



# **PGNiG**

**Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI  
SPÓŁKI PGNiG S.A. ZA ROK 2012**

Warszawa, 5 marca 2013

## Spis treści

Spis treści.....	2
<b>Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce .....</b>	<b>4</b>
1. Powstanie Spółki .....	4
2. Przedmiot działalności .....	4
3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.....	5
4. Zmiany w zasadach zarządzania .....	6
5. Powiązania kapitałowe .....	7
6. Zmiany zaangażowania kapitałowego.....	10
7. Zatrudnienie.....	11
8. Sprzedaż i pozyskanie gazu.....	12
<b>Rozdział II: Organy Spółki .....</b>	<b>13</b>
1. Zarząd.....	13
2. Rada Nadzorcza.....	14
<b>Rozdział III: Akcjonariat.....</b>	<b>16</b>
<b>Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne .....</b>	<b>18</b>
1. Prawo energetyczne.....	18
1.1. Koncesje .....	18
1.2. Polityka taryfowa .....	19
1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.....	19
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego .....	23
3. Prawo geologiczne i górnicze.....	24
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	25
<b>Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie.....</b>	<b>27</b>
1. Poszukiwanie.....	27
2. Wydobywanie.....	30
3. Planowane działania .....	32
4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania .....	33
<b>Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....</b>	<b>36</b>
1. Zakupy .....	36
2. Sprzedaż .....	37
3. Magazynowanie.....	39
4. Planowane działania.....	40
5. Ryzyka obrotu i magazynowania .....	40

Rozdział VII: Pozostała działalność.....	42
Rozdział VIII: Inwestycje .....	43
Rozdział IX: Ochrona środowiska .....	45
Rozdział X: Pozostałe informacje .....	47
Rozdział XI: Sytuacja finansowa .....	49
1. Wyniki finansowe w 2012 roku .....	49
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe .....	50
1.2. Omówienie sytuacji finansowej .....	53
2. Zarządzanie finansowe .....	57
2.1. Inwestycje krótkoterminowe .....	58
2.2. Umowy kredytów i pożyczek .....	58
2.3. Gwarancje i poręczenia .....	59
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym.....	59
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	61

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2012

# Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

## 1. Powstanie Spółki

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut Spółki zostały podpisane w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) dnia 21 października 1996 roku.

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

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

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

Na podstawie postanowienia Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy z dnia 6 października 2005 roku zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG S.A. W wyniku podwyższenia kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji, w tym:

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

Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od dnia 20 października 2005 roku.

## 2. Przedmiot działalności

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

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

- ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw
- bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych

- równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej
- działalności wydobywczej gazu.

### 3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

5 czerwca 2012 roku został zlikwidowany Oddział Operator Systemu Magazynowania. Powodem likwidacji oddziału było podjęcie 1 czerwca 2012 roku działalności przez spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

1 września 2012 roku został utworzony Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie. Oddział koordynuje i sprawuje merytoryczny nadzór nad poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów w kraju i za granicą, tj. planowaniem prac poszukiwawczych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, prowadzeniem robót geologicznych związanych z poszukiwaniem, zagospodarowaniem i eksploatacją złóż węglowodorów oraz ochroną środowiska. Do struktur oddziału włączone zostały departamenty Centrali Spółki nadzorujące proces poszukiwania i wydobywania, a także komórki zajmujące się geologią, ochroną środowiska i wiertnictwem z oddziałów w Sanoku i Zielonej Górze. Podstawową funkcją oddziałów w Sanoku i Zielonej Górze pozostanie bezpośrednie wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej oraz prowadzenie ruchu zakładów górniczych.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 31 grudnia 2012 roku wchodziły Centrala Spółki i 15 oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie	Zarządzanie i koordynacja poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Egipcie
Oddział w Danii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Danii
Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie	Świadczenie usług w zakresie ratownictwa górniczego

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

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu	Kompleksowa obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrze	
Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie	
Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie	
Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku	
Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu	
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego

Na dzień 31 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

15 stycznia 2013 roku zmienione zostały firmy 6 oddziałów obrotu gazem PGNiG S.A. na: Dolnośląski Oddział Handlowy we Wrocławiu, Górnośląski Oddział Handlowy w Zabrze, Karpacki Oddział Handlowy w Tarnowie, Mazowiecki Oddział Handlowy w Warszawie, Pomorski Oddział Handlowy w Gdańsku, Wielkopolski Oddział Handlowy w Poznaniu.

#### 4. Zmiany w zasadach zarządzania

W 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany w zasadach zarządzania oraz strukturze segmentowej Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG.

##### Zmiany w zasadach zarządzania Spółką i GK PGNiG

W 2012 roku przeprowadzony został proces konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych w segmencie poszukiwanie i wydobywanie GK PGNiG. PGNiG Poszukiwania S.A. została połączona ze spółkami: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. i ZRG Krosno Sp. z o.o. Cały majątek spółek przejmowanych został przeniesiony do PGNiG Poszukiwania S.A. (od lutego 2013 roku – Exalo Drilling S.A.).

Ponadto w 2012 roku rozpoczęto proces tworzenia centrum usług wspólnych, którego działalność obejmowała będzie funkcje finansowo-księgowe, kadrowo-płacowe i usługi IT. Centrum będzie świadczyć usługi pod firmą PGNiG Serwis Sp. z o.o. i obejmie swoją działalnością niektóre podmioty GK PGNiG. 1 stycznia 2013 roku centrum rozpoczęło świadczenie usług dla PGNiG TERMIKA SA.

W 2012 roku rozpoczęto również proces integracji kompetencji elektroenergetycznych Grupy Kapitałowej PGNiG w spółce PGNiG TERMIKA SA. Spółka stała się centrum kompetencyjnym GK PGNiG w obszarze wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa.

### Zmiany w strukturze segmentowej Spółki i GK PGNiG

W 2012 roku wprowadzone zostały zmiany w strukturze segmentowej PGNiG S.A. i GK PGNiG. Utworzony został nowy segment i przeprowadzono reklasyfikację wybranych spółek i podziemnych magazynów gazu zgodnie z ich podstawowym przedmiotem działalności.

Podziemne magazyny gazu Brzeźnica, Strachocina i Swarzów zostały przesunięte z segmentu poszukiwanie i wydobywanie do segmentu obrót i magazynowanie w związku z udostępnieniem przez PGNiG S.A. na zasadach TPA pojemności czynnych powyższych instalacji magazynowych.

Przez nabycie w 2012 roku spółki PGNiG TERMIKA SA (dawniej Vattenfall Heat Poland S.A.) GK PGNiG rozszerzyła zakres swojej działalności o wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Utworzony został segment wytwarzanie, w którym ujęte zostały dane spółek PGNiG TERMIKA SA i PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.

Spółka „INVESTGAS” S.A. została przesunięta z segmentu obrót i magazynowanie do segmentu pozostała działalność. Spółka specjalizuje się w kompleksowej realizacji usług projektowych, budowlano-montażowych i nadzoru budowlanego z zakresu budowy magazynów gazu i rurociągów, a także usług związanych z eksploatacją magazynów gazu.

Spółki PGNiG Energia S.A. i PGNiG Finance AB z segmentu pozostała działalność zostały przekwalifikowane do segmentu obrót i magazynowanie. Podstawowym przedmiotem działalności PGNiG Energia S.A. jest działalność handlowa na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz obrót uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla i innych gazów. Natomiast PGNiG Finance AB zajmuje się obsługą emisji euroobligacji PGNiG S.A.

## 5. Powiązania kapitałowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. posiadała 35 podmiotów powiązanych, w tym:

- 25 spółek zależnych
- 10 pozostałych spółek powiązanych.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

## Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	<b>Spółki zależne</b>				
1	PGNiG Poszukiwania S.A.	981 500 000,00	981 500 000,00	100,00%	100,00%
2	GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
4	PGNiG Norway AS (NOK) <sup>1)</sup>	1 092 000 000,00	1 092 000 000,00	100,00%	100,00%
5	Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. (USD) <sup>1)2)</sup>	26 724,00	26 724,00	100,00%	100,00%
6	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) <sup>1)</sup>	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
8	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
9	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
10	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
11	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
12	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
13	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	655 199 000,00	655 199 000,00	100,00%	100,00%
14	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
15	Geovita S.A.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
16	PGNiG Energia S.A.	41 000 000,00	41 000 000,00	100,00%	100,00%
17	PGNiG Technologie S.A.	166 914 000,00	166 914 000,00	100,00%	100,00%
18	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
19	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG TERMIKA SA	862 316 000,00	616 016 000,00	71,44%	99,99%
21	PGNiG Finance AB (SEK) <sup>1)</sup>	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
22	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000,00	9 995 000,00	100,00%	100,00%
23	PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.	5 000,00	5 000,00	100,00%	100,00%
24	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
25	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%
	<b>Firma spółki</b>	<b>Kapitał zakładowy w zł</b>	<b>Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł</b>	<b>% kapitału PGNiG S.A.</b>	<b>% głosów PGNiG S.A.</b>
	<b>Pozostałe spółki powiązane</b>				
26	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
27	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
28	InterTransGas GmbH (EUR) <sup>1)</sup>	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
29	„Dewon” Z.S.A. (UAH) <sup>1)</sup>	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
30	Sahara Petroleum Technology llc w likwidacji (OMR) <sup>1)</sup>	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
31	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
32	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
33	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
34	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
35	„ZRUG TORUŃ” S.A. w upadłości likwidacyjnej	5 150 000,00	1 300 000,00	25,24%	25,24%

1) Wartości podane w walutach obcych

2) Waluta sprawozdawczości finansowej została zmieniona z EUR na USD



11 stycznia 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży akcji, której przedmiotem było nabycie 24.591.544 akcji w kapitale zakładowym Vattenfall Heat Poland S.A. Akcje te stanowiły 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniały do 99,8% w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland S.A. 23 stycznia 2012 roku firma spółki Vattenfall Heat Poland S.A. została zmieniona na PGNiG TERMIKA SA.

W I półroczu 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. skupiła od akcjonariuszy mniejszościowych 13,005 akcji PGNiG TERMIKA SA, w związku z czym jej udział w kapitale zakładowym spółki wzrósł do poziomu 99,9%.

17 grudnia 2012 roku NWZ PGNiG TERMIKA SA oraz NWZ PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie połączenia spółki PGNiG TERMIKA SA ze spółką PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., gdzie podmiotem przejmującym jest PGNiG TERMIKA SA. Połączenie spółek nastąpiło przez przeniesienie całego majątku i obowiązków PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. na PGNiG TERMIKA SA za akcje, które spółka przejmująca wydała wspólnikowi spółki przejmowanej. Rejestracja połączenia spółek w KRS miała miejsce 31 grudnia 2012 roku.

Po połączeniu, kapitał zakładowy spółki PGNiG TERMIKA SA wynosi 862.316.000,00 zł i dzieli się na 86.231.600 akcji o wartości nominalnej 10 zł każda, w tym 61.601.600 akcji nowej serii C nabytych przez PGNiG S.A. w zamian za udziały w spółce PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. W związku z tym udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki PGNiG TERMIKA SA wynosi 71,44%.

Część akcji spółki PGNiG TERMIKA SA w ilości 24.629.273 to akcje własne, z których spółka nie wykonuje prawa głosu. Na koniec 2012 roku trwało postępowanie sądowe w sprawie ustanowienia depozytów sądowych w związku z niemożnością spłaty części akcjonariuszy mniejszościowych PGNiG TERMIKA SA, których akcje były wykupywane w trybie art. 418 ksh. Do czasu wydania przez sąd prawomocnych postanowień w sprawie ustanowienia depozytów sądowych, obejmujących 727 akcji spółki udział PGNiG SA w głosach na WZ PGNiG TERMIKA SA wynosi 99,99%

Ponadto w 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany w powiązaniach kapitałowych:

- 6 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. nabyła 100 udziałów spółki MLV 26 Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki; cena zakupu udziałów wyniosła 7.500 zł; 14 czerwca 2012 roku została zarejestrowana w KRS zmiana firmy spółki na PGNiG Serwis Sp. z o.o.; spółka została zakupiona w celu świadczenia usług kadrowo-płacowych, finansowo-księgowych i informatycznych dla podmiotów GK PGNiG
- 8 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. nabyła 100 udziałów spółki MLV 27 Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki; cena zakupu udziałów wyniosła 7.500 zł; firma spółki została zmieniona na PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.; rejestracja zmiany firmy spółki w KRS miała miejsce 29 sierpnia 2012 roku
- 3 lipca 2012 roku zawiązana została spółka pod firmą PGNiG Poszukiwania S.A. w organizacji; spółka została powołana w celu przeprowadzenia konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych PGNiG S.A.; kapitał zakładowy spółki wynosił 10.000.000 zł i dzielił się na 10.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda; wszystkie akcje spółki zostały objęte przez jednego akcjonariusza PGNiG S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 27 lipca 2012 roku; 19 grudnia 2012 roku NWZ PGNiG Poszukiwania S.A. podjęło uchwałę o połączeniu spółki ze spółkami: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.; na koniec 2012 roku połączenie nie zostało zarejestrowane w KRS
- 9 października 2012 roku Sąd Rejonowy w Toruniu ogłosił upadłość ZRUG TORUŃ S.A. obejmującą likwidację majątku spółki.

W 2012 roku zarejestrowano także przekształcenie następujących spółek w spółki akcyjne:

- 2 stycznia 2012 roku – PNiG Jasło Sp. z o.o.
- 1 czerwca 2012 roku – PNiG Kraków Sp. z o.o.

- 1 czerwca 2012 roku – PGNiG Technologie Sp. z o.o.
- 14 czerwca 2012 roku – PNiG NAFTA Sp. z o.o.
- 2 lipca 2012 roku – GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.
- 2 lipca 2012 roku – GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.
- 2 lipca 2012 roku – GEOVITA Sp. z o.o.

