupy

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnioterminowych na dostawy gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG:

- Kontraktu kupna-sprzedaży 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 Lasów 2008 z dnia 29 września 2008 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2011 roku.

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

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m<sup>3</sup>)

	I półrocze 2011	%
Import w tym:	5 875,9	99,1%
- OOO "Gazprom eksport"	5 356,8	91,2%
- VNG AG	448,9	7,6%
- Pozostali dostawcy zagranicni	70,2	1,2%
Dostawcy krajowi	53,1	0,9%
<b>Razem</b>	<b>5 929,0</b>	<b>100,0%</b>

Od 1 stycznia 2011 roku spółka NAK „Naftogaz Ukrainy” wstrzymała dostawy gazu przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k/Hrubieszowa na granicy polsko-ukraińskiej, dostarczanego do Polski na podstawie umowy na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku. Do dnia sporządzenia sprawozdania dostawy gazu dla rejonu Hrubieszowa przez NAK „Naftogaz Ukrainy” nie zostały wznowione. PGNiG S.A. poszukuje innych dostawców, którzy zagwarantowaliby dostawy gazu ziemnego do punktu Zosin. Pomimo wstrzymania dostaw gazu z kierunku ukraińskiego zapotrzebowanie na paliwo gazowe w rejonie Hrubieszowa zapewnione jest na odpowiednim poziomie.

#### Nowe umowy

21 marca 2011 roku PGNiG S.A. i OOO „Gazprom export” podpisały aneks do Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. Strony uzgodniły możliwość zwiększenia dobowego odbioru gazu ziemnego w punkcie zdawczo-odbiorczym Wysokoje do 15 mln m<sup>3</sup> na dobę, przy zachowaniu dotychczasowego poziomu rocznych ilości kontraktowych.

13 maja 2011 roku PGNiG S.A. podpisała z Vitol SA Umowę Indywidualną sprzedaży gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego na granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna. W ramach tej umowy dostawy gazu w ilości około 550 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie realizowane będą w okresie od 1 października 2011 roku do 1 października 2014 roku. Gaz będzie dostarczany przez nowo wybudowany interkonektor, który połączył systemy gazowe Polski i Czech.

13 maja 2011 roku PGNiG S.A. podpisała z VNG-Verbundnetz Gas AG Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego Lasów. Dostawy gazu realizowane były w okresie od 17 maja 2011 roku do 3 lipca 2011 roku.

30 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. podpisała z VNG-Verbundnetz Gas AG Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego Lasów. Dostawy gazu realizowane będą w okresie od 3 lipca 2011 roku do 30 września 2011 roku lub do momentu odebrania całości zakontraktowanego gazu.

## 2. Sprzedaż

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 31,0 tys. nowych odbiorców.

11 marca 2011 roku została podpisana umowa kompleksowa na dostawy paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. Paliwo gazowe przeznaczone będzie na zasilenie bloku gazowo-parowego. Planowany roczny wolumen odbioru paliwa gazowego wynosi ok. 540 mln m<sup>3</sup>. Umowa została zawarta na okres 14 lat od dnia rozpoczęcia dostaw. Rozpoczęcie realizacji umowy nastąpi po spełnieniu warunków zawieszających określonych w umowie. Szacunkowa wartość umowy w całym okresie jej obowiązywania wynosi ok. 9,7 mld zł.

W dniach 27-29 czerwca 2011 roku zostało podpisanych sześć umów pomiędzy PGNiG S.A. a:

- Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.

Przedmiotem umów jest świadczenie przez Spółki Gazownictwa na rzecz PGNiG S.A. usług dystrybucji paliwa gazowego. Umowy obowiązują od dnia 29 czerwca 2011 roku do 28 czerwca 2015 roku. Szacowana łączna wartość umów w całym okresie ich obowiązywania wynosi ok. 14 mld zł.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. W I półroczu 2011 roku sprzedaż gazu ziemnego kształtowała się na porównywalnym poziomie do I półrocza 2010 roku. GK PGNiG prowadziła sprzedaż gazu głównie na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie GK PGNiG w I półroczu 2011 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

### Struktura sprzedaży podstawowych produktów

		Jednostka	I półrocze 2011
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup>	7 216,3
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m <sup>3</sup>	6 944,7
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m <sup>3</sup>	271,6
2	Propan-butan	tys. t.	0,9

\* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, hutnictwo i energetyka oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,4 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów GK PGNiG. Udział powyższej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży wyniósł 29%.

Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (57%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m<sup>3</sup>)

	I półrocze 2011	%
Odbiorcy przemysłowi	4 085,4	56,6%
Handel, usługi	873,2	12,1%
Odbiorcy domowi	2 118,7	29,4%
Odbiorcy hurtowi	116,1	1,6%
Eksport	22,9	0,3%
<b>Razem</b>	<b>7 216,3</b>	<b>100,0%</b>

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. wspólnie z Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. kontynuowała proces inwestycyjny przedstawiania urządzeń gazowych u odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), wytworzony na bazie LNG w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim.

Ponadto PGNiG S.A. kontynuowała projekt inwestycyjny w ramach podpisanej ze „ZRUG” Sp. z o.o. w Poznaniu umowy na budowę sieci gazowej na terenie gminy Rakoniewice. Projekt obejmuje budowę gazociągu średniego ciśnienia o długości około 75 km. Realizacja inwestycji wpłynie na zwiększenie liczby zawieranych umów przyłączeniowych oraz wzrost wolumenu sprzedaży gazu.

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. rozpoczęła realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Elk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja jest kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Elk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Zakończenie budowy powyższych instalacji planowane jest na 2013 rok.

### 3. Magazynowanie

Funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM) od 2009 roku pełni PGNiG S.A. W marcu 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wnioski o wyznaczenie spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Operatorem Systemu Magazynowania paliw gazowych oraz wnioski o udzielenie koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych. Ma to na celu wypełnienie obowiązków wynikających z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowania nie zostały zakończone.

Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych (pojemność czynna, moc załączania i moc odbioru) oraz handlu usługami magazynowymi zostały opracowane w formie „Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowych”. W dniu 30 czerwca 2011 roku, po przeprowadzonych konsultacjach społecznych, wszedł w życie znowelizowany „Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych”.