Po zakończeniu okresu sprawozdawczego nastąpiły poniższe zmiany w powiązaniach kapitałowych:

- 2 stycznia 2013 roku NZW BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji
- 25 stycznia 2013 roku NWZ PGNiG Poszukiwania S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany statutu spółki polegającej na zmianie firmy spółki na Exalo Drilling S.A.; rejestracja zmian statutu spółki w KRS miała miejsce 6 lutego 2013 roku
- 1 lutego 2013 roku w KRS zarejestrowane zostało połączenie PGNiG Poszukiwania S.A. ze spółkami: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.

## 6. Zmiany zaangażowania kapitałowego

W 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A.:

- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. o kwotę 770.000.000 zł do poziomu 770.020.000 zł poprzez utworzenie 15.400.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 25 stycznia 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 1.553.000 zł do poziomu 655.199.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania nieruchomości gruntowej w Toruniu wraz z prawem własności postawionych na niej budynków i budowli; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 7 marca 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Energia S.A. o kwotę 11.000.000 zł do poziomu 41.000.000 zł poprzez emisję nowych 110.000 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda; wszystkie akcje nowej emisji zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 22 marca 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Serwis Sp. z o.o. do kwoty 9.995.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 29 czerwca 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Poszukiwania S.A. o kwotę 971.500.000 zł do poziomu 981.500.000 zł przez utworzenie nowych 971.500.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda; wszystkie akcje zostały pokryte wkładem niepieniężnym w postaci posiadanych przez PGNiG S.A. akcji/ udziałów w spółkach: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 10 września 2012 roku.

Ponadto 15 lutego 2013 roku NZW PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 990.000 zł do poziomu 995.000 zł przez ustanowienie 19.800 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy, które objęte zostały przez PGNiG SA i pokryte w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego do dnia sporządzenia sprawozdania nie zostało zarejestrowane w KRS.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Wartość nominalnego zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2012 roku wyniosła 21,9 mln zł. W 2012 roku PGNiG S.A. nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

## 7. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2012 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)

	2012	2011
Centrala PGNiG S.A.	617	838
Poszukiwanie i wydobywanie	4 408	4 405
Obrót i magazynowanie	3 678	3 710
Pozostała działalność	37	38
<b>Razem</b>	<b>8 740</b>	<b>8 991</b>

Na przełomie 2011 i 2012 roku w ramach reorganizacji struktury komórek Centrali PGNiG S.A. został przeprowadzony proces zwolnień grupowych, na skutek którego wypowiedzenia umów o pracę otrzymało 112 pracowników Centrali Spółki.

Ponadto w drugiej połowie 2012 roku został uruchomiony program dobrowolnych odejść dla pracowników PGNiG S.A., w wyniku którego 855 pracowników Spółki rozwiązało umowy o pracę. Większość pracowników, którzy skorzystali z programu dobrowolnych odejść, rozwiązała umowy o pracę z dniem 31 grudnia 2012 roku.

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)”. Okres obowiązywania programu został przedłużony na kolejny rok kalendarzowy. Funkcjonowanie programu zostało oparte na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury.

W 2012 roku program został wdrożony w trzech spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG: PGNiG S.A. Centrala Spółki, PGNiG Technologie S.A. i ZRG Krosno Sp. z o.o. Programem zostało objętych 139 byłych pracowników powyższych spółek. Koszty jednorazowych świadczeń osłonowych przysługujących zwalnianym pracownikom pokryte zostały z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”.

## 8. Sprzedaż i pozyskanie gazu

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 25,5 mld zł, z czego 92% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2012	2011
Gaz ziemny, w tym:	23 548	20 383
- gaz ziemny wysokometanowy	22 154	19 164
- gaz ziemny zaazotowany	1 394	1 219
Ropa naftowa	1 256	1 095
Kondensat	7	5
Hel	161	58
Mieszanina propan-butan	67	60
Usługi magazynowania gazu	16	31
Pozostała sprzedaż	484	189
<b>Razem</b>	<b>25 539</b>	<b>21 821</b>

W 2012 roku PGNiG S.A. sprzedała 14,7 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego 95,1% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

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

	2012	2011
Obrót i magazynowanie	14 005,4	13 699,2
Poszukiwanie i wydobywanie	723,4	681,8
<b>Razem</b>	<b>14 728,8</b>	<b>14 381,0</b>

W 2012 roku PGNiG S.A. pozyskała 15,4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego 71,2% stanowił gaz z zagranicy, głównie z kierunku wschodniego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 28,0% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

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

	2012	2011
Dostawcy zagraniczni	10 999,9	10 915,3
Wydobywanie krajowe	4 317,3	4 329,4
Dostawcy krajowi	127,2	112,3
<b>Razem</b>	<b>15 444,4</b>	<b>15 357,0</b>

## Rozdział II: Organy Spółki

### 1. Zarząd

Zgodnie ze Statutem Spółki Zarząd PGNiG S.A. liczy od dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. Nr 55, poz. 476 z późniejszymi zmianami). Przepis ten nie ma zastosowania do członka Zarządu wybranego przez pracowników.

Do czasu gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu. Rada Nadzorcza uchwała również regulamin wyboru i odwołania członka Zarządu wybieranego przez pracowników oraz przeprowadzania wyborów uzupełniających.

Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2012 roku wchodziły następujące osoby:

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

Rada Nadzorcza na posiedzeniu w dniu 7 marca 2012 roku powołała z dniem 19 marca 2012 roku Grażynę Piotrowską-Oliwę na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A. na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku.

11 maja 2012 roku Marek Karabuła złożył rezygnację z funkcji członka Zarządu PGNiG S.A. Powodem rezygnacji było objęcie przez niego funkcji Prezesa Zarządu POGC – Libya B.V.

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2012 roku przedstawiał się następująco:

- Grażyna Piotrowska-Oliwa – Prezes Zarządu
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT.

#### Podział kompetencji członków Zarządu

Prezes Zarządu sprawowała nadzór i koordynowała funkcjonowanie Spółki w zakresie zarządzania Grupą Kapitałową PGNiG. Ponadto była odpowiedzialna m.in. za obszary zarządzania zasobami ludzkimi, strategii, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli wewnętrznej, ochrony informacji oraz spraw obronnych, a także nadzorowała prace przedstawicielstwa PGNiG S.A. w Brukseli.

Wiceprezes Zarządu ds. Handlu sprawował nadzór m.in. nad obszarami pozyskania gazu, infrastruktury oraz handlu. Ponadto do jego obowiązków należał nadzór nad zagranicznymi przedstawicielstwami PGNiG S.A. (z wyjątkiem przedstawicielstwa w Brukseli).

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych był odpowiedzialny m.in. za obszary, ekonomiczny, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, relacji inwestorskich oraz inwestycji.

Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT sprawował m.in. nadzór nad obszarami majątku i administracji, strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz rozwoju IT. Ponadto do jego obowiązków należał nadzór i koordynacja prac w obszarze górnictwa naftowego.

#### Umowy z osobami zarządzającymi

Ze wszystkimi członkami Zarządu zostały zawarte umowy o pracę, w których zapis § 8 stanowi: „W razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania niniejszej umowy z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia, pracownikowi przysługuje odprawa w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego”.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku obowiązywały umowy o zakazie konkurencji podpisane z Prezes Zarządu Grażyną Piotrowską-Oliwą oraz Wiceprezesami: Radosławem Dudzińskim, Sławomirem Hincem i Mirosławem Skałubą. Umowy o zakazie konkurencji zawarte są na okres 12 miesięcy, licząc od dnia rozwiązania umowy. Za dochowanie zakazu konkurencji w okresie obowiązywania umowy członkowi Zarządu przysługuje odszkodowanie wypłacane miesięcznie w wysokości 100% wynagrodzenia średniomiesięcznego brutto z ostatnich trzech miesięcy, otrzymywanego z tytułu stosunków prawnych.

#### Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

22 stycznia 2013 roku Sławomir Hinc złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych PGNiG S.A. ze skutkiem na dzień 31 marca 2013 roku. Powodem rezygnacji jest objęcie przez niego stanowiska Prezesa (Dyrektora Generalnego) PGNiG Norway AS.

27 lutego 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała z dniem 1 kwietnia 2013 roku Krzysztofa Bociana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz Jacka Murawskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku.

## 2. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. liczy od pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Do czasu gdy Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Zgodnie ze Statutem Walne Zgromadzenie powołuje jednego niezależnego członka Rady Nadzorczej. Wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej następuje w oddzielnym głosowaniu.

Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na niezależnego członka Rady Nadzorczej, przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym

Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Pisemne zgłoszenie składa się wraz z pisemnym oświadczeniem danego kandydata o zgodzie na kandydowanie oraz o spełnieniu warunków członka niezależnego. Jeżeli kandydatury na niezależnego członka Rady Nadzorczej nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej zgłasza Rada Nadzorcza.

W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2012 roku wchodziło siedem osób:

- 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.

5 stycznia 2012 roku Stanisław Rychlicki, Przewodniczący Rady Nadzorczej, złożył rezygnację z pełnionej funkcji ze skutkiem na dzień 10 stycznia 2012 roku.

12 stycznia 2012 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej Grzegorza Banaszka oraz powołało Józefa Głowackiego i Wojciecha Chmielewskiego. Ponadto 12 stycznia 2012 roku Minister Skarbu Państwa w uzgodnieniu z Ministrem Gospodarki powołał w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Janusza Pilitowskiego.

13 stycznia 2012 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wybrała na Przewodniczącą Rady Nadzorczej Wojciecha Chmielewskiego.

19 marca 2012 roku NWZ PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej Ewę Sibrecht-Ośka.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2012 roku przedstawiał się następująco:

- Wojciech Chmielewski – Przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Józef Głowacki – członek Rady Nadzorczej
- Janusz Pilitowski – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Ewa Sibrecht-Ośka – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

#### Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym jednostkowym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku (nota 37.4.).

## Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2012 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. Jedyнным 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 31 grudnia 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

### Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2012	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2012	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2012
Skarb Państwa	4 271 810 954	72,40%	4 271 810 954	72,40%
Pozostali	1 628 189 046	27,60%	1 628 189 046	27,60%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00 %

Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku uprawnionym pracownikom lub ich spadkobiercom przekazano 728.189.045 akcji PGNiG S.A., co stanowi 97,1% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia przez uprawnionych.

### 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 31 grudnia 2012 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
Mirosław Szkałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425

### 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.

### Kurs akcji PGNiG S.A.

Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. od 23 września 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych:

- WIG – indeks spółek giełdowych

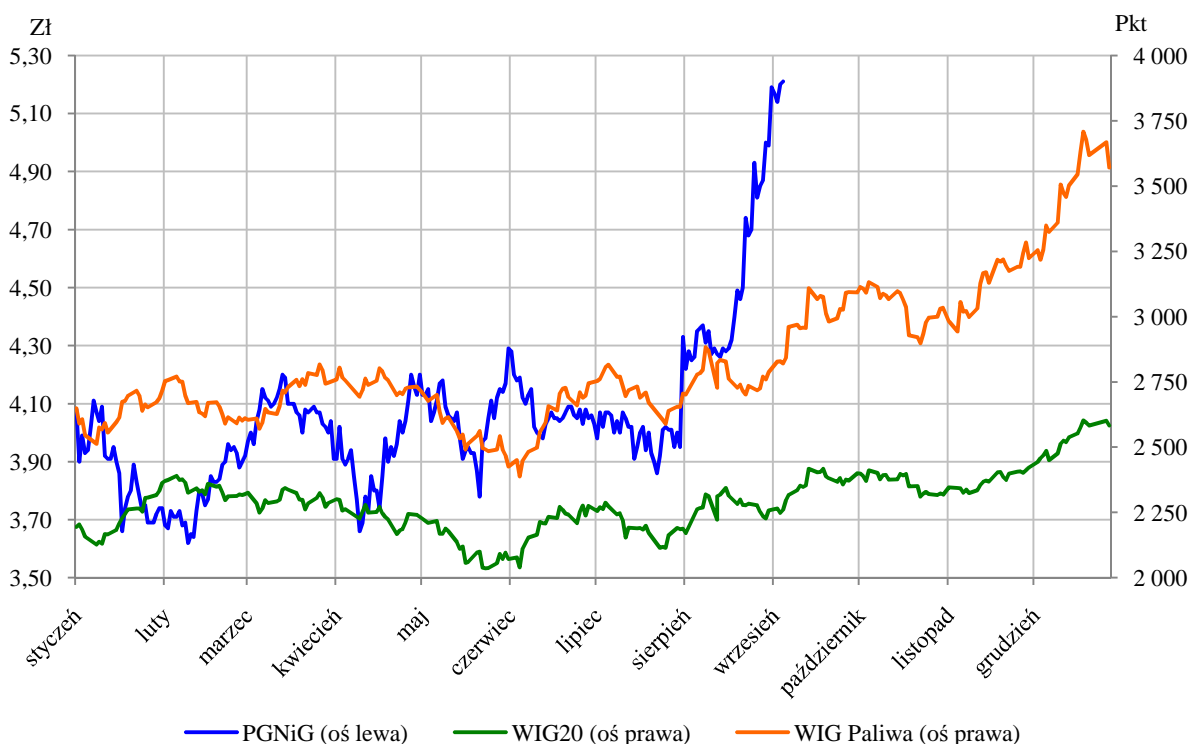


- WIG20 – indeks 20 największych i najpłynniejszych spółek giełdowych
- WIG-Paliwa – indeks spółek z sektora paliwowego
- WIG-div – indeks dochodowy 30 spółek charakteryzujących się wysoką i regularną dywidendą
- WIG-Poland – indeks polskich spółek notowanych na GPW
- Respect Index – indeks spółek odpowiedzialnych społecznie.

Stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. w 2012 roku wyniosła 27,7%. Stopa zwrotu z akcji liczona od dnia debiutu do 31 grudnia 2012 roku wynosi 36,7%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, uzyskali 74,8% stopę zwrotu (bez uwzględnienia dywidend).

Poniżej przedstawione zostały wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksów WIG20 i WIG Paliwa oraz tabela notowań indeksów GPW i akcji PGNiG S.A. w 2012 roku.

Kurs akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksu WIG20 i WIG Paliwa



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

Indeks	Wartość na dzień 31.12.2011	Wartość maksymalna w 2012 roku	Wartość minimalna w 2012 roku	Wartość na dzień 31.12.2012	Waga PGNiG S.A. w indeksach na dzień 08.01.2013
WIG	37 595	47 921	36 653	47 461	3,5%
WIG20	2 144	2 603	2 036	2 583	5,0%
WIG-Paliwa	2 568	3 708	2 388	3 571	31,3%
Respect Index	2 005	2 636	1 987	2 591	11,2%
PGNiG S.A.	4,08 zł	5,21 zł	3,62 zł	5,21 zł	-

Źródło: gpwinfostrefa.pl

## Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność GK PGNiG są:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 roku, poz. 1059) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu paliwami gazowymi, obrotu gazem ziemnym z zagranicą, dystrybucji paliw gazowych oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 roku, poz. 1190) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 roku Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2011 roku, nr 163, poz. 981 z późniejszymi zmianami) – w zakresie działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

### 1. Prawo energetyczne

Działalność podmiotów z GK PGNiG w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dystrybucji paliw gazowych i magazynowania paliw gazowych jest działalnością regulowaną i na jej prowadzenie konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa URE oraz zatwierdzenie przez niego taryfy określającej m.in. cenę paliwa gazowego (w odniesieniu do działalności obrotu).

W 2012 roku ustawa Prawo energetyczne była trzykrotnie nowelizowana. Dwie zmiany wynikały z postanowień zawartych w Ustawie o efektywności energetycznej i nie odnosiły się do działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Natomiast ostatnia zmiana wynikała z nowelizacji kodeksu postępowania cywilnego. Nowy zapis stanowi, że postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki, a nie według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach gospodarczych. Wynika to z likwidacji odrębnego postępowania w sprawach gospodarczych.

W dniu 29 listopada 2012 roku weszła w życie nowelizacja rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. „rozporządzenie systemowe”). Nowelizacja wprowadza pojęcie „punktu wirtualnego” oraz określa podstawowe zasady prowadzenia obrotu paliwami gazowymi w tym punkcie.

#### 1.1. Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 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 obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej
- 1 koncesję na obrót energią elektryczną.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE, na wniosek PGNiG S.A., dokonał zmiany koncesji na magazynowanie paliw gazowych w zakresie określenia przedmiotu działalności jako „magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych”. Ponadto Prezes URE zatwierdził

zmiany w wielkościach pojemności magazynowych czynnych w PMG Strachocina, PMG Wierzchowice i KPMG Mogilno ze względu na ich rozbudowę oraz w PMG Husów ze względu na techniczne uwarunkowania prowadzenia działalności.

16 maja 2012 roku Prezes URE udzielił spółce Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych, na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku. W związku z powyższym Prezes URE decyzją z dnia 29 maja 2012 roku cofnął z dniem 31 maja 2012 roku koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych udzieloną PGNiG S.A.

12 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. złożyła wniosek o zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji. Zmiana koncesji obejmuje rozszerzenie zakresu działalności gospodarczej objętej koncesją o kolejną jednostkę kogeneracyjną, zlokalizowaną na terenie Kopalni Ropy Naftowej Nosówka w województwie podkarpackim. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

## 1.2. Polityka taryfowa

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną GK PGNiG jest uzależnienie przychodów od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone uzasadnione koszty działalności gospodarczej wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału oraz uzasadnioną marżą. Poziom cen sprzedaży gazu oraz stawek opłat jest bezpośrednio związany ze stosowaną metodologią kształtowania taryf.

Metodologia kształtowania taryf opiera się na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. Zgodnie z obowiązującą polityką regulacyjną do kalkulacji cen w obrocie paliwami gazowymi uwzględniane są koszty pozyskania gazu ze wszystkich kierunków dostaw paliw gazowych zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego. W praktyce oznacza to, iż regulacji cen podlega zarówno gaz ziemny pochodzący z importu jak i z wydobycia krajowego. Uwzględnienie kosztów wydobycia gazu ze źródeł krajowych w koszyku kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen paliwa gazowego, przy aktualnych wyższych poziomach cen zakupu gazu z importu, skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym, niż koszty jego zakupu z importu.

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

20 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii. Zgodnie z decyzją Prezesa URE obrót ten zwolniony jest z obowiązku taryfowania.

19 lutego 2013 roku Prezes URE wydał komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi, z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym. Przedsiębiorstwo energetyczne musi indywidualnie wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z ww. obowiązku.

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

Do dnia 30 marca 2012 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała „Taryfa dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011)” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 30 czerwca 2011 roku.

Decyzją z dnia 11 stycznia 2012 roku Prezes URE odmówił zmiany „Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011)” w zakresie cen paliwa gazowego, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywać miała w okresie od 15 listopada do 31 grudnia 2011 roku.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE ( na wniosek PGNiG S.A. z dnia 25 października 2011 roku) zatwierdził „Taryfę dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012)”, która zgodnie z wnioskiem PGNiG S.A. w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywać miała w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2012 roku. Taryfa weszła w życie w dniu 31 marca 2012 roku i zgodnie z decyzją Prezesa URE ma obowiązywać do dnia 31 grudnia 2012 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 12,5%, gazu zaazotowanego (Lw) o 12,6% natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 11,3%.

15 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę „Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliwa gazowego nr 5/2012)”.

Decyzją z dnia 13 września 2012 roku Prezes URE odmówił zmiany „Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliwa gazowego nr 5/2012)” uzasadniając, że korekta taryfy jest bezzasadna. 27 września 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z odwołaniem od powyższej decyzji. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

17 grudnia 2012 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012” oraz wydłużył okres jej obowiązywania do 30 września 2013 roku. Zakres zatwierdzonej zmiany obejmuje m.in.: usunięcie z taryfy zapisu dopuszczającego możliwość stosowania (zgodnie z prowadzoną polityką sprzedaży) cen niższych niż taryfowe, korektę cen i stawek opłat oraz wprowadzenie regulacji w zakresie obrotu prowadzonego w punkcie wirtualnym. Zmiana taryfy weszła w życie w dniu 1 stycznia 2013 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) spadła o 6,7%, gazu zaazotowanego (Lw) o 8,0% natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 10,9%.

25 stycznia 2013 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012”. Zatwierdzona zmiana odnosi się do zasad kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych w zakresie dostarczania gazu zaazotowanego siecią dystrybucyjną Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Zmiana spowodowana była koniecznością dostosowania taryfy PGNiG S.A. do taryfy WSG Sp. z o.o. i odnosiła się do grup taryfowych S-8 i Z-8.

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

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
W-1.1	2,5779	2,7648	2,4969	7,3%	-9,7%
W-2.1	2,0167	2,2036	1,9816	9,3%	-10,1%
W-3.1	1,8340	2,0209	1,8029	10,2%	-10,8%
W-4	1,7036	1,8905	1,6693	11,0%	-11,7%
W-5 - W-7C	1,5629	1,7507	1,7071	12,0%	-2,5%
W-8A - W-10C	1,3185	1,5063	1,4651	14,2%	-2,7%

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
S-1	1,8537	2,0010	1,7900	7,9%	-10,5%
S-2	1,4415	1,5888	1,4044	10,2%	-11,6%
S-3	1,3152	1,4625	1,3013	11,2%	-11,0%
S-4	1,1911	1,3384	1,1801	12,4%	-11,8%
S-5 - S-7B	1,1225	1,2677	1,2338	12,9%	-2,7%
S-8 - S-9	1,0113	1,1566	1,1225	14,4%	-2,9%

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
Z-1	1,4575	1,5830	1,4156	8,6%	-10,6%
Z-2	1,3255	1,4510	1,2888	9,5%	-11,2%
Z-3	1,1749	1,3004	1,1623	10,7%	-10,6%
Z-4	1,0954	1,2209	1,0841	11,5%	-11,2%
Z-5 - Z-7B	1,0825	1,2088	1,1793	11,7%	-2,4%

## Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
W-1.1	2,5468	2,7337	2,4726	7,3%	-9,6%
W-2.1	2,0803	2,2672	2,0440	9,0%	-9,8%
W-3.1	1,8014	1,9883	1,7660	10,4%	-11,2%
W-4	1,7314	1,9183	1,6909	10,8%	-11,9%
W-5 - W-7C	1,5854	1,7732	1,7314	11,8%	-2,4%
W-8A - W-11C	1,3243	1,5121	1,4681	14,2%	-2,9%

## Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
W-1.1	2,4284	2,6153	2,3594	7,7%	-9,8%
W-2.1	1,9928	2,1797	1,9590	9,4%	-10,1%
W-3.1	1,7450	1,9319	1,7288	10,7%	-10,5%
W-4	1,6960	1,8829	1,6843	11,0%	-10,5%
W-5 - W-7BC	1,5918	1,7796	1,7355	11,8%	-2,5%
W-8A - W-10C	1,2933	1,4811	1,4310	14,5%	-3,4%

## Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
W-1.1	2,8082	2,9951	2,7039	6,7%	-9,7%
W-2.1	1,9019	2,0888	1,8693	9,8%	-10,5%
W-3.1	1,7044	1,8913	1,6877	11,0%	-10,8%
W-4	1,6918	1,8787	1,6755	11,0%	-10,8%
W-5 - W-7C	1,5658	1,7536	1,7086	12,0%	-2,6%
W-8A - W-10C	1,2341	1,4219	1,3669	15,2%	-3,9%

## Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
W-1.1	2,6499	2,8368	2,5658	7,1%	-9,6%
W-2.1	2,0396	2,2265	2,0058	9,2%	-9,9%
W-3.1	1,8144	2,0013	1,8006	10,3%	-10,0%
W-4	1,7530	1,9399	1,7451	10,7%	-10,0%
W-5 - W-7C	1,6114	1,7992	1,7606	11,7%	-2,1%
W-8A - W-10C	1,3075	1,4953	1,4601	14,4%	-2,4%

## Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
W-1.1	2,6742	2,8611	2,5856	7,0%	-9,6%
W-2.1	1,9479	2,1348	1,9143	9,6%	-10,3%
W-3.1	1,8085	1,9954	1,7881	10,3%	-10,4%
W-4	1,7181	1,9050	1,7032	10,9%	-10,6%
W-5 - W-7C	1,5291	1,7169	1,6715	12,3%	-2,6%
W-8A - W-10C	1,2698	1,4576	1,4140	14,8%	-3,0%

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
S-1	1,8642	2,0115	1,8046	7,9%	-10,3%
S-2	1,4032	1,5505	1,3774	10,5%	-11,2%
S-3	1,2723	1,4196	1,2602	11,6%	-11,2%
S-4	1,1974	1,3447	1,1889	12,3%	-11,6%
S-5 - S-7B	1,1246	1,2699	1,2365	12,9%	-2,6%

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
Z-1	1,6976	1,8231	1,6422	7,4%	-9,9%
Z-2	1,2649	1,3904	1,2408	9,9%	-10,8%
Z-3	1,1314	1,2569	1,1208	11,1%	-10,8%
Z-4	1,0645	1,1900	1,0570	11,8%	-11,2%
Z-5 - Z-7B	1,0184	1,1446	1,1157	12,4%	-2,5%

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

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	zmiana %	
	1	2	3	2/1	3/2
E-1A - E-2C	1,1818	1,3713	1,3302	16,0%	-3,0%
Lw-1 - Lw-2	0,9130	1,0582	1,0196	15,9%	-3,6%
Ls-1 - Ls-2	0,7564	0,8827	0,8537	16,7%	-3,3%

13 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2012)”, która w rozliczeniach z odbiorcami miałaby obowiązywać od 1 kwietnia 2012 roku do 31 marca 2013 roku. Przedłożona do zatwierdzenia taryfa uwzględniała zmianę stawek opłat za usługi magazynowania związaną z planowanym udostępnieniem nowych pojemności magazynowych w PMG Strachocina (180 mln m<sup>3</sup>) oraz KPMG Mogilno (34 mln m<sup>3</sup>). 13 kwietnia 2012 roku Prezes URE zatwierdził przedłożoną przez Spółkę taryfę na okres obowiązywania do 31 marca 2013 roku.

15 czerwca 2012 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012” Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Powyższa taryfa weszła w życie z dniem 1 lipca 2012 roku i obowiązywać będzie do 31 maja 2013 roku. Taryfa OSM Sp. z o.o. zastępuje w rozliczeniach z odbiorcami taryfę PGNiG S.A. w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2012).

17 grudnia 2012 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012” Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Zmiana taryfy obejmuje wysokość stawek opłat za świadczenie usługi magazynowania, jakość świadczonych usług oraz sposób prowadzenia rozliczeń w ramach umów krótkoterminowych. Zmiana taryfy weszła w życie 1 stycznia 2013. Okres obowiązywania taryfy nie uległ zmianie.

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

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym reguluje zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa paliwowego państwa, w tym zasady tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywożące gaz na własne potrzeby. W obszarze działalności PGNiG S.A. ustawa m.in.:

- ustala harmonogram tworzenia obowiązkowych zapasów gazu ziemnego; od 1 października 2010 roku wielkość obowiązkowych zapasów osiąga wysokość odpowiadającą 20 dniom średniego dziennego przywozu gazu, a od 1 października 2012 roku – 30 dniom
- ustala zwrot na kapitale zaangażowanym w działalność magazynową na poziomie co najmniej 6%
- zapewnia, że koszty związane z utrzymywaniem, uruchamianiem oraz uzupełnianiem zapasów są kosztami uzasadnionymi działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne.

4 grudnia 2011 roku weszła w życie nowelizacja Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Nowelizacja ustawy wprowadziła m.in.:

- możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA, po spełnieniu warunków określonych w ustawie
- możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego z obowiązku magazynowania, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys., a przywóz gazu ziemnego w roku kalendarzowym nie przekracza 100 mln m<sup>3</sup>.

### 3. Prawo geologiczne i górnicze

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku określa zasady i warunki:

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

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

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

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

W 2012 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG S.A. 1 koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, 23 koncesje przedłużyło, natomiast 1 koncesja została wygaszona. Ponadto w 2012 roku Ministerstwo Środowiska przyznało Spółce 1 koncesję na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż, 7 koncesji zostało zmienionych, a 1 koncesja została wygaszona.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:



- 95 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.