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG kontynuowała budowę czterech kawern KPMG Mogilno i nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo oraz prowadziła budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice. Pojemności czynne magazynów przedstawia poniższa tabela.



Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie (w mln m<sup>3</sup>)

	30 czerwca 2011
Husów	350,0
Mogilno	377,9
Wierzchowice	575,0

#### 4. Planowane działania

W II półroczu 2011 roku GK PGNiG będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno oraz PMG Wierzchowice. Zakończenie budowy części napowierzchniowej PMG Wierzchowice planowane jest na koniec 2011 roku. Ponadto Spółka kontynuować będzie budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

#### 5. Ryzyka obrotu i magazynowania

##### Konkurencja

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu szacowany jest na około 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Jednakże w kolejnych latach istnieje ryzyko utraty obecnych, jak i potencjalnych klientów PGNiG S.A. na rzecz podmiotów zajmujących się obrotem gazem. Wśród tych przedsiębiorstw są lokalni dystrybutorzy gazu, którzy posiadają własną infrastrukturę przesyłową i oferują (poza tradycyjnymi dostawami sieciowymi) nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG.

##### Magazynowanie

Od dnia 1 października 2012 roku ustawa o zapasach wprowadza obowiązek zwiększenia wielkości zapasu obowiązkowego z 20 dni do 30 dni średniorocznego importu. W przypadku opóźnienia procesu inwestycyjnego istnieje ryzyko braku możliwości zgromadzenia przez PGNiG S.A. takiego zapasu ze względu na niewystarczające pojemności magazynowe.

##### Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

16 grudnia 2010 roku Prezes URE nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 2 mln zł za naruszenie warunku udzielonej Spółce koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą poprzez nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007 i 2008. Poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku określone są w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. 4 stycznia 2011 roku PGNiG S.A. złożyła, za pośrednictwem Prezesa URE, do Sądu Okręgowego w Warszawie odwołanie od powyższej decyzji. Spółka zakwestionowała w całości decyzję Prezesa URE, zarzucając jej m.in. naruszenie przepisów konstytucji, błędną wykładnię i niewłaściwe zastosowanie przepisów ustawy Prawo energetyczne. Ponadto, w celu uniknięcia podobnych sytuacji w kolejnych latach, PGNiG S.A. zwróciła się do Trybunału Konstytucyjnego z pytaniem prawnym co do zgodności rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy z konstytucją.

Brak zmian w powyższym rozporządzeniu może spowodować, że do momentu rozpoczęcia dostaw gazu z innych kierunków (m.in. poprzez terminal LNG) Prezes URE będzie nakładał na Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji.

## Rozdział VII: Dystrybucja

### 1. Działalność Spółek Gazownictwa

W I półroczu 2011 roku Spółki Gazownictwa zajmowały się przede wszystkim przesyłaniem siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego. Na podstawie decyzji Prezesa URE Spółki Gazownictwa od połowy 2007 roku posiadają status Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Spółki Gazownictwa prowadziły również prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonywały przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i rozbudowywanej. Ponadto spółki kontynuowały wymianę najbardziej awaryjnych odcinków gazociągów żeliwnych oraz modernizowały gazociągi o długim okresie użytkowania, których dalsza eksploatacja zagrażała bezpieczeństwu i powodowała duże straty gazu.

Do największych zadań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci gazowej realizowanych przez Spółki Gazownictwa w I półroczu 2011 roku należały:

- kontynuacja prac projektowych związanych z modernizacją gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski; inwestycja ma na celu poprawę bezpieczeństwa eksploatacji sieci; realizacja projektu rozłożona jest do roku 2015
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji gmin Blachownia, Herby, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów, Krzepice; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową o długości ok. 18 km, relacji Blachownia-Kłobuck, gazociągów w/c i s/c oraz dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych dla miast Herby i Blachownia oraz gazociągu s/c o długości ok. 52 km dla Wręczyca Wielkiej i Kłobucka
- rozpoczęcie prac projektowych związanych z modernizacją gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów-Kielce; inwestycja ma na celu poprawę bezpieczeństwa eksploatacji sieci; realizacja projektu rozłożona jest do końca 2015 roku
- kontynuacja budowy (II etap) gazociągu w/c w ramach zadania inwestycyjnego „Drugostronne zasilanie miasta Torunia”; inwestycja ma na celu zapewnienie dostaw gazu dla miasta Torunia, odbiorców przemysłowych, gmin Łysomice, Wielka Nieszawka oraz dla Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej; w I półroczu zakończono opracowanie dokumentacji projektowo-kosztorysowej gazociągu w/c relacji Ostaszewo-Różankowo oraz uzyskano wszystkie pozwolenia na budowę
- zakończenie rewitalizacji gazociągu w/c o długości około 20 km relacji Zdieszowice-Płużniczka, w miejscowości Olszowa (strefa ekonomiczna gmina Ujazd)
- kontynuacja prac projektowych dla I etapu gazyfikacji miejscowości Długołęka, Domaszczyn, Kamień, Szczodre w gminie Długołęka; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c i stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia
- rozpoczęcie prac projektowych związanych z przestawianiem odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), w miejscowości Suwałki; projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG, gazociągu s/c o długości ok. 21 km wraz z przyłączami oraz stacji redukcyjno-pomiarowej.

Spółki Gazownictwa prowadziły również prace w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na realizację których spółkom przyznano dofinansowanie z funduszy unijnych. Do największych z nich należały:

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; inwestycja obejmuje m.in.: budowę gazociągów w/c o łącznej długości ok. 83 km; w I półroczu 2011 roku rozpoczęto budowę I etapu gazociągu w/c relacji Szczytno-

- Rybno oraz wyłoniono wykonawcę na opracowanie dokumentacji projektowo-kosztorysowej dla gazociągu w/c relacji Młynowo-Muławki i stacji redukcyjno-pomiarowej w Mikołajkach
- kontynuacja projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c relacji Kolnik-Gdańsk z obiektami towarzyszącymi i stacją redukcyjno-pomiarową, budowę stacji pomiarowej w/c dla Grupy LOTOS S.A. wraz z przyłączem, budowę sieci gazowej s/c na terenie wsi Wiślinka oraz Wyspy Sobieszewskiej; realizacja inwestycji rozłożona jest do końca 2015 roku; w I półroczu 2011 roku prowadzono prace w celu uzyskania wymaganych prawem zgód i pozwoleń
  - rozpoczęcie prac projektowych związanych z budową gazociągu w/c o długości ok. 56 km, relacji Kamień-Włodawa; realizacja projektu rozłożona jest do roku 2015
  - kontynuacja gazyfikacji gmin Komprachcice i Dąbrowa; inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c o długości ok. 62 km; oddanie gazociągów do użytku planowane jest na lata 2011-2012; w I półroczu 2011 roku projekt uzyskał niezbędne pozwolenia na budowę
  - opracowanie dokumentacji do przetargu na wyłonienie wykonawcy I etapu gazyfikacji gmin Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria i Żabia Wola; inwestycja obejmuje wybudowanie ok. 100 km gazociągu s/c i ok. 1.400 przyłączy w latach 2011-2014.