Z dniem 1 stycznia 2012 roku weszła w życie nowa ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku (Dz.U. z 2011 roku nr 163, poz. 981), spełniająca m.in. wymogi dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE z dnia 30 maja 1994 roku. Ustawa wprowadza procedurę przetargu na koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów, zamiast dotychczasowej procedury przetargowej w odniesieniu do ustanowienia użytkownika górniczego.

## 4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

### Ustawa Prawo energetyczne

W 2012 roku trwały prace nad pakietem projektu trzech ustaw regulujących sektor energetyczny, tzn. Prawem gazowym, Prawem energetycznym oraz Prawem o odnawialnych źródłach energii. Ponadto trwały prace nad nowelizacją rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe). Projekt nowego rozporządzenia wprowadza m.in. stawki przesyłowe *entry-exit*, zasady obliczania należności za usługi krótkoterminowe i przerywane oraz wirtualnego przesyłania zwrotnego świadczone przez operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych oraz zasady obliczania należności za pakietową i rozdzieloną usługę magazynowania świadczone przez operatora systemu magazynowania. Ponadto projekt rozporządzenia taryfowego uwzględnia możliwość oferowania usług przesyłowych w trybie aukcyjnym w przypadku połączeń między systemami przesyłowymi zlokalizowanymi wewnątrz UE oraz umożliwia przenoszenie kosztów za transport paliw gazowych do taryf innych przedsiębiorstw energetycznych. Celem projektu rozporządzenia taryfowego jest także jego dostosowanie do rozporządzenia systemowego.

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko, wynikające przede wszystkim z niepewności co do ostatecznego zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótkiego terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A. 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 przedsiębiorstwo 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 określone 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 2012 roku Prezes URE ponownie jednostronnie wydłużył okres obowiązywania taryfy (podobnie jak w poprzednich postępowaniach taryfowych). 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. Jednocześnie Prezes URE wydłuża postępowania w sprawie zatwierdzania taryf, co powoduje, że wchodzi one w życie w późniejszych terminach niż wnioskowane przez PGNiG S.A. Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012 została zatwierdzona dopiero 16 marca 2012 roku, pomimo że Spółka złożyła wniosek o jej zatwierdzenie 25 października 2011 roku. Ponadto Prezes URE decyzją z dnia 13 września 2012 roku odmówił zmiany Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliwa gazowego nr 5/2012), w związku z czym PGNiG S.A. złożyła odwołanie od powyższej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

#### Zapotrzebowanie na gaz

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat opiera się 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.

#### 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 obciążona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

## Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

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

### 1. Poszukiwanie

W 2012 roku PGNiG S.A. prowadziła poszukiwanie gazu zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych (typu *shale gas* i *tight gas*). Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju Spółka realizowała na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 9 otworach poszukiwawczych, w tym 3 badawczych (Lubycza Królewska-1, Opalino-2 i Lubocino-2H) oraz w 1 otworze rozpoznawczym.

W 2012 roku próby złożowe wykonano w trzech odwiertach na Przedgórzu Karpat, w tym w dwóch odwierconych w 2011 roku. Próby potwierdziły obecność gazu w dwóch otworach: jednym poszukiwawczym (Kramarzówka-1) i jednym rozpoznawczym (Lubliniec-12). W trzecim z odwiertów (Łapanów-6K) nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i otwór został zlikwidowany. Prace prowadzono również w odwiercie na koncesji w Danii. Ze względu na negatywny wynik otwór ten (Felsted-1) został zlikwidowany.

Jednym z odwiertów pozytywnych był wykonany na Przedgórzu Karpat w 2011 roku głęboki otwór badawczy Kramarzówka-1 (3.357 m). W odwiercie tym uzyskano przyływ gazu ziemnego. Zakończono wiercenie głębokiego otworu Dukla-1 w Karpatach. Na Lubelszczyźnie wykonano wiercenie otworu Lubycza Królewska-1 (*shale gas*) oraz rozpoczęto analizy pod kątem wykonania zabiegów szczelinowania.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2012 roku wynosił:

- 89,4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 20,7 mln ton ropy naftowej.

#### Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W 2012 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” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Płotki” – „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie umowy operacyjnej użytkowników górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%

- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%.

W 2012 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki” – „PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki” – „PTZ”. Na obszarze „Płotki” rozpoczęto akwizycję zdjęcia sejsmicznego Donatowo – Rusocin 3D. Natomiast na obszarze „Płotki” – „PTZ” rozpoczęto *reprocessing* zdjęcia sejsmicznego Kaleje – Zaniemyśl 3D w celu wyboru optymalnej lokalizacji otworu eksploatacyjnego Zaniemyśl-4.

Na obszarze „Poznań” w 2012 roku kontynuowano eksploatację złóż gazu ziemnego Środa Wielkopolska, Kromolice i Kromolice S oraz zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Winna Góra i Lisewo. Ponadto zakończono wiercenie otworu Komorze-3k, w którym odkryto złożę gazu ziemnego. Prowadzono również prace przygotowawcze do zabiegu szczelinowania w otworze poszukiwawczym Pławce-2 (*tight gas*). W rejonie Żerków – Pleszew zakończono *processing* i interpretację II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto wyłoniono wykonawcę wiercenia i rozpoczęto montaż urządzenia dla otworu poszukiwawczego Mieczewo-1k. Wykonano również zdjęcia sejsmiczne Miłosław 3D i Taczanów 3D oraz rozpoczęto ich przetwarzanie.

Na obszarze „Bieszczady” w 2012 roku zakończono sejsmiczne prace polowe 2D i rozpoczęto *processing* profili sejsmicznych w rejonie Jaśliska – Baligród. Ponadto zakończono polowe prace grawimetryczne oraz interpretację wyników pomiarów w rejonie Hoczew – Lutowiska. Udziałowcy zdecydowali o zabezpieczeniu otworu Niebieszczany-1, a kolejne prace związane z opróbowaniem tego otworu zaplanowano na 2013 rok. Ponadto rozpoczęto *reprocessing* archiwalnych profili sejsmicznych Kostarowce – Zahutyń 2D. Wykonano również prace polowe 2D w rejonie Rakowa – Paszowa.

Na obszarze „Sieraków” w 2012 roku po analizie geologiczno-geofizycznej wyznaczono lokalizację otworu Sieraków-3 i rozpoczęto prace przygotowawcze w terenie. Otwór będzie wiercony, w miejsce wcześniej planowanego otworu Sieraków-2.

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

- „Warszawa-Południe” (bloki 234, 235, 254, 255, 274N) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Ostrowiec” (bloki 163 i 164) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Kutno”(bloki 211, 212, 231 i 232) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 30 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 50%, PGNiG S.A. – 50%.

Na obszarze „Warszawa-Południe” wykonano 234,2 km sejsmiki 2D oraz wykonano przetwarzanie danych sejsmicznych. Zakończono również *reprocessing* 4 archiwalnych profili sejsmicznych o łącznej długości 44,5 km. Ponadto wykonano interpretację geologiczną rejonu Potycz – Boglewice – Grójec obejmującego 563,7 km nowych profili sejsmicznych i 677,7 km archiwalnych profili sejsmicznych.

Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” zakończono wiercenie głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2.

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

- „Karpaty Zachodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 60%, PGNiG S.A. – 40%
- „Karpaty Wschodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

Na obszarze „Karpaty Zachodnie” w 2012 roku wykonano 110 km zdjęcia sejsmicznego 2D oraz rozpoczęto interpretację 108 km profili sejsmicznych 2D z rejonu Bielsko – Cieszyn – Bestwina i 27 km profili 2D z rejonu Budzów.

Na obszarze „Karpaty Wschodnie” w 2012 roku wykonano przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego 2D w rejonie Jordanów i zakończono interpretację geologiczną zdjęcia sejsmicznego 2D Mszana Dolna – Jordanów.

4 lipca 2012 roku PGNiG S.A. podpisała umowę ramową w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo z czterema innymi polskimi spółkami: Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. Zgodnie z umową wspólne prace będą prowadzone m.in. w rejonie Kochanowa, Częstkowa i Tępcza, na części należącej do PGNiG S.A. koncesji Wejherowo, na której wstępne badania potwierdziły występowanie niekonwencjonalnych złóż gazu. Współpraca spółek na koncesji Wejherowo obejmie obszar o powierzchni ok. 160 km<sup>2</sup>. Szacowane nakłady na projekt Kochanowo – Częstkowo – Tępcz (KCT) wyniosą maksymalnie 1,7 mld zł. Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem będzie PGNiG S.A.

#### Prace poszukiwawcze za granicą

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 2012 roku zakończono rekonstrukcję otworu Hallel-1 i wiercenie z niego otworu poziomego Hallel-x1, w którym uzyskano przyływ gazu, po czym rozpoczęto budowę instalacji niezbędnej do przeprowadzenia wspólnego testu produkcyjnego dla otworów Rehman-1 i Hallel-X1. Ponadto wykonano dodatkową interpretację danych sejsmiki 3D, która potwierdziła obecność potencjalnych obiektów złożowych na północy koncesji. 6 lipca 2012 roku pakistański organ koncesyjny (*Directorate General of Petroleum Concessions*) zakwalifikował złożo Rehman jako niekonwencjonalne (*tight gas*). Uprawnia to udziałowców do zwiększenia ceny gazu o 50% w stosunku do ceny gazu ze złóż konwencjonalnych. W oparciu o wycenę koncesji Kirthar, dokonaną przez kanadyjską firmę DeGolyer&McNaughton, w 2012 roku operator podjął decyzję o wejściu w II etap poszukiwawczy, w ramach którego do lipca 2014 roku odwiercony zostanie nowy otwór poszukiwawczy.

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%. Na początku 2012 roku zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Felsted-1. Ze względu na brak przemysłowego przyływu węglowodorów odwiert został zlikwidowany, jednak zabieg likwidacji okazał się nieskuteczny. W związku z koniecznością ponownej likwidacji odwiertu PGNiG S.A. uzyskała zgodę Duńskiej Agencji Energii (*DEA*) na przedłużenie koncesji. Otwór ostatecznie zlikwidowano, a koncesja 1/05 została wygaszona.

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 2012 roku zakończono połowe prace sejsmiczne 2D (łącznie 2.300 km) i wykonano przetwarzanie i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D. W związku z wydłużającymi się procedurami administracyjnymi rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego przewidywane jest na początku roku 2013.

## 2. Wydobywanie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 23 kopalniach (14 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych, 10 ropno-gazowych i 10 ropnych).

W 2012 roku PGNiG S.A. wydobyla 4.317,3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Wydobywanie ropy naftowej wyniosło 478,4 tys. ton. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

### Wielkość wydobycia

		Jednostka	2012	2011
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup> *	4 317,3	4 329,4
a	wysokometanowy, w tym	mln m <sup>3</sup>	1607,6	1 616,4
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m <sup>3</sup>	0,0	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m <sup>3</sup>	1607,6	1 616,4
b	zaazotowany, w tym	mln m <sup>3</sup> *	2709,7	2 713,0
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m <sup>3</sup> *	2625,6	2 637,2
	- Oddział w Sanoku	mln m <sup>3</sup> *	84,1	75,8
2	Ropa naftowa	tys. ton	478,4	455,3
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	429,9	407,3
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	48,5	48,0

\* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W 2012 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 4 złoża: Ryłowa, Rajsco, Góra Ropczycka i Lubliniec oraz podłączono 7 nowych odwiertów na już eksploatowanych złożach: Zagorzyce, Cierpisz, Mirocin, Pruchnik – Pantałowice i Rudka. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego z podłączonych odwiertów wynosi około 13,1 tys.m<sup>3</sup>/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze podłączono 3 odwierty ropne na złożu BMB (Barnówko – Mostno – Buszewo) o łącznej zdolności wydobywczej 332 t/d oraz 2 odwierty gazowe (na złożu Radlin i Bogdaj – Uciechów) o łącznej zdolności wydobywczej 4,3 tys. m<sup>3</sup>/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto w grudniu włączono do eksploatacji złożo ropne Lubiatów o zdolności wydobywczej wynoszącej 960 t/d i złożo gazowe Międzychód o zdolności wydobywczej 11,2 tys. m<sup>3</sup>/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

W 2012 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac dla utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W celu uzyskania przyrostu wydobycia węglowodorów wykonano 4.088 m wierceń eksploatacyjnych. Przeprowadzono łącznie remonty 24 odwiertów,

których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację, z czego w 19 otworach uzyskano przemysłowy przyływ węglowodorów. W 3 odwiertach prace remontowe wykonano na potrzeby PMG. Natomiast 2 odwierty przeznaczone były do zatłaczania wód złożowych. Ponadto w 2012 roku wykonano łącznie 63 obróbek odwiertów, których celem było głównie utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnych urządzeń wydobywczych. Obróbki wykonywano również w odwiertach na rzecz PMG oraz w odwiertach do zatłaczania wód złożowych.

W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego Spółka, oprócz gazu wysokometanowego, uzyskuje takie produkty, jak skroplony gaz ziemny LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot.

Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (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	2012	2011
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup>	723,4	681,8
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m <sup>3</sup>	72,0	64,0
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m <sup>3</sup>	651,4	617,8
2 Ropa naftowa	tys. t.	482,1	464,6
3 Kondensat	tys. t.	2,5	2,2
4 Hel	mln m <sup>3</sup>	3,3	3,4
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	22,6	20,7
6 Azot	tys. kg	505,2	535,8
7 Siarka	tys. t.	25,3	23,8

\* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała sprzedaż ropy naftowej do Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. i TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A.

Rafineria Trzebinia S.A. jest długoletnim partnerem biznesowym PGNiG S.A. 19 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. i Rafineria Trzebinia S.A. podpisały aneks do obowiązującej umowy. Przedmiotem aneksu jest sprzedaż wraz z dostawą kolejową ropy naftowej do Rafinerii Trzebinia. Cena surowca, podwyższona w porównaniu do poprzednio obowiązującej, ustalana jest w oparciu o dotychczasowe zasady tj. na bazie notowań cen ropy typu *Brent Dated*. Ponadto aneks umożliwia dostawy ropy naftowej do rafinerii ze złoża Lubiatów, co oznacza zwiększenie rocznego wolumenu dostaw. Aneks obowiązuje od 1 stycznia 2013 roku i zawarty został na czas nieokreślony.

W 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała również współpracę z Rafinerią Nafty Jedlicze S.A., z którą ma podpisany dziesięcioletni kontrakt na dostawy ropy naftowej obowiązujący do końca 2017 roku oraz z firmą TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A.

PGNiG S.A. sprzedała poza granice kraju 43,8% wolumenu ropy naftowej oraz 69,3% helu. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do niemieckiej rafinerii. Większość wolumenu helu sprzedano hurtowo zagranicznym odbiorcom z branży gazów technicznych, którzy dokonują jego dystrybucji w krajach Unii Europejskiej.

#### Podziemne magazyny gazu

W 2012 roku segment poszukiwanie i wydobywanie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobywania są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie na dzień 31 grudnia 2011 roku i 31 grudnia 2012 roku przedstawia poniższa tabela.

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

Gaz zaazotowany	2012	2011
Daszewo (Ls)	30,0	30,0
Bonikowo (Lw)	200,00	200,00

### 3. Planowane działania

#### Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2013 roku PGNiG S.A. planuje prowadzenie prac poszukiwawczych geofizycznych i wiertniczych obejmujących kilkadziesiąt obiektów poszukiwawczych rozmieszczonych na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Nizy Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami zagranicznymi.

Ponadto w 2013 roku przewiduje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania, w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż *shale oil/gas* i *tight gas*. Na Pomorzu Spółka planuje wiercenie otworu Lubocino-3h w ramach rozwiercania struktury Lubocino, a także przeprowadzenie szczelinowania w otworze Piaski-3. Na Lubelszczyźnie kontynuowane będą analizy w otworze Lubycza Królewska-1. Ponadto na Pomorzu i Lubelszczyźnie Spółka przewiduje wiercenie nowych otworów. W Karpatach w otworze Dukla-1 zostaną przeprowadzone końcowe próby złożowe.

#### Prace poszukiwawcze za granicą

W 2013 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie prace poszukiwawcze w Egipcie oraz w Pakistanie. W Egipcie zostanie rozpoczęte wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego.

#### Wydobywanie gazu ziemnego

PGNiG S.A. realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie wzrostu zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2013 roku PGNiG S.A. planuje wydobywanie na poziomie ok. 4,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup> z tego 4,4 mld m<sup>3</sup> w Polsce i 0,1 mld m<sup>3</sup> w Pakistanie. Na obszarze działania Oddziału w Sanoku zostaną oddane do



eksploatacji odwierty na złożach już eksploatowanych tj. Pruchnik, Maćkowice, Wola Różaniecka oraz nowe złoża Mołodycz. Natomiast na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planowane jest włączenie do eksploatacji odwiertów na złożach już eksploatowanych tj. Radlin, Jarocin i Winna Góra.

#### Wydobycie ropy naftowej

W 2013 roku PGNiG S.A. planuje wydobycie 750 tys. ton ropy naftowej. Wzrost wydobycia spowodowany jest włączeniem do eksploatacji pod koniec 2012 roku złóż: Lubiaków i Międzychód oraz z włączeniem w styczniu 2013 roku złoża Grotów.

## 4. Ryzyka poszukiwania i wydobycia

#### 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 wydobycia z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognozy 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 ilości i jakości 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 w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobycie z tego złoża zamyka się w okresie 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*) oraz gazu zaciśniętego (*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

Zarówno w kraju, jak 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, oferując lepsze warunki, niż 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, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym, niezależne od PGNiG S.A., są związane między innymi z:

- brakiem lub zmianą uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę)
- zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego
- 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 mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W 2011 roku PGNiG S.A. wprowadziła system *Daily Rate* przy wyborze wykonawców prac wiertniczych. System powinien zapewnić obniżenie kosztów tych prac.

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

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Ustawa z dnia 18 maja 2005 roku o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 roku) spowodowała zaostrzenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ 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 erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

## Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych. Zakup gazu ziemnego z importu odbywa się głównie z kierunku wschodniego. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby sześć podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie i Wierzchowicach.

### 1. Zakupy

W 2012 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. kupowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi:

- „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 roku”
- transakcji indywidualnych na dostawy gazu ziemnego m.in. poprzez wykorzystanie *reverse flow* na gazociągu jamalskim z PGNiG Sales & Trading GmbH
- „Umowy Indywidualnej sprzedaży gazu ziemnego z dnia 13 maja 2011 roku z Vitol SA, obowiązującej do 1 października 2014 roku”
- „Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku”.

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

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

	2012	%	2011	%
Dostawcy zagraniczni w tym:	10 999,9	98,9%	10 915,3	99,0%
- OOO "Gazprom eksport"	9 017,3	82,0%	9 335,5	85,5%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	1 982,6	18,0%	1 579,8	14,5%
Dostawcy krajowi	127,2	1,1%	112,3	1,0%
Razem	11 127,1	100,0%	11 027,6	100,0%

#### Nowe umowy

W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu ziemnego PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. umowę o świadczenie usługi wirtualnego rewersu (usługa przesyłania zwrotnego) na gazociągu jamalskim w okresie od 1 stycznia 2012 roku do 31 grudnia 2015 roku. W 2012 roku PGNiG S.A. zawarła z PGNiG Sales & Trading GmbH krótkoterminowe umowy na dostawy gazu ziemnego, poprzez wykorzystanie wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim, w łącznej ilości ok. 890,0 mln m<sup>3</sup>.

19 marca 2012 roku PGNiG S.A., w ramach uprawnień wynikających z postanowień „Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku, obowiązującej do 1 października 2016 roku” wystąpiła do VNG-Verbundnetz Gas AG z wnioskiem o obniżenie ceny gazu ziemnego. 29 marca

2012 roku VNG-Verbundnetz Gas AG przesłała do PGNiG S.A. wniosek o zmianę ceny gazu ziemnego w kierunku jej podwyższenia. 17 października PGNiG S.A. i VNG-Verbundnetz Gas AG podpisały porozumienie zmieniające nr 1 do powyższej umowy. Strony uzgodniły nową formułę cenową, która oparta jest na cenach produktów ropopochodnych i bieżących cenach rynkowych gazu ziemnego oraz nową stawkę opłaty za moc. Porozumienie weszło w życie 1 października 2012 roku.

5 listopada 2012 roku PGNiG S.A. i OOO „Gazprom eksport” zawarły aneks do „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 roku”, zmieniający warunki cenowe na dostawy gazu do Polski. Uzgodniona nowa formuła cenowa odzwierciedla zmiany, jakie zaszły na europejskim rynku gazu w ostatnich latach oraz uwzględnia notowania produktów ropopochodnych i ceny rynkowe gazu ziemnego.

19 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. umowę przesyłową. Usługi przesyłowe świadczone są w oparciu o zasady określone w „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej”. Powyższa umowa została podpisana na czas nieokreślony i zastępuje dotychczas obowiązującą umowę. Umowa weszła w życie 1 stycznia 2013 roku.

## 2. Sprzedaż

W 2012 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 89,3 tys. nowych odbiorców.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. W 2012 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do 2011 roku wzrosła o ok. 2,2% tj. 306,2 mln m<sup>3</sup>. Największy wzrost sprzedaży gazu nastąpił wśród odbiorców przemysłowych, w tym głównie z grupy przemysł rafineryjny i petrochemiczny oraz wśród odbiorców domowych. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie PGNiG S.A. w 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

### Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Jednostka	2012	2011
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup>	14 005,4	13 699,2
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m <sup>3</sup>	13 497,3	13 204,6
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m <sup>3</sup>	508,1	494,6
2 Propan-butan	tys. t.	1,5	1,9

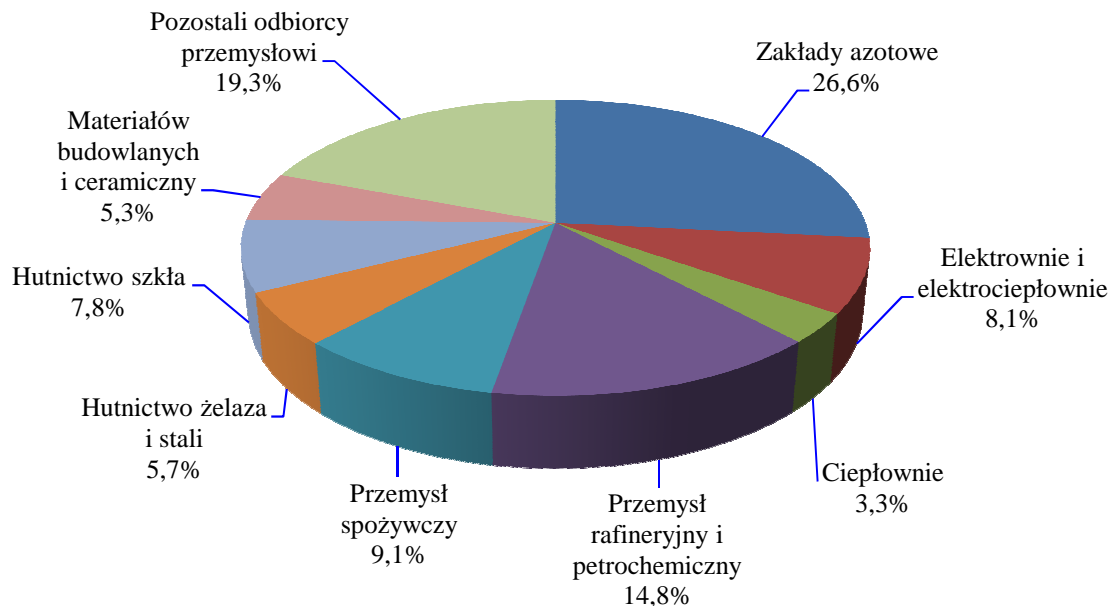
\* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu byli przemysłowi (głównie z grupy przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny, hutnictwo) oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. W porównaniu do 2011 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców wzrósł o 3,3%. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. W relacji do 2011 roku sprzedaż gazu do tej grupy odbiorców wzrosła o 1,9%. 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>)

	2012	%	2011	%
Odbiorcy przemysłowi	8 407,2	60,0%	8 252,4	60,3%
Handel, usługi	1 524,2	10,9%	1 468,5	10,7%
Odbiorcy domowi	3 851,6	27,5%	3 730,1	27,2%
Odbiorcy hurtowi	222,4	1,6%	221,5	1,6%
Eksport	0,0	0,0%	26,7	0,2%
<b>Razem</b>	<b>14 005,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>13 699,2</b>	<b>100,0%</b>

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2012 roku do odbiorców przemysłowych



20 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii. Zgodnie z decyzją Prezesa URE obrót ten zwolniony jest z obowiązku taryfowania.

W 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Ełk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja jest kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawianialniami w miejscowościach Ełk i Olecko oraz przestawienie odbiorców na gaz wysokometanowy w powyższych miejscowościach. Zakończenie budowy powyższych instalacji planowane jest na koniec 2013 roku. 29 czerwca 2012 roku została podpisana umowa o dofinansowanie projektu z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

Sprzedaż energii elektrycznej

1 września 2012 roku PGNiG S.A. uruchomiła sprzedaż energii elektrycznej do klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B i C). Ponadto Spółka rozpoczęła przygotowania do uruchomienia sprzedaży energii elektrycznej do klientów indywidualnych (grupa taryfowa G).

### 3. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów oraz PMG Brzeźnica. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno została udostępniona na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A., która w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej.

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny regulowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensacja nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacja zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę *take or pay*, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży *loco brama* odbiorcy, prowadzone są w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów oraz PMG Brzeźnica.

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

W 2012 roku PGNiG S.A. zakończyła projekt rozbudowy PMG Strachocina. Pojemność czynna magazynu zwiększyła się z 150 mln m<sup>3</sup> do 330 mln m<sup>3</sup>. Ponadto Spółka oddała do eksploatacji jedną z kawern KPMG Mogilno, co spowodowało zwiększenie pojemności czynnej magazynu do 411,9 mln m<sup>3</sup>. W związku z powyższym 1 maja 2012 roku PGNiG S.A. udostępniła na zasadach TPA dodatkowe 214 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnych instalacji magazynowych. Pojemności czynne magazynów na dzień 31 grudnia roku 2012 roku przedstawia poniższa tabela.

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

	31 grudnia 2012
PMG Brzeźnica	65,0
PMG Husów	350,0
KPMG Mogilno	411,9
PMG Strachocina	330,0
PMG Swarzędów	90,0
PMG Wierzchowice	575,0
<b>Razem</b>	<b>1 821,9</b>

W 2012 roku PGNiG S.A. i Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. zawarły szereg umów o świadczenie usług magazynowania. Umową o największej wartości jest umowa z dnia 31 maja 2012 roku, której zakres obejmuje świadczenie długoterminowej usługi magazynowania gazu w KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzędów i PMG Brzeźnica w okresie od 1 czerwca 2012 roku do 31 marca 2016 roku. Łączna wartość umów zawartych w 2012 roku pomiędzy PGNiG S.A. i OSM Sp. z o.o. przekroczyła 10% przychodów ze sprzedaży GK PGNiG i spełniła kryterium znaczącej umowy.

## 4. Planowane działania

### Zakup gazu ziemnego

W 2013 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z importu w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi. Ponadto w celu optymalizacji kosztów pozyskania paliwa gazowego Spółka będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim w ramach umów krótkoterminowych. Gaz dostarczany będzie z wykorzystaniem usługi przesyłania zwrotnego na gazociągu jamalskim.

### Magazynowanie

W 2013 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno o dalsze pięć komór. Ponadto Spółka realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo. Zakończenie ługowania pierwszej komory zaplanowano w 2013 roku. Przekazanie do eksploatacji PMG Wierzchowice, planowane w IV kwartale 2012 roku, zostało przesunięte na 2013 rok. Opóźnienie spowodowane jest czasowym wstrzymaniem prac przez generalnego wykonawcę projektu rozbudowy magazynu.