W poniższej tabeli przedstawiono wolumen gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym, długość sieci dystrybucyjnej, liczbę odbiorców gazu, liczbę nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci oraz stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2011 roku.

#### Podstawowe dane o Spółkach Gazownictwa

	Jednostka	DSG	GSG	KSG	MSG	PSG	WSG
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym	mln m <sup>3</sup>	524,0	901,4	1 087,2	1 141,5	522,2	856,0
Długość sieci bez przyłączy	km	7 744,1	20 961,7	44 899,5	19 024,5	9 658,0	15 590,3
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę	tys. szt.	746,8	1 302,2	1 436,9	1 507,2	741,5	911,4
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci	tys. szt.	2,6	2,9	2,4	10,4	2,1	3,4
Zatrudnienie	osoby	1 428	2 612	3 309	2 922	1 773	1 827

## 2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji

Do największych projektów inwestycyjnych planowanych na II półrocze 2011 roku należą:

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”
- kontynuacja projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”
- kontynuacja prac projektowych związanych z modernizacją gazociągów w/c Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski oraz Parszów-Kielce
- kontynuacja prac związanych z gazyfikacją miast Herby i Blachownia
- rozpoczęcie prac budowlanych w Komprachcicach i Dąbrowie
- gazyfikacja gmin Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria i Żabia Wola

Ponadto w najbliższych latach Spółki Gazownictwa koncentrować się będą na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości przesyłanego gazu przez:

- rozbudowę infrastruktury gazociągów dla nowych odbiorców
- zapewnienie niezbędnych zdolności transportowych i źródeł zasilania systemu gazowego
- wymianę gazociągów łączonych kielichowo oraz modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia
- zastosowanie nowych systemów dystrybucji gazu przy wykorzystaniu technologii LNG
- dystrybucję biogazu
- poprawę jakości obsługi klienta
- wykorzystanie funduszy unijnych do refinansowania rozbudowy systemów dystrybucyjnych.

### 3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

#### Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że Spółki Gazownictwa narażone są na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się przesyłaniem gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców. Ponadto pojawiły się firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych, również w przypadku konieczności zmiany obszaru świadczonych usług. Na pozycję konkurencyjną Spółek Gazownictwa wpływa również polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, uniemożliwiająca spółkom prowadzenie elastycznej polityki cenowej dla ważnych odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla odbiorców spółek.

#### Ustawodawstwo

Istotnym czynnikiem wpływającym na działalność Spółek Gazownictwa jest długi czas przygotowania inwestycji do realizacji. Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek sporządzania obszernej i czasochłonnej dokumentacji projektowej i formalno-prawnej niezbędnej do rozpoczęcia realizacji inwestycji.

#### Substytucja

Szeroki i szybki dostęp do alternatywnych nośników energii, tj. olej opałowy, gaz płynny propan-butan, węgiel kamienny, energia elektryczna bądź ciepło wytwarzane w centralnych elektrociepłowniach, ciepłowniach miejskich lub osiedlowych może osłabić pozycję Spółek Gazownictwa na lokalnych rynkach energii.

## Rozdział VIII: Pozostała działalność

### 1. Prace segmentu

W I półroczu 2011 roku spółki segmentu wybudowały około 50 km gazociągów przesyłowych zarówno dla odbiorców zewnętrznych, jak i na potrzeby GK PGNiG. Najważniejszymi realizowanymi kontraktami były: budowa gazociągu DN 300 relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG i gazociągu DN 200 relacji KGZ Kościan-KGHM Żukowice/Polkowice dla PGNiG S.A., gazociągu DN 500 relacji Taczalin-Radakowice dla OGP GAZ-SYSTEM S.A oraz gazociągu DN 800 dla Geoplin Plinowodi (Słowenia).

Dla odbiorców z GK PGNiG spółki segmentu świadczyły głównie usługi z zakresu robót budowlano-montażowych, w tym m.in. zagospodarowanie złoża Ryłowa-Rajsko i odwiertów Barnówko 12, Mostno 8k i 9H na złożu BMB, podłączenie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna oraz rozbudowa KGZ Paproć-Cicha Góra i PMG Strachocina. Ponadto spółki segmentu sporządzały dokumentacje projektowe instalacji przesyłu gazu oraz zajmowały się produkcją urządzeń wiertniczych, w tym m.in. ciśnieniowych urządzeń do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów, głowic, wieżb i części zamiennych do urządzeń eksploatacyjnych.

Natomiast dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu produkowały urządzenia i części zamienne do platform i statków wiertniczych oraz urządzenia dla górnictwa węglowego. Spółki świadczyły również usługi obejmujące m.in. prace projektowe instalacji do przesyłu gazu i roboty budowlano-montażowe związane z przebudową wężła rozdzielczo-pomiarowego gazu w Jarosławiu, budową rurociągu tlenowego DN 250 relacji Dąbrowa Górnicza-Zawiercie oraz instalacji kanalizacyjnej w Dąbrowie Górniczej. Ponadto spółki zajmowały się remontami urządzeń dla górnictwa węglowego, wykonywały prace spawalnicze na gazociągu DN 1400 „OPAL” w Niemczech, a także świadczyły usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej.

W I półroczu 2011 roku PGNiG Energia S.A. kontynuowała działania organizacyjne i inwestycyjne projektu „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli”, w ramach których podpisano umowę o funkcjonowaniu spółki celowej (SPV) Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A., podwyższono kapitał zakładowy spółki (SPV) oraz rozpoczęto procedurę wyboru generalnego wykonawcy.

#### Wydarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

23 sierpnia 2011 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów, podpisała ze spółką Vattenfall AB przedwstępną umowę sprzedaży akcji. Przedmiotem umowy jest nabycie 24.591.544 akcji spółki Vattenfall Heat Poland S.A., które stanowią ponad 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniają do ponad 99,8% głosów w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland S.A.

Wartość transakcji na dzień podpisania umowy przedwstępnej wynosiła około 2,96 mld zł, co odpowiadało wartości przedsiębiorstwa na poziomie około 3,5 mld zł. Wysokość ostatecznej ceny nabycia będzie zależna od daty zamknięcia transakcji sprzedaży akcji. Akcje są akcjami imiennymi o wartości nominalnej 10,00 zł każda i łącznej wartości nominalnej 245.915.440,00 zł

Przeniesienie własności akcji nastąpi po zawarciu ostatecznej umowy sprzedaży akcji oraz po spełnieniu warunku zawieszającego w postaci uzyskania zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na dokonanie koncentracji. W przypadku braku uzyskania powyższej zgody w terminie dziewięciu miesięcy, umowa automatycznie wygasa.

W celu sfinansowania nabycia akcji Vattenfall Heat Poland S.A. wraz ze wszystkimi kosztami transakcyjnymi PGNiG S.A. udzieliła spółce PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. pożyczkę do kwoty 3,78 mld zł, na okres do 31 grudnia 2012 roku.

Nabycie akcji Vattenfall Heat Poland S.A. stanowi realizację jednego z celów strategicznych GK PGNiG w sektorze energetycznym. Podstawowym przedmiotem działalności Vattenfall Heat Poland S.A. jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej zainstalowanej w źródłach wytwórczych i zaspokaja ok. 75% potrzeb ciepłych rynku warszawskiego. Głównym odbiorcą spółki jest SPEC S.A.

## 2. Planowana działalność

W II półroczu 2011 roku segment prowadzić będzie prace rozpoczęte w poprzednim okresie sprawozdawczym, jak i rozpocząć realizację nowych projektów. Kontynuowana będzie m.in. budowa gazociągu DN 300 relacji Mieszalnia Kłodawa-KRniGZ LMG, gazociągu DN 200 relacji KGZ Kościan-KGHM Żukowice/Polkowice, gazociągu DN 800 na Słowenii oraz zagospodarowanie złoża Ryłowa-Rajsko i odwiertów na złożu BMB. Ponadto segment planuje pozyskanie nowych zleceń m.in. na budowę gazociągów przesyłowych i kopalni gazu ziemnego, rozbudowę węzłów redukcyjno-pomiarowych gazu oraz na budowę sieci kanalizacyjnej.

Spółki segmentu zamierzają utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, w tym: elementów wyposażenia powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych oraz platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy i gazu oraz projektowania systemów gazownictwa i usług budowlano-montażowych na obiektach naftowo-gazowniczych.

PGNiG Energia S.A. w II półroczu 2011 roku nadal prowadzić będzie prace nad projektem „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli”. W dalszym ciągu trwały będą również prace nad uzyskaniem członkostwa w Towarowej Giełdzie Energii i rozpoczęciem obrotu prawami majątkowymi do świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

## 3. Ryzyka pozostałej działalności

### Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska opóźniają znacznie termin rozpoczęcia inwestycji i narażają spółki na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży.

### Konkurencja

Na działalność spółek segmentu świadczących usługi budowlano-montażowe i produkujących urządzenia wiertnicze istotny wpływ ma rosnąca konkurencja ze strony polskich spółek i firm zagranicznych działających zarówno za granicą, jak i wchodzących na polski rynek. Przy obecnym poziomie inwestycji realizowanych w obszarze działania segmentu zwiększająca się konkurencja powoduje m.in. utrzymywanie się niskiej ceny na usługi świadczone przez spółki segmentu. Natomiast w zakresie projektowania instalacji do przesyłu gazu niekorzystnym zjawiskiem, powodującym zmniejszenie się możliwości zawiązania konsorcjum z firmami wykonawczymi i uzyskiwaniem nowych zamówień, jest przejmowanie przez duże firmy wykonawcze średniej wielkości biur projektowych oraz powstawanie nowych biur projektowych wewnątrz firm

świadczących usługi w branży gazowniczej. Istotnym zagrożeniem w powyższym obszarze jest również rosnąca się konkurencja ze strony nowo powstałych konsorcjów.

#### Projekty energetyczne

Na zaangażowanie w projekty energetyczne istotny wpływ będą wywierać ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, których spadek może powodować niską opłacalność wytwarzania energii elektrycznej z gazowych układów kogeneracyjnych. Wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych, skutkujący wzrostem cen gazu ziemnego będzie przyczyniać się do obniżenia konkurencyjności paliwa gazowego stosunku do węgla energetycznego. Ponadto czynnikiem niepewności wpływającym na rentowność projektów energetycznych jest brak jasnego stanowiska organów administracji państwowej w sprawie podtrzymania systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej w postaci „żółtych certyfikatów” po 2012 roku.



## Rozdział IX: Inwestycje

W I półroczu 2011 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne wyniosły 1.956,1 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	I półrocze 2011
Poszukiwanie i wydobywanie	1 245,4
Obrót i magazynowanie	357,8
Dystrybucja	347,5
Pozostała działalność	5,4
<b>Razem</b>	<b>1 956,1</b>

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w Grupie Kapitałowej PGNiG.

### Poszukiwanie złóż

Nakłady inwestycyjne w obszarze poszukiwania złóż w kwocie 239,6 mln zł zostały poniesione głównie na 8 odwiertów pozytywnych (w tym 3 po rekonstrukcji), na odwierty, których realizacja nie została zakończona oraz na 10 odwiertów negatywnych (w tym 1 po rekonstrukcji), które zostały odniesione w koszty w bieżącym okresie sprawozdawczym.

### Projekt Skarv

Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przy wykorzystaniu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO), która w I półroczu 2011 roku została przetransportowana do Norwegii. Ponadto w I półroczu 2011 roku została zakończona instalacja wszystkich podmorskich struktur (płyty fundamentowe, gazociągi itp.) na złożach Skarv i Idun. Na projekt zagospodarowania złoża Skarv w I półroczu 2011 roku poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 326,6 mln zł.

### Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

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

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych
- budowę Terminalu Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno (zadanie zakończone w latach poprzednich)
- budowę gazociągu do Odazotowni Grodzisk, który umożliwi przesłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do Odazotowni Grodzisk.

W I półroczu 2011 roku prowadzono budowę Ośrodka Centralnego LMG. Łączna szacowana wartość projektu wynosi około 1,6 mld zł. Nakłady poniesione w I półroczu 2011 roku wyniosły 291,5 mln zł.

### Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu pochodzącego ze złóż gazu zaazotowanego po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) do parametrów gazu wysokometanowego. Projekt Grodzisk obejmował m.in.: zagospodarowanie złóż Paproć W, Wielichowo i Ruhocice, zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl-2k, modernizację KGZ Paproć, budowę gazociągu Przyłęk-KGZ Paproć oraz budowę Odazotowni Grodzisk.

W I półroczu 2011 roku kontynuowano rozbudowę KGZ Paproć-Cicha Góra i zagospodarowanie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna. Zakończenie projektu Grodzisk planowane jest na koniec 2011 roku. Całkowita szacowana wartość projektu wynosi około 463 mln zł. W I półroczu poniesiono nakłady w wysokości 62,0 mln zł.

### Podziemne magazyny gazu (poszukiwanie i wydobycie)

W I półroczu 2011 roku kontynuowane były prace związane z rozbudową PMG Strachocina, w ramach których wykonano dziewięć odwiertów. Ponadto zakończono prace budowlano-montażowe i rozpoczęto próbną zatłaczanie gazu w celu określenia charakterystyki pracy magazynu.

W obszarze podziemnych magazynów gazu segmentu poszukiwanie i wydobycie nakłady w wysokości 64,8 mln zł poniesiono głównie na kontynuację budowy części napowierzchniowej PMG Strachocina.

### Podziemne magazyny gazu (obróć i magazynowanie)

Nakłady inwestycyjne na podziemne magazyny gazu w segmencie obrót i magazynowanie wyniosły 324,7 mln zł i obejmowały:

- budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice
- kontynuację prac ługowniczych w kawernach PMG Kosakowo
- budowę czterech kawern KPMG Mogilno.

### Działalność dystrybucyjna

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 347,5 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej Spółki Gazownictwa głównie dokonywały przyłączeń nowych klientów oraz modernizowały i rozbudowywały sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale VII Dystrybucja.

### Pozostała działalność

W I półroczu 2011 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 5,4 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup środków transportu, maszyn i urządzeń produkcyjnych, sprzętu komputerowego, licencji, programów komputerowych, gruntów oraz rozbudowę i modernizację nieruchomości.

## Rozdział X: Ochrona środowiska

### Likwidacja odwiertów

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze, PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W I półroczu 2011 roku zlikwidowano 1 odwiert i 2 kopanki.

### System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2011 roku, w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (SHUE), PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów emisji CO<sub>2</sub> za 2010 rok. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO<sub>2</sub> z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2010 roku pozostało 18.278 Mg CO<sub>2</sub> wolnych jednostek emisji. W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno, a emisja CO<sub>2</sub> z tych instalacji wyniosła 81.156 Mg.

### Emisje metanu

W I półroczu 2011 roku rozpoczęto inwentaryzację emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Celem inwentaryzacji jest oszacowanie wielkości emisji metanu z poszczególnych elementów systemu, weryfikacja dotychczas stosowanych współczynników emisji oraz opracowanie ujednoliconych wskaźników i metod obliczeniowych emisji tego gazu. Ujednolicone i wiarygodne wskaźniki emisji metanu pozwolą na obniżenie kosztów opłat środowiskowych.

### Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG S.A. prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska. W pierwszej połowie 2011 roku zakończono badania uzupełniające na nieruchomościach w Kargowej, Zabrze, Łabiszynie i Międzyzlesiu oraz rozpoczęto prace rekultywacyjne na nieruchomościach w Pyrzycach i Koźminie Wielkopolskim o łącznej powierzchni ponad 9.000 m<sup>2</sup>. W II półroczu 2011 roku zostaną przeprowadzone badania uzupełniające na nieruchomości w Mrągowie i rekultywacje na nieruchomościach w Kargowej i w Radkowie.

### Zintegrowany System Zarządzania

W I półroczu 2011 roku Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wdrożyła Zintegrowany System Zarządzania. Audyt certyfikujący powyższy system został zakończony pozytywnie.

## Rozdział XI: Pozostałe informacje

### Podział zysku za rok 2010

20 kwietnia 2011 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2010 rok w wysokości 1.702,1 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 921,6 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 708,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,12 zł), z czego nie więcej niż 30,1 mln zł zostanie przekazane Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w postaci elementów systemu przesyłowego oraz w formie dywidendy pieniężnej, stanowiącej różnicę pomiędzy wartością dywidendy wynikającej z ilości posiadanych akcji a ostateczną wartością dywidendy rzeczowej
- kwotę 9,1 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 58,4 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników
- kwotę 5,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału rezerwowego pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji.

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 76,5 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 20 lipca 2011 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 6 października 2011 roku.

### Udzielenie absolutorium

20 kwietnia 2011 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2010.

### Projekt „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli”

W ramach projektu „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli” 11 marca 2011 roku zostały podpisane trzy znaczące umowy:

- umowa o funkcjonowaniu spółki celowej (SPV) Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A., zawarta pomiędzy PGNiG S.A., PGNiG Energia S.A., TAURON Polska Energia S.A., Elektrownią Stalowa Wola S.A. oraz Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. (zastąpiła ona umowę z dnia 7 maja 2010 roku w sprawie przygotowania i przeprowadzenia procesu inwestycyjnego budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli wraz z aneksem)
- umowa kompleksowa na dostawy paliwa gazowego do Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. pomiędzy PGNiG S.A. oraz Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A.
- umowa sprzedaży Energii Elektrycznej przez Elektrociepłownię Stalowa Wola S.A. spółkom PGNiG Energia S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A.

Rozpoczęcie realizacji wymienionych umów nastąpi po spełnieniu się szeregu warunków zawieszających.

### Emisja euroobligacji

25 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. zawarła dokumentację ustanowienia programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR z PGNiG Finance AB i trzema bankami (Societe Generale SA, BNP Paribas SA i UniCredit Bank AG). Ponadto w dniu 25 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. udzieliła gwarancji do kwoty 1,5 mld EUR spółce PGNiG Finance AB na spłatę zobowiązań wynikających z euroobligacji emitowanych w ramach powyższego programu. Termin obowiązywania gwarancji upływa 31 grudnia 2026 roku.

### Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. 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, toczyło się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Okręgowy w Warszawie przyjął apelację do rozpoznania. W dniu 4 lipca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko 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, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Okręgowy w Warszawie przyjął apelację do rozpoznania. W dniu 28 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko 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 zostało wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach oraz w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa toczą się od 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. Dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa i oddalił wniosek o uchylenie prawomocnego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa. Sąd Okręgowy na posiedzeniu w dniu 11 kwietnia 2011 roku wydał postanowienie o zawieszeniu postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach.

### Postępowania przed Prezesem UOKiK

28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

4 lipca 2011 roku PGNiG S.A. otrzymała zawiadomienie o wszczęciu postępowania antymonopolowego przez Prezesa UOKiK w sprawie nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego. W ocenie Prezesa UOKiK polegało ono na przeciwdziałaniu powstawaniu bądź rozwojowi konkurencji na krajowym rynku detalicznej i hurtowej sprzedaży gazu ziemnego poprzez ograniczanie możliwości wypowiedzenia umowy na dostarczanie paliwa gazowego. 1 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. wystosowała do Prezesa UOKiK pismo, w którym zakwestionowała w całości zarzut nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku gazu ziemnego oraz wniosła o umorzenie przedmiotowego postępowania.

W obu powyższych sprawach Prezes UOKiK może nałożyć na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

## Rozdział XII: Sytuacja finansowa

Śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011 roku zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2011 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu Śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały ujęte w Śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011 roku.

### 1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2011 roku wynik netto GK PGNiG wyniósł 1.004,9 mln zł i był o 10,7 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w I półroczu roku ubiegłego. Wzrost zysku netto spowodowany został przede wszystkim poprawą wyniku na działalności finansowej o 151,9 mln zł.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG w I półroczu 2011 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

- skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej
- skonsolidowanym rachunku zysków i strat
- skonsolidowanym sprawozdaniu z przepływów pieniężnych
- zestawieniu wybranych wskaźników finansowych.

## Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Aktywa trwałe (długoterminowe)	28 357,8	27 432,9
Rzeczowe aktywa trwałe	26 686,6	25 662,2
Nieruchomości inwestycyjne	9,5	9,9
Wartości niematerialne	240,9	246,7
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	555,4	555,8
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	51,2	170,5
Inne aktywa finansowe	9,7	39,9
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	729,6	676,8
Pozostałe aktywa trwałe	74,9	71,1
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	5 980,2	6 883,3
Zapasy	1 513,4	1 049,6
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 590,0	4 061,2
Należności z tytułu podatku bieżącego	228,0	229,6
Rozliczenia międzyokresowe	263,2	78,8
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	30,5	8,8
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	316,2	77,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 034,5	1 373,3
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	4,4	4,1
Suma aktywów	34 338,0	34 316,2



## Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł) - cd.

PASYWA	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Kapitał własny	23 892,1	23 519,5
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(71,4)	(57,3)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	14 178,0	12 268,2
Zyski (straty) zatrzymane	2 135,6	3 655,1
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	23 882,3	23 506,1
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	9,8	13,4
Zobowiązania długoterminowe	5 299,5	4 973,3
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 196,1	969,9
Rezerwy	1 572,0	1 501,1
Przychody przyszłych okresów	1 097,7	1 089,2
Rezerwa na podatek odroczony	1 412,1	1 392,0
Inne zobowiązania długoterminowe	21,6	21,1
Zobowiązania krótkoterminowe	5 146,4	5 823,4
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 187,9	3 291,5
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	632,1	1 229,2
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	162,2	104,4
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	126,6	226,0
Rezerwy	309,1	289,6
Przychody przyszłych okresów	728,5	682,7
Suma zobowiązań	10 445,9	10 796,7
Suma pasywów	34 338,0	34 316,2

## Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2011	I półrocze 2010
Przychody ze sprzedaży	11 523,4	10 761,9
Koszty operacyjne razem	(10 450,6)	(9 560,2)
Zużycie surowców i materiałów	(6 890,1)	(5 940,7)
Świadczenia pracownicze	(1 380,2)	(1 282,8)
Amortyzacja	(776,9)	(745,2)
Usługi obce	(1 567,5)	(1 518,1)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	481,4	361,5
Pozostałe koszty operacyjne netto	(317,3)	(434,9)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 072,8	1 201,7
Przychody finansowe	192,7	34,8
Koszty finansowe	(25,5)	(19,5)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(0,4)	(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 239,6	1 216,6
Podatek dochodowy	(234,7)	(222,4)
Zysk/Strata netto	1 004,9	994,2
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 003,5	991,9
Udziałom niekontrolującym	1,4	2,3
	1 004,9	994,2

## Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2011	I półrocze 2010
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 256,5	2 638,5
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 107,9)	(1 439,8)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(487,5)	(302,3)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(338,9)	896,4
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 372,9	1 196,3
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 034,1	2 092,7

Wskaźniki finansowe

## Rentowność

RENTOWNOŚĆ	I półrocze 2011	I półrocze 2010
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 072,8	1 201,7
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	1 849,7	1 946,9
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	4,2%	-
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	8,7%	9,2%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	2,9%	-

\* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

## Płynność

PŁYNNOŚĆ	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,1	1,2
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,8	1,0

## Zadłużenie

ZADŁUŻENIE	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	30,4%	31,5%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	43,7%	45,9%

\* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała spadek zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 128,9 mln zł w rezultacie pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 446,5 mln zł i był wyższy o 106,7 mln zł w relacji do I półrocza 2010 roku. Wzrost wyniku operacyjnego spowodowany został przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży ropy naftowej. W relacji do I półrocza 2010 roku nastąpiła znaczna poprawa rentowności sprzedaży ropy naftowej. Ceny, po jakich była realizowana sprzedaż tego surowca wzrosły o 34%, na co głównie wpłynął wzrost notowań ropy naftowej na rynkach światowych. Na poprawę zysku operacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie wpłynął również wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno-geologicznych oraz usług poszukiwawczych, co związane jest z intensyfikacją poszukiwania gazu łupkowego na terytorium Polski. Ponadto GK PGNiG odnotowała wzrost poziomu wydobycia paliw gazowych o 1% oraz wzrost produkcji gazu w odazotowniach o 5%.