W najbliższych latach planowana jest reorganizacja działalności magazynowej. Majątek magazynowy zostanie przeniesiony do spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Ponadto w strukturach spółki skoncentrowane zostaną kompetencje techniczne i zarządcze, a także działalność inwestycyjna i operacyjna w zakresie obszaru magazynowania.

### Koncentracja działalności obrotu

W 2013 roku planowane jest skoncentrowanie w strukturach PGNiG S.A. działalności obrotu hurtowego gazem ziemnym, energią elektryczną, ciepłem, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>.

## 5. Ryzyka obrotu i magazynowania

### Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

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. W 2012 roku Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w latach 2010 i 2011, odpowiednio w dniu 11 maja oraz 5 grudnia. Analogiczne postępowania administracyjne zostały wszczęte przez Prezesa URE za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007, 2008 i 2009. Postępowania odnośnie lat 2009 i 2010 zostały zawieszono z urzędu do czasu zakończenia postępowania właściwego dla roku 2007 i 2008, toczącego się przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W celu uniknięcia podobnych sytuacji w kolejnych latach, w 2011 roku 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.

#### Uwolnienie cen gazu dla odbiorców

PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu szacowany jest na około 96%, pozostałe 4% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Jednakże liberalizacja rynku gazu w Polsce spowoduje w kolejnych latach istotne zmiany na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. W 2012 roku uruchomiono rynek gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii. Na podstawie decyzji Prezesa URE obrót gazem ziemnym prowadzony przez PGNiG S.A. na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. Ponadto w 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła prace nad „Programem Uwolnienia Gazu”, który przewiduje uwolnienie cen gazu dla odbiorców instytucjonalnych, a w dalszej kolejności (po upływie 2-3 lat) cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. W 2013 roku planowane jest, mimo przedłużających się prac nad projektem, przyjęcie tzw. trójpaku energetycznego w tym m.in. ustawy Prawo gazowe. W konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki w wolumenie sprzedawanego gazu ziemnego może się zmniejszyć na rzecz dotychczas działających, jak i również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem.

#### Działalność elektroenergetyczna

Istotnym czynnikiem ryzyka wpływającym na działalność elektroenergetyczną jest brak przepisów określających mechanizmy wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w wysokosprawnej kogeneracji oraz stabilnej polityki wspierania inwestycji w odnawialne i skojarzone źródła wytwórcze. Powyższe czynniki powodują niepewność w procesie kalkulacji cen energii elektrycznej na lata 2013-2015. Ryzyko to obejmuje zarówno wytwórców, jak i sprzedawców energii elektrycznej i zabezpieczane jest w drodze odpowiednio sformułowanych kontraktów zakupu/sprzedaży praw majątkowych.

#### Magazynowanie

Od dnia 1 października 2012 roku ustawa o zapasach wprowadza obowiązek zwiększenia wielkości zapasu obowiązkowego z 20 dni do 30 dni średniorocznego importu oraz przechowywania go w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia całkowitej ilości zapasu do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Dostarczenie całości zapasu do systemu gazowego w ustawowym terminie możliwe jest tylko pod warunkiem zwiększenia pojemności buforowej magazynów kosztem ich pojemności czynnej. W konsekwencji spowoduje to zmniejszenie dostępnej pojemności handlowej.

Ponadto ze względu na wymaganą wielkość zapasu obowiązkowego oraz wymagane parametry techniczne dostarczenia gazu do systemu znaczna część zapasu została umieszczona w KPMG Mogilno, który jest jedynym w Polsce magazynem szczytowym. W rezultacie zapas obowiązkowy istotnie ogranicza korzystanie z KPMG Mogilno do celów bilansowych w okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz.

## Rozdział VII: Pozostała działalność

Jednostką organizacyjną PGNiG S.A. zakwalifikowaną do segmentu pozostała działalność jest Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, który zajmuje się świadczeniem usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego. Oddział przeprowadza również wzorcowania i badania urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie, w tym m.in. badania nowych typów urządzeń pomiarowych i analitycznych. Ponadto Oddział świadczy usługi w zakresie doradztwa, opiniowania i ekspertyz, a także przeprowadza walidacje i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych.

W 2012 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał –Europa (odcinek polski)
- szacowanie współczynników emisji CO<sub>2</sub> na gazociągu tranzytowym Jamał – Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne i nadzór stacji pomiarowej granicznej (Cieszyn)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (na 47 obiektach)
- weryfikację systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO<sub>2</sub> dużych emitentów przemysłowych wg wymagań obowiązujących do końca 2012 roku
- oceny możliwości i konieczności modernizacji systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO<sub>2</sub> dużych emitentów przemysłowych wg wymagań, które będą obowiązywać od 2013 roku
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych, obiektach kopalnianych i magazynach
- walidację i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych.

Oddział sporządził również szereg opracowań technicznych m.in. na temat pomiarów i rozliczeń LNG odbieranego ze statków i składowanego w terminalu morskim, transportowanego cysternami samochodowymi i kolejowymi, a także opracowania z zakresu wdrażania rozliczeń gazów ziemnych w jednostkach energii.

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

### Planowane działania

W przyszłości Oddział planuje utrzymać pozycję wiodącego laboratorium badawczego i punktu legalizacyjnego w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie. Oddział planuje również utrzymać dotychczasową pozycję wiodącego laboratorium w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych wszystkich rodzajów i form oraz biogazu, oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania m.in. wielkości emisji CO<sub>2</sub>, a także nadzoru pomiarowego nad terenowymi laboratoriami analitycznymi. Dodatkowo Oddział zamierza rozwijać działalność w zakresie pomiarów i rozliczeń LNG transportowanego drogą morską.

Ponadto Oddział planuje rozwinąć działalność badawczą w dziedzinie badań przeliczników do gazu i wypracować pozycję wiodącej jednostki badawczej w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych i biogazów.

## Rozdział VIII: Inwestycje

W 2012 roku nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne wyniosły 1.652 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2012
Poszukiwanie i wydobywanie	1 078
Obrót i magazynowanie	574
Pozostała działalność	0
<b>Razem</b>	<b>1 652</b>

W 2012 roku uległa zmianie prezentacja nakładów inwestycyjnych w porównaniu do poprzedniego roku. Zostały ujęte w nich nakłady na badania geofizyczne oraz skapitalizowane koszty finansowania, natomiast nakłady poniesione na wiercenia zakończone wynikiem negatywnym zostały wyeliminowane.

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w PGNiG S.A. w 2012 roku.

### Poszukiwanie złóż

Nakłady inwestycyjne w obszarze poszukiwania złóż w kwocie 408 mln zł zostały poniesione głównie na badania geofizyczne, 2 odwierty pozytywne i na odwierty, których realizacja nie została zakończona.

### 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 2012 roku zakończono prace budowlane oraz dokonano odbioru technicznego Ośrodka Centralnego LMG. Oddanie ośrodka do eksploatacji planowane jest w kwietniu 2013 roku. Ponadto z uwagi na trudności z uzyskaniem niezbędnych zgód i pozwoleń na budowę wcześniej planowanego gazociągu do Odazotowni Grodzisk, opracowano alternatywną trasę przebiegu gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć. W 2012 roku zakończono prace projektowe i rozpoczęto budowę gazociągu. Łączna szacowana wartość projektu wynosi około 1,6 mld zł. Nakłady poniesione na projekt w 2012 roku wyniosły 308 mln zł.

### Gazociąg w/c relacji Mieszalnia Kłodawa – KRNiGZ LMG

Inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c relacji Mieszalnia Kłodawa – KRNiGZ LMG, który połączy dwa rejonu wydobywcze i umożliwi przesył gazu z rejonu Dębna poprzez Mieszalnię Kłodawa i KRNiGZ LMG do Mieszalni i Odazotowni Grodzisk. Ponadto gazociąg będzie pełnił funkcję magazynu w celu uzupełnienia chwilowych niedoborów gazu zaazotowanego. W 2012 roku zakończono budowę gazociągu i przeprowadzono jego odbiór końcowy. Łączne nakłady na projekt wyniosły 105 mln zł.

### Gazociąg do KGHM

Projekt zakłada budowę gazociągu wysokiego ciśnienia oraz kabla światłowodowego wraz z infrastrukturą na trasie KGZ Kościan – KGHM Polkowice/Żukowice w celu bezpośredniej sprzedaży gazu ziemnego do KGHM Polkowice/Żukowice. Łączne nakłady na projekt wyniosły 208 mln zł.

### Pozostałe inwestycje w obszarze wydobycia

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

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko
- zakończenie zagospodarowania złóż gazu ziemnego Rudka i Góra Ropczycka
- zagospodarowanie odwiertów Radlin i Wola Różaniecka.

### Obrót i magazynowanie

W 2012 roku nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 574 mln zł, z czego 481 mln zł stanowiły nakłady na podziemne magazyny gazu. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w zakresie podziemnych magazynów gazu należały:

- zakończenie prac w części podziemnej magazynu, kontynuacja budowy części napowierzchniowej oraz dokonanie odbiorów technicznych większości obiektów PMG Wierzchowice
- kontynuacja budowy części napowierzchniowej oraz kontynuacja prac ługowniczych w kawernach PMG Kosakowo
- kontynuacja prac ługowniczych w czterech kawernach oraz zakończenie prac ługowniczych i oddanie do eksploatacji kolejnej kawerny KPMG Mogilno.

Ponadto w 2012 roku zakończono projekt w zakresie rozbudowy PMG Strachocina. Łączne nakłady na projekt wyniosły 436 mln zł. Projekt uzyskał dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Do dnia sporządzenia sprawozdania wysokość dofinansowania wyniosła ok. 70 mln zł.

## Rozdział IX: Ochrona środowiska

### Likwidacja odwiertów i kopanek

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 2012 roku zlikwidowano 15 odwiertów i 5 kopanek.

### System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2012 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (SHUE) uczestniczyły instalacje oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno. Emisja CO<sub>2</sub> z powyższych instalacji w 2012 roku wyniosła 85.655 Mg.

### Emisje metanu

W 2012 zakończona została inwentaryzacja emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Celem inwentaryzacji było oszacowanie wielkości emisji metanu z poszczególnych elementów systemu oraz weryfikacja dotychczas stosowanych współczynników emisji, a także 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 2012 roku wykonano badania wokół zlikwidowanego odwiertu i odkrytego starego dołu urobkowego na terenie przeszłej działalności eksploatacyjnej Oddziału w Zielonej Górze w Międzyzdrojach. Przeprowadzono również badania monitoringowe wpływu na środowisko zrekultywowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu oraz badania uzupełniające na nieruchomości w Szczecinie.

### REACH i CLP

W 2012 roku PGNiG S.A. prowadziła prace nad dostosowaniem oznakowania wytwarzanych przez Spółkę substancji do wymagań rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w zakresie bezpiecznego stosowania chemikaliów (REACH) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (CLP). W 2012 roku PGNiG S.A. dostosowała do wymagań rozporządzenia CLP karty charakterystyk dla gazu ziemnego, ropy naftowej, kondensatu węglowodorowego, LPG, LNG, helu i azotu. Ponadto Spółka zgłosiła do ECHA (European Chemicals Agency) klasyfikacje dla wymienionych powyżej substancji.

### System Zarządzania Środowiskowego

W 2012 roku w Centrali Spółki PGNiG S.A. został przeprowadzony z wynikiem pozytywnym audyt recertyfikacyjny Systemu Zarządzania Środowiskowego. Certyfikat potwierdzający zgodność funkcjonowania powyższego systemu z normą PN-EN ISO 14001:2005 został przedłużony do 2015

roku. Ponadto w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. odbył się audyt certyfikacyjny wdrożonego w 2011 roku Systemu Zarządzania Środowiskowego.

## Rozdział X: Pozostałe informacje

### Podział zysku za rok 2011

6 czerwca 2012 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę w sprawie przeznaczenia zysku netto za 2011 rok w wysokości 1.615,7 mln zł oraz zysku zatrzymanego w wysokości 72,5 mln zł na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

### Udzielenie absolutorium

6 czerwca 2012 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 2011.

### 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 Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 24 kwietnia 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną, która do dnia sporządzenia sprawozdania nie została przyjęta przez Sąd Najwyższy do rozpoznania.

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 Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 22 czerwca 2012 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 30 października 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła skargę kasacyjną, która do dnia sporządzenia sprawozdania nie została przyjęta przez Sąd Najwyższy do rozpoznania.

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. Wyrokiem z dnia 21 maja 2012 roku Sąd Okręgowy

w Warszawie stwierdził nieważność uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. o dopłatach. Z dniem 12 czerwca 2012 roku wyrok ten stał się prawomocny.

#### 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. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60.016.474,40 zł. 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

4 lipca 2011 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego. W ocenie Prezesa UOKiK polegało ono na przeciwdziałaniu powstawaniu bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku detalicznej i hurtowej sprzedaży gazu ziemnego poprzez ograniczanie możliwości wypowiedzenia umowy kompleksowej na dostarczanie paliwa gazowego. W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 13 kwietnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do zmiany niektórych postanowień umownych. PGNiG S.A. wywiązała się z zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

9 lutego 2012 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie w ogólnych warunkach umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego postanowienia wpisanego do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 10 sierpnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do wprowadzenia nowego wzorca ogólnych warunków umowy. PGNiG S.A. wywiązuje się z zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

#### Postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym

W wyniku nieudanych renegocjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku” (kontrakt jamalski), PGNiG S.A. złożyła 20 lutego 2012 roku do Trybunału Arbitrażowego z siedzibą w Sztokholmie pozew przeciwko OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport”. W dniu 24 maja 2012 roku OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” przedstawiły odpowiedź, w której odrzuciły argumenty zawarte w pozwie PGNiG S.A. Pomimo złożonego w Trybunale Arbitrażowym pozwu strony zawarły porozumienie na poziomie handlowym. 5 listopada 2012 roku PGNiG S.A. i OOO „Gazprom eksport” zawarły aneks do kontraktu jamalskiego, zmieniający warunki cenowe na dostawy gazu do Polski. W związku z osiągniętym porozumieniem PGNiG S.A. wycofała pozew i postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie zostało zamknięte.



## Rozdział XI: Sytuacja finansowa

### 1. Wyniki finansowe w 2012 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2012 weryfikuje spółka Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2010-2012) w dniu 28 czerwca 2010 roku. Zakres umowy obejmuje:

- badanie sprawozdań finansowych za lata 2010, 2011 i 2012 (PGNiG S.A. i spółek zależnych)
- przegląd sprawozdań finansowych za I kwartał 2011, 2012 i 2013 roku (PGNiG S.A.)
- przegląd sprawozdań finansowych za I półrocze 2010, 2011 i 2012 roku (PGNiG S.A.)
- przegląd sprawozdań finansowych za III kwartał 2010, 2011 i 2012 roku (PGNiG S.A.)
- przeprowadzenie procedur na potrzeby banków finansujących PGNiG S.A. za lata 2010, 2011 i 2012
- przetłumaczenie na język angielski zbadanych przez audytora sprawozdań finansowych za okresy roczne i półroczne.

19 czerwca 2012 roku został zawarty aneks do powyższej umowy zmieniający zakres usług świadczonych przez audytora. Z umowy zostało wyłączone tłumaczenie na język angielski zbadanych przez audytora sprawozdań finansowych, a zakres umowy został rozszerzony o:

- weryfikację danych finansowych PGNiG TERMIKA SA na moment przejęcia kontroli nad spółką przez PGNiG S.A. wraz z weryfikacją wyceny do wartości godziwej przejętych aktywów i pasywów PGNiG TERMIKA SA
- przeprowadzenie procedur na potrzeby banków finansujących PGNiG S.A. za I półrocze 2010, 2011 i 2012.

W związku ze zmianą zakresu umowy wynagrodzenie audytora za badanie rocznych sprawozdań finansowych zostało obniżone, natomiast wynagrodzenie za inne usługi poświadczające zostało podwyższone. Zmiana wysokości wynagrodzenia odnosi się do każdego okresu sprawozdawczego, tj. 2010, 2011 i 2012 roku.

Wynagrodzenie od PGNiG S.A. dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2011-2012 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

#### Wynagrodzenie audytora w zł

	2012	2011
Badanie rocznego sprawozdania finansowego	220 000*	220 000*
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	533 159*	468 942*
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	8 367	30 669
<b>Razem</b>	<b>761 526</b>	<b>719 611</b>

\*wynagrodzenie zgodne z podpisanym 19 czerwca 2012 roku aneksem do umowy

## 1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

W 2012 roku PGNiG S.A. dokonała zmiany prezentacji rocznego sprawozdania finansowego sporządzonego za okres sprawozdawczy kończący się 31 grudnia 2012 roku. Szczegółowe zmiany zasad rachunkowości zostały opisane w Rocznym jednostkowym sprawozdaniu finansowym (Nota 2.5.).

W 2012 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 1.918 mln zł i był o 185 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2012 roku w porównaniu do danych za 2011 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

### Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011	1 stycznia 2011
Aktywa trwałe (długoterminowe)	27 789	22 930	20 660
Rzeczowe aktywa trwałe	14 098	13 036	11 544
Nieruchomości inwestycyjne	2	3	3
Wartości niematerialne	204	159	133
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	7 263	6 460	6 409
Inne aktywa finansowe	5 780	2 901	2 261
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	395	345	289
Pozostałe aktywa trwałe	47	26	21
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	8 852	6 321	4 834
Zapasy	2 427	1 897	879
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	5 172	3 170	3 295
Należności z tytułu podatku bieżącego	24	5	-
Pozostałe aktywa	17	28	14
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	105	285	78
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 034	935	566
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	73	1	2
<b>Aktywa razem</b>	<b>36 641</b>	<b>29 251</b>	<b>25 494</b>

## Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011	31 grudnia 2011
Kapitał własny	21 981	20 273	19 170
Kapitał podstawowy	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(59)	152	76
Zyski (straty) zatrzymane	14 400	12 481	11 454
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>7 278</b>	<b>2 158</b>	<b>1 868</b>
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4 390	-	-
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	81	97	99
Rezerwy	1 576	1 154	1 077
Przychody przyszłych okresów	559	257	76
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	632	634	601
Inne zobowiązania długoterminowe	40	16	15
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>7 382</b>	<b>6 820</b>	<b>4 456</b>
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 763	2 660	2 824
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	3 879	3 591	1 219
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	393	417	104
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	-	-	136
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	190	62	50
Rezerwy	152	88	119
Przychody przyszłych okresów	5	2	4
<b>Zobowiązania razem</b>	<b>14 660</b>	<b>8 978</b>	<b>6 324</b>
<b>Zobowiązania i kapitał własny razem</b>	<b>36 641</b>	<b>29 251</b>	<b>25 494</b>

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	25 539	21 821
Koszty operacyjne razem	(23 727)	(20 625)
Zużycie surowców i materiałów	(15 483)	(13 523)
Świadczenia pracownicze	(990)	(905)
Amortyzacja	(603)	(568)
Usługi obce	(5 811)	(5 618)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	13	33
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(853)	(44)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 812	1 196
Przychody finansowe	728	1 027
Koszty finansowe	(280)	(261)
Zysk/Strata brutto	2 260	1 962
Podatek dochodowy	(342)	(229)
Zysk/Strata netto	1 918	1 733

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2012	2011
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	474	847
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(4 579)	(2 057)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	4 204	1 579
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	99	369
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	935	566
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 034	935
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	233	199

Wskaźniki finansowe

## Rentowność

	2012	2011
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 812	1 196
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	2 415	1 764
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	8,7%	8,5%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	7,5%	7,9%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	5,2%	5,9%

## Płynność

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) do zobowiązań krótkoterminowych	1,2	0,9
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	0,6

## Zadłużenie

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	40,0%	30,7%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	66,7%	44,3%

## 1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego PGNiG S.A. odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 616 mln zł. Umocnienie kondycji finansowej Spółki zostało spowodowane przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Poszukiwanie i wydobywanie

Działalność wydobywcza w dalszym ciągu zapewniała Spółce stabilną pozycję finansową. Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 1.520 mln zł i był wyższy o 92 mln zł w relacji do 2011 roku. Wzrost wyniku nastąpił głównie w efekcie poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej. Wskutek wzrostu kursu dolara ceny sprzedaży tego produktu wzrosły o około 8%. W wyniku podłączenia 3 odwiertów ropnych na złożu BMB (Barnówko – Mostno – Buszewo) nastąpił wzrost wielkości wydobywania ropy naftowej o ok. 5%.

W relacji do 2011 roku nastąpiło pogorszenie wyniku na pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych. Spadek wyniku spowodowany został wysokim poziomem zawiązanych odpisów aktualizacyjnych wartości środków trwałych, które zostały poddane testowi na utratę wartości.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie zysk operacyjny wyniósł 295 mln zł i był wyższy o 525 mln zł w relacji do poprzedniego roku. Poprawa wyniku spowodowana została znacznym wzrostem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miało obniżenie jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu. Zgodnie z podpisanym w listopadzie aneksem do „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport” zmianie uległy warunki cenowe na dostawy gazu z uwzględnieniem zakupów zrealizowanych od początku roku. Korekta wyniku ujęta w IV kwartale z tego tytułu pozwoliła odrobić straty poniesione w pierwszych trzech kwartałach. Na wynik segmentu pozytywnie wpłynęła także sprzedaż gazu zaazotowanego pochodzącego z wydobycia krajowego.

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W relacji do 2011 roku nastąpił wzrost średniego kursu dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. Wpływ umocnienia kursu dolara na wyniki finansowe PGNiG S.A. został ograniczony dzięki polityce zarządzania ryzykiem walutowym oraz uwzględnieniu w cenie sprzedaży gazu wysokometanowego deprecjacji złotego.

W relacji do 2011 roku wynik na pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych spadł o 568 mln zł. Spadek ten spowodowany został głównie wzrostem odpisów aktualizujących należności z tytułu sprzedaży gazu, spadkiem salda różnic kursowych, wzrostem stanu rezerw netto oraz spadkiem wyniku na instrumentach pochodnych.

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2012 (w mln zł)

2012	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 165	23 371	3	-	25 539
Sprzedaż między segmentami	1 198	94	-	(1 292)	-
Przychody segmentu	3 363	23 465	3	(1 292)	25 539
Koszty segmentu	(1 843)	(23 170)	(6)	1 292	(23 727)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 520	295	(3)	-	1 812
Koszty i przychody finansowe					448
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności					-
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					2 260
Podatek dochodowy					(342)
Zysk/Strata netto					1 918

## Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2011 (w mln zł)

2011	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 854	19 964	3	-	21 821
Sprzedaż między segmentami	1 175	-	-	(1 175)	-
Przychody segmentu	3 029	19 964	3	(1 175)	21 821
Koszty segmentu	(1 601)	(20 194)	(5)	1 175	(20 625)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 428	(230)	(2)	-	1 196
Koszty i przychody finansowe					766
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności					-
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					1 962
Podatek dochodowy					(229)
Zysk/Strata netto					1 733

Wynik na działalności finansowej w relacji do 2011 roku spadł o 318 mln zł przede wszystkim w rezultacie niższego poziomu otrzymanych dywidend.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z 8,5% do 8,7%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 5,2% wobec 5,9% w 2011 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto obniżyła się z poziomu 7,9% do 7,5%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2012 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 36.641 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2011 roku o 7.390 mln zł.

Aktywa

Największą pozycję aktywów Spółki stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2012 roku wyniósł 14.098 mln zł i był o 1.062 mln zł (8%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku trwałego. W roku 2012 nastąpiła także zmiana klasyfikacji niektórych nakładów na prace poszukiwawcze. Nakłady na badania sejsmiczne zaczęto zaliczać w wartość początkową środka trwałego, a nie jak w latach ubiegłych, w koszty okresu sprawozdawczego.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 7.263 mln zł i była wyższa od wartości na koniec 2011 roku o 803 mln zł. Wzrost ten spowodowany był podwyższeniem kapitałów zakładowych spółek zależnych, w tym głównie: PGNiG SPV1 Sp. z o.o., Exalo Drilling S.A. i PGNiG Energia S.A.

Wartość innych aktywów finansowych wyniosła 5.780 mln zł i była wyższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku o 2.879 mln zł. Wzrost ten nastąpił w efekcie zwiększenia wartości udzielonych pożyczek podmiotom powiązanym, w tym głównie PGNiG Norway AS oraz wypłaceniu kolejnej transzy pożyczki PGNiG SPV1 Sp. z o.o.

Aktywa obrotowe Spółki na dzień 31 grudnia 2012 roku kształtowały się na poziomie 8.852 mln zł, co oznacza wzrost w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku o 2.531 mln zł (40%).

W relacji do 31 grudnia 2011 roku Spółka odnotowała znaczny wzrost stanu zapasów o 530 mln zł (28%). Wykazane w bilansie zapasy stanowią przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wzrost wartości zapasów spowodowany został wzrostem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu, a także zwiększeniem wolumenu zmagazynowanego gazu.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2011 roku wzrosła o 2.002 mln zł (63%). Wzrost ten wynika przede wszystkim z nadpłaty powstałej wskutek wprowadzenia w listopadzie 2012 roku nowej formuły cenowej w kontrakcie jamalskim, która uwzględnia również zakupy zrealizowane od początku roku.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.034 mln zł i był wyższy o 99 mln zł od stanu na koniec 2011 roku, przede wszystkim w rezultacie wzrostu zadłużenia z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała Spółce całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 1,2 wobec poziomu 0,9 z końca grudnia 2011 roku, natomiast wskaźnik szybkiej bieżącej płynności wzrósł z poziomu 0,6 do 0,9.

#### Zobowiązania i kapitał własny

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2011 roku wzrosła o 1.708 mln zł (8%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (1.918 mln zł) oraz brak wypłaty dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego.

Stan zobowiązań długoterminowych według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniósł 7.278 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2011 roku o 5.120 mln zł (237%). Główną przyczyną wzrostu była emisja obligacji oraz zaciągnięcie pożyczki od PGNiG Finance AB, w celu finansowania projektów inwestycyjnych i bieżącej działalności.

W porównaniu do końca grudnia 2011 roku nastąpił wzrost zobowiązań krótkoterminowych o 562 zł (8%) przede wszystkim w rezultacie wzrostu wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych, w tym głównie z tytułu emisji krótkoterminowych obligacji w ramach GK PGNiG.

Wartość zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań wzrosła o 103 mln zł (4%) w relacji do 31 grudnia 2011 roku. Decydujący wpływ miał na to wzrost zobowiązań z tytułu dostaw gazu z importu.

W związku ze znacznym wzrostem finansowania zewnętrznego Spółki zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 44,3% do 66,7% na koniec 2012 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 30,7% do 40,0%.

#### Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W 2013 roku PGNiG S.A. zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną ze szczególnym uwzględnieniem poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, w tym poszukiwania złóż niekonwencjonalnych oraz rozbudowy infrastruktury magazynowej. PGNiG S.A. zamierza finansować inwestycje zarówno ze środków własnych jak i pozyskanych ze źródeł zewnętrznych takich jak m.in. emisja obligacji.



### Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2012 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe.

### Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok 2012

W 2012 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

## 2. Zarządzanie finansowe

W 2012 roku PGNiG S.A. zwiększyła poziom dostępnych źródeł finansowania zewnętrznego o kolejny program emisji obligacji krajowych.

22 maja 2012 roku PGNiG S.A. zawarła dokumentację ustanowienia pięcioletniego programu emisji obligacji do kwoty 4,5 mld zł z dwoma bankami: ING Bank Śląski S.A. i Bank Pekao S.A. W ramach programu PGNiG S.A. może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym. Pierwsza emisja obligacji nastąpiła 19 czerwca 2012 roku. PGNiG S.A. przeprowadziła emisję pięcioletnich obligacji o wartości nominalnej 2,5 mld zł. Ponadto w 2012 roku na podstawie powyższego programu Spółka wyemitowała obligacje krótkoterminowe o wartości nominalnej 1,2 mld zł. W 2012 roku Spółka wyemitowała obligacje na łączną wartość nominalną 3,7 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2012 roku zadłużenie z tytułu programu wyniosło 3,7 mld zł.