### Obrót i magazynowanie

Spadek wyników finansowych nastąpił przede wszystkim w segmencie obrót i magazynowanie, gdzie zysk operacyjny wyniósł 135,1 mln zł i był niższy o 207,5 mln zł w relacji I półrocza 2010 roku. Spowodowane to zostało znacznym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 13%. Wysoki poziom cen gazu z importu wynikał ze wzrostu notowań ropy naftowej na rynkach światowych. Ponadto Grupa Kapitałowa PGNiG zwiększyła o 7% wolumen dostaw gazu z importu oraz ograniczyła o 21% pobór gazu z magazynów, co pozwoliło na zwiększenie zapasów gazu w magazynach.

W relacji do I półrocza 2010 roku nastąpił spadek kursu dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. Jednakże spadek ten nie był na tyle istotny, aby zrekompensować wzrost cen gazu z importu wywołany wysokim poziomem notowań ropy naftowej.

Rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła, pomimo iż średnie ceny i stawki opłat sprzedaży gazu były o 5% wyższe niż w I półroczu 2010 roku. W związku ze wzrostem notowań ropy naftowej, w lutym 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o podwyżkę taryfowych cen gazu od 1 kwietnia 2011 roku. Prezes URE zatwierdził nową taryfę dopiero 30 czerwca 2011 roku, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od 15 lipca 2011 roku. Przesunięcie w czasie terminu wprowadzenia nowej taryfy oznaczało dla Spółki utratę marż na obrocie gazem ziemnym.

Spadek wyniku z działalności operacyjnej w segmencie obrót i magazynowanie został ograniczony obniżeniem poziomu pozostałych kosztów operacyjnych netto, spowodowanym przede wszystkim wzrostem salda rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość należności handlowych.

### Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 502,0 mln zł i był niższy od ubiegłorocznego poziomu o 24,1 mln zł w rezultacie wzrostu kosztów działalności operacyjnej, w tym głównie kosztów amortyzacji oraz świadczeń pracowniczych. Wyższy poziom odpisów amortyzacyjnych, spowodowany został zwiększeniem wartości brutto majątku trwałego segmentu dystrybucja wskutek oddania do eksploatacji nowych inwestycji majątkowych oraz rozwiązania w roku 2010 odpisów aktualizujących wartość majątku Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Spadek rentowności segmentu dystrybucja nastąpił pomimo wzrostu stawek i opłat za usługi sieciowe od czerwca 2010 roku.

Wyniki operacyjne segmentów

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2011 rok (w mln zł)

I półrocze 2011	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 275,3	10 094,6	54,6	98,9		11 523,4
Sprzedaż między segmentami	564,4	152,9	1 777,2	160,2	(2 654,7)	-
Przychody segmentu ogółem	1 839,7	10 247,5	1 831,8	259,1	(2 654,7)	11 523,4
Koszty segmentu	(1 393,2)	(10 112,4)	(1 329,8)	(256,3)	2 641,1	(10 450,6)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	446,5	135,1	502,0	2,8	(13,6)	1 072,8
Koszty finansowe netto						167,2
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(0,4)				(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 239,6
Podatek dochodowy						(234,7)
Zysk/Strata netto						1 004,9

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2010 rok (w mln zł)

I półrocze 2010	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 055,2	9 552,9	43,2	110,6	-	10 761,9
Sprzedaż między segmentami	596,7	178,3	1 791,7	98,0	(2 664,7)	-
Przychody segmentu ogółem	1 651,9	9 731,2	1 834,9	208,6	(2 664,7)	10 761,9
Koszty segmentu	(1 312,1)	(9 388,6)	(1 308,8)	(192,9)	2 642,2	(9 560,2)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	339,8	342,6	526,1	15,7	(22,5)	1 201,7
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	15,3
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(0,4)	-	-	-	(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 216,6
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	(222,4)
Zysk/Strata netto						994,2

Umocnienie kondycji finansowej Grupy Kapitałowej PGNiG spowodowane zostało przede wszystkim poprawą wyniku na działalności finansowej o 151,9 mln zł. Wzrost ten wynikał ze znacznie wyższych przychodów z tytułu dodatnich różnic kursowych oraz z tytułu zbycia akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A.

Bilans na dzień 30 czerwca 2011 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 34.338,0 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2010 roku o 21,8 mln zł.

Największą pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec czerwca 2011 roku wyniósł 26.686,6 mln zł i był o 1.024,4 mln zł (4%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez GK PGNiG inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku trwałego.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość na dzień 30 czerwca 2011 roku wyniosła 51,2 mln zł, była niższa od wartości na koniec 2010 roku o 119,3 mln zł (70%). Spadek tej pozycji spowodowany był zbyciem udziałów Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A.

W relacji do końca grudnia 2010 roku wartość innych aktywów finansowych wyniosła 9,7 mln zł i była niższa o 30,2 mln zł od wartości według stanu na 31 grudnia 2010 roku. Spadek ten nastąpił w efekcie zmiany prezentacji należności z tytułu leasingu majątku przesyłowego do OGP GAZ-SYSTEM S.A. w części krótkoterminowej.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na dzień 30 czerwca 2011 roku kształtowały się na poziomie 5.980,2 mln zł, co oznacza spadek w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku o 903,1 mln zł (13%).

Najistotniejsze zmiany aktywów obrotowych wystąpiły w pozycji należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności, których wartość w porównaniu do końca 2010 roku spadła o 1.471,2 mln zł (36%). Spadek ten spowodowany był sezonowym zmniejszeniem wielkości sprzedaży paliw gazowych.

W omawianym okresie wartość stanu zapasów wzrosła o 463,8 mln zł (44%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wzrost wartości zapasów spowodowany został zwiększeniem poziomu rezerw gazu oraz wzrostem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.034,5 mln zł i był niższy o 338,8 mln zł (25%) od stanu na koniec 2010 roku, przede wszystkim w rezultacie wzrostu wydatków na bieżącą działalność operacyjną oraz działalność inwestycyjną.

Poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 1,1 wobec poziomu 1,2 z końca grudnia 2010 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 1,0 do 0,8.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2010 roku wzrosła o 372,6 mln zł (2%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (1.004,9 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (708,0 mln zł).

Na dzień 30 czerwca 2011 roku stan zobowiązań długoterminowych wyniósł 5.299,5 mln zł i był o 326,2 mln zł (7%) wyższy od poziomu z końca grudnia 2010 roku, na co wpłynął przede wszystkim wzrost poziomu kredytów, pożyczek i papierów dłużnych oraz wzrost stanu rezerw długoterminowych.

Wartość długoterminowych kredytów, pożyczek i papierów dłużnych na koniec czerwca 2011 roku wyniosła 1.196,1 mln zł, co oznacza wzrost o 226,2 mln zł (23%) w relacji do grudnia 2010 roku. Zwiększenie stanu zadłużenia nastąpiło przede wszystkim w efekcie zaciągnięcia kolejnej transzy kredytu przez spółkę PGNiG Norway AS.

W relacji do końca grudnia 2010 roku GK PGNiG odnotowała wzrost rezerw długoterminowych o 70,9 mln zł (5%). Wzrost ten spowodowany był przeprowadzoną aktualizacją wartości rezerw na koszty likwidacji majątku wydobywczego.

W porównaniu do końca grudnia 2010 roku nastąpił spadek o 677,0 mln zł (12%) zobowiązań krótkoterminowych, przede wszystkim w rezultacie spadku poziomu kredytów, pożyczek i papierów dłużnych oraz stanu zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań.

Wartość krótkoterminowych kredytów, pożyczek i papierów dłużnych na koniec czerwca 2011 roku wyniosła 632,1 mln zł, co oznacza spadek o 597,1 mln zł (49%) w relacji do grudnia 2010 roku. Spadek krótkoterminowego zadłużenia nastąpił w efekcie wykupu wyemitowanych przez GK PGNiG obligacji krajowych. W I półroczu 2011 roku GK PGNiG wyemitowała obligacje krajowe na kwotę nominalną ogółem 3.100,0 mln zł. Na dzień 30 czerwca 2011 roku zadłużenie z tytułu niewykupionych obligacji ogółem wyniosło 500,0 mln zł.

Wartość zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań spadła o 103,6 mln zł, na co decydujący wpływ miało sezonowe zmniejszenie zakupów usług przesyłowych.

Korzystniej kształtowały się wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 45,9% do 43,7% na koniec czerwca 2011 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, spadł z poziomu 31,5% do 30,4%.

#### Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

#### Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie udzielały poręczeń kredytu lub pożyczki oraz nie udzielały gwarancji jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu o łącznej wartości stanowiącej równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych PGNiG S.A.

#### Możliwości zrealizowania publikowanych prognoz wyników

W I półroczu 2011 roku GK PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

## 2. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowy wpływ na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG będą miały notowania ropy naftowej na rynkach międzynarodowych, sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe.

Notowania cen ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej Grupy Kapitałowej PGNiG. Bieżące ceny ropy na rynkach światowych uwzględniają wysoki poziom premii za ryzyko. Ryzyko to jest bezpośrednio uzależnione od negatywnych zmian w światowej sytuacji polityczno-gospodarczej. Utrzymanie się obecnej sytuacji może spowodować, że w najbliższych kwartałach ceny ropy naftowej na rynkach światowych kształtować się będą na wysokim poziomie. Natomiast ewentualne rozwiązanie kryzysu libijskiego oraz zwiększenie wydobycia ropy w tym kraju może doprowadzić do istotnej redukcji cen tego surowca.

GK PGNiG w dużym stopniu eksponowana jest na zmianę kursów walutowych, a co za tym idzie, cen zakupu gazu z importu denominowanych w walucie polskiej. W I półroczu 2011 roku rynek walutowy charakteryzował się względną stabilnością, kurs dolara wykazywał nieznaczne wahania z wyraźnie zarysowaną tendencją spadkową. Utrzymanie się tej sytuacji w kolejnych kwartałach 2011 roku przełoży się na osłabienie wzrostu cen zakupu gazu z importu.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poziom wyników finansowych GK PGNiG jest wysokość cen i stawek opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Decyzją Prezesa URE została zatwierdzona nowa taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych, która w rozliczeniach z odbiorcami będzie obowiązywać od 15 lipca do 31 grudnia 2011 roku. Średni wzrost cen i stawek opłat z tytułu sprzedaży gazu wysokometanowego wyniósł 8,9%, przy czym cena samego paliwa gazowego wzrosła średnio o 12,6%, a opłaty sieciowe zostały obniżone o blisko 1%. Niemniej jednak sytuacja na rynku surowcowym jest na tyle niestabilna, że przewidziany w nowej taryfie wzrost cen sprzedaży gazu może okazać się niewystarczający do pokrycia wzrostu kosztów gazu z importu. Ponadto obniżka opłat sieciowych może przyczynić się do pogorszenia wyników finansowych realizowanych w segmencie dystrybucja.

Ze względu na wysoki poziom aktualnych i planowanych nakładów inwestycyjnych GK PGNiG korzystała będzie z finansowania zewnętrznego opartego o emisję krajowych i zagranicznych obligacji. Grupa rozpoczęła emisję obligacji krajowych w 2010 roku. 21 lipca 2011 roku kwota programu emisji została podwyższona z 3 do 5 mld zł, a okres obowiązywania umowy został przedłużony o dwa lata, tj. do 31 lipca 2015 roku. Ponadto w II półroczu 2011 roku GK PGNiG planuje dokonać pierwszej emisji euroobligacji. Umowa zlecenia w sprawie organizacji programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR została podpisana 17 września 2010 roku.

W kolejnych kwartałach GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie rozbudowy podziemnych magazynów gazu, wzrostu zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

W związku z sytuacją polityczną w lutym 2011 roku z Libii wycofano wszystkich polskich pracowników POGC-Libya B.V. Decyzja o prowadzeniu dalszych prac zostanie podjęta w zależności od rozwoju sytuacji politycznej w Libii. Ponadto w końcu 2011 roku GK PGNiG planuje rozpoczęcie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.



Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

---

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

---

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

---

Wiceprezes Zarządu

Marek Karabuła

---

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szałuba

---