W 2012 PGNiG S.A. przeprowadziła kolejne emisje obligacji krótkoterminowych w ramach umowy programu emisji z dnia 10 czerwca 2010 roku (zmienionej dwoma aneksami w 2011 roku). Program ten umożliwia PGNiG S.A. emisję obligacji dyskontowych i kuponowych z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku do kwoty 7 mld zł. Łączna wartość nominalna wyemitowanych w 2012 roku obligacji wyniosła 33 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2011 roku zadłużenie z tytułu programu wyniosło 2,3 mld zł.

Środki z emisji obligacji PGNiG S.A. przeznaczyła na finansowanie projektów inwestycyjnych w zakresie poszukiwania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, zagospodarowania złóż, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu i sieci dystrybucyjnej, w tym nowych przyłączy. PGNiG S.A. z pozyskanych funduszy finansowała również realizację projektów energetycznych i działalność operacyjną Spółki.

Ponadto w 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała program emisji krótkoterminowych obligacji dyskontowych skierowanych do spółek GK PGNiG na podstawie umowy z 1 grudnia 2010 roku (zmienionej aneksem w 2011 roku). W 2012 roku Spółka wyemitowała obligacje na łączną wartość nominalną 4,1 mld zł. Program ten umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami wykazującymi nadpłynność finansową i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. Na dzień 31 grudnia 2012 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 212 mln zł.

### Ocena zarządzania zasobami finansowymi

PGNiG S.A. dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Finansowanie zewnętrzne Spółki opiera się głównie na programach emisji papierów dłużnych. Ponadto Spółka posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 280 mln zł). W 2012 roku Spółka w nieznacznym stopniu korzystała z kredytowania w rachunku bieżącym. Ujemna marża uzyskiwana na sprzedaży gazu ziemnego pochodzącego z importu spowodowała

obniżenie ratingu kredytowego i znaczący wzrost kosztów finansowania zewnętrznego. 5 września i 28 listopada 2012 roku agencja ratingowa Standard and Poor's obniżyła ocenę kredytową PGNiG S.A. odpowiednio z BBB+ na BBB i z BBB na BBB- z perspektywą stabilną. Natomiast agencja ratingowa Moody's 20 listopada 2012 roku obniżyła ocenę kredytową PGNiG S.A. z Baa1 na Baa2 z perspektywą negatywną.

## 2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2012 roku inwestycje kapitałowe PGNiG S.A. miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 3 miesięcy. Spółka inwestowała w instrumenty finansowe o minimalnym ryzyku kredytowym, głównie w depozyty bankowe, które stanowiły 99 % wolumenu transakcji. Na niecały 1% złożyły się warunkowe transakcje kupna/sprzedaży papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze Spółki polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

## 2.2. Umowy kredytów i pożyczek

W 2012 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów w rachunku bieżącym na kwotę 280 mln zł. Informacje o umowach kredytów zawartych przez Spółkę w 2012 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Umowy kredytów zawartych przez PGNiG S.A.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln zł	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Handlowy w Warszawie SA	40	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.12.2013
Bank Pekao S.A.	40	WIBOR 1M+0,45%	obrotowy	31.07.2013
PKO BP S.A.	40	WIBOR 1M+0,55%	obrotowy	13.07.2013
BRE Bank S.A.	40	WIBOR ON+0,30%	obrotowy	05.09.2013
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40	WIBOR 1M+0,35%	obrotowy	30.08.2013
ING Bank Śląski S.A.	40	WIBOR 1M+0,60%	obrotowy	06.12.2013
Bank Millennium S.A.	40	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	18.12.2013

W 2012 roku PGNiG S.A. nie wypowiedziała umów kredytowych.

W 2012 roku PGNiG S.A. zawarła umowy pożyczek jedynie ze spółkami powiązаныmi na łączną kwotę 730 mln NOK, 10 mln EUR i 307 mln zł. Pożyczki denominowane w NOK i w zł zostały udzielone w celu finansowania inwestycji. PGNiG S.A. udzieliła pożyczek m.in. na finansowanie: nakładów inwestycyjnych na projekt realizowany na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (w NOK), budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli, budowy i rozbudowy sieci gazowej oraz budowy nowych przyłączy. Ponadto PGNiG S.A. udzieliła pożyczki odnawialnej w wysokości 10 mln EUR w celu finansowaniu bieżącej działalności operacyjnej w zakresie obrotu energią i produktami powiązаныmi z energią na rynkach hurtowych i detalicznych.

Szczegółowe dane na temat udzielonych przez PGNiG S.A. pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

## Umowy pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A.

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
PGNiG Norway AS	730	NOK	NIBOR 3M+2,25%	inwestycyjna	20.12.2021
PGNiG Sales&Trading GmbH	10	EUR	EURIBOR 3M +2,00%	obrotowa	31.12.2015
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	70	PLN	WIBOR 1M+3,00%	inwestycyjna	31.12.2024
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	152	PLN	WIBOR 3M+2,50%	inwestycyjna	31.12.2032
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	20	PLN	WIBOR 1M+2,50%	inwestycyjna	31.12.2032
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	63	PLN	WIBOR 1M+2,50%	inwestycyjna	31.07.2024
PNiG Jasło S.A.	2*	PLN	WIBOR 3M+2,00%	inwestycyjna	28.02.2018

\*kwota 2 mln zł stanowi wartość dokapitalizowanych w 2012 roku odsetek od pożyczki udzielonej w 2011 roku w wysokości 60 mln zł

14 lutego 2012 roku PGNiG S.A. zawarła umowę pożyczki ze spółką zależną PGNiG Finance AB. PGNiG Finance AB udzieliła PGNiG S.A. pożyczki w wysokości 500 mln EUR o stałym oprocentowaniu w wysokości 4,064% (4% + marża 0,064%) z terminem wymagalności 13 lutego 2017 roku. PGNiG Finance AB środki na pożyczkę dla PGNiG S.A. pozyskała z emisji euroobligacji. PGNiG S.A. pożyczkę przeznaczyła na finansowanie głównych projektów inwestycyjnych i bieżącą działalność operacyjną Spółki.

W 2012 roku PGNiG S.A. nie wypowiedziała umów pożyczek.

### 2.3. Gwarancje i poręczenia

Wartość udzielonych przez PGNiG S.A. w 2012 roku gwarancji i poręczeń, według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 108 mln zł. Były to gwarancje stanowiące zabezpieczenie dostaw gazu przez PGNiG Sales&Trading GmbH w łącznej wysokości 100 mln zł i poręczenia za zobowiązania PGNiG Energia S.A. w łącznej wysokości 8 mln zł.

Wartość otrzymanych przez PGNiG S.A. w 2012 roku gwarancji i poręczeń, według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 33 mln zł, z czego 42% (14 mln zł) stanowiły gwarancje i poręczenia o wartości poniżej 500 tys. zł. Na pozostałe gwarancje i poręczenia złożyły się gwarancje należytego wykonania kontraktu, w tym gwarancje stanowiące zabezpieczenie kontraktów sprzedaży gazu i gwarancje przetargowe. Najistotniejszymi z powyższych gwarancji i poręczeń były:

- poręczenie cywilne udzielone przez Saint-Gobain Construction Products Sp. z o.o. zabezpieczające płatności za gaz w wysokości 3 mln zł
- gwarancja udzielona przez PGNiG Technologie S.A. z tytułu należytego wykonania zadania polegającego na zabudowie dodatkowej sprężarki dla PMG Husów w wysokości 3 mln zł
- gwarancja wystawiona przez FRITO LAY Sp. z o.o. zabezpieczająca kontrakt sprzedaży gazu na wartość 2 mln zł.

### 2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych

poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie. W 2012 roku PGNiG S.A. prowadząc działalność gospodarczą narażona była na szereg ryzyk finansowych, a w szczególności na ryzyko rynkowe (ryzyko cen towarów, stóp procentowych i walutowe), ryzyko płynności oraz ryzyko kredytowe.

#### Ryzyko rynkowe

PGNiG S.A. zarządza ryzykiem rynkowym poprzez identyfikację, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka tj. występowania niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów, kursów walutowych i stóp procentowych na wynik finansowy Spółki.

Ryzyka zmiany cen towarów i kursów walutowych, związane z transakcjami zakupu gazu są najistotniejszymi ryzykami, na które narażona jest Spółka.

W 2012 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen gazu:

- transakcje zakupu towarowej opcji azjatyckiej *call* z rozliczeniem europejskim
- struktury opcyjne towarowe (stanowiące złożenie dwóch opcji towarowych).

W celu ograniczenia ryzyka kursowego Spółka w 2012 roku stosowała poniższe instrumenty finansowe:

- transakcje *forward*
- transakcje *FX swap*
- transakcje zakupu opcji walutowej *call*.

Ponadto PGNiG S.A. stosowała instrumenty finansowe *CCIRS* (ograniczające ryzyko zmiany kursów walutowych i stóp procentowych) zabezpieczające wyemitowane euroobligacje i pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS.

PGNiG S.A. stosowała również rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji zabezpieczających płatności za gaz i dla transakcji zabezpieczających ceny gazu. Zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych przez Spółkę pozwala na odnoszenie skutecznej części zabezpieczenia na kapitał z aktualizacji wyceny, co powoduje uwspółmiernienie wpływu na wynik finansowy wyceny instrumentów zabezpieczających i realizacji pozycji zabezpieczanej. Umożliwia to wyeliminowanie zmienności wyniku finansowego z tytułu wyceny instrumentów pochodnych i pozwala na osiągnięcie efektu kompensacyjnego w rachunku zysków i strat w jednym okresie sprawozdawczym. Dzięki temu efekt ekonomiczny i księgowy zabezpieczania jest odzwierciedlany w tym samym okresie.

#### Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe, na które narażona jest PGNiG S.A. związane jest z możliwością niewywiązania się kontrahentów lub innych podmiotów ze zobowiązań wobec Spółki. W 2012 roku Spółka ograniczała ryzyko kredytowe poprzez inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (depozyty bankowe i obligacje Skarbu Państwa), zawieranie ramowych umów z kontrahentami (wyraźnie określając prawa i obowiązki stron) oraz dywersyfikację kontrahentów. Ponadto Spółka współpracowała z wiodącymi bankami komercyjnymi i przy wyborze partnerów finansowych, którym powierzała część swoich aktywów, kierowała się ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe oraz ich udziałem w rynku.

#### Ryzyko zakłóceń przepływów pieniężnych

Działania PGNiG S.A. zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych związanych z bieżącą działalnością Spółki obejmowały dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej, bieżącą kontrolę uznań/obciążen rachunków, pozyskanie informacji

o przepływach środków pieniężnych w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, konsolidację rachunków bankowych oraz zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących. Natomiast ograniczanie zmienności przepływów pieniężnych związanych z płatnościami z tytułu zawartych kontraktów na zakup gazu odbywało się poprzez zawieranie przez Spółkę transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (opcje walutowe, *FX swap*, *forward*) oraz ryzyko cen gazu (opcje azjatyckie, strategie opcyjnie).

#### Ryzyko utraty płynności

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółka posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 280 mln zł). Ponadto PGNiG S.A. prognozowała przepływy pieniężne w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, szacowała stan oraz wartości aktywów możliwych do zbycia, utrzymywała aktywa finansowe o wysokim stopniu płynności i współpracowała z agencjami ratingowymi.

### 3. Przewidywana sytuacja finansowa

W listopadzie 2012 roku PGNiG S.A. i OOO „Gazprom eksport” zawarły aneks do kontraktu jamalskiego zmieniający warunki cenowe na dostawy gazu do Polski. Nowa formuła cenowa odzwierciedla zmiany, jakie zaszły na europejskim rynku gazu w ostatnich latach oraz zmienia dotychczasową wrażliwość wyników finansowych PGNiG S.A. na działanie zewnętrznych czynników makroekonomicznych. W 2013 roku cena zakupu gazu ziemnego będzie uzależniona zarówno od notowań produktów ropopochodnych, jak i bieżących cen rynkowych gazu ziemnego. Ponadto na efektywność działalności PGNiG S.A. istotny wpływ będzie miała sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe.

Notowania cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych oraz gazu odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej PGNiG S.A. Wzrost wydobycia gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych oraz budowa nowych terminali LNG na świecie mogą przyczynić się do spadku cen zakupu gazu i wpłynąć na wyniki renegotjacji umów zakupowych. Spadek rynkowych cen gazu wpłynie korzystnie na obniżenie kosztu jego pozyskania.

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W IV kwartale 2012 roku nastąpiło osłabienie kursu dolara, co korzystnie wpłynęło na koszty zakupu gazu wysokometanowego z importu. Jednakże w kolejnych miesiącach analitycy nie przewidują dalszej deprecjacji kursu dolara.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poziom wyników finansowych Spółki jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Od 1 stycznia 2013 roku została wprowadzona obniżona taryfa dla gazu wysokometanowego, która nie gwarantuje w 100% pokrycia kosztów jego pozyskania. Rok 2013 przyniesie dla PGNiG S.A. istotne zmiany w obszarze cen sprzedaży gazu ziemnego. W grudniu 2012 roku Spółka rozpoczęła obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii, który zgodnie z decyzją Prezesa URE zwolniony jest z obowiązku taryfowania. Ponadto w lutym 2013 roku Prezes URE wydał komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym.

Oddanie do eksploatacji w 2012 roku złóż Lubiatów i Międzychód umożliwi zwiększenie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, a także korzystnie wpłynie na wyniki finansowe PGNiG S.A. W 2013 roku Spółka intensyfikować będzie poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

PGNiG S.A. przyjęła krótkoterminową strategię budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku. Jej celem jest przygotowanie GK PGNiG do działania w warunkach zliberalizowanego rynku gazu. GK PGNiG chce utrzymać pozycję lidera w branży poszukiwawczo-wydobywczej oraz głównego sprzedawcy gazu ziemnego oferującego również ciepło i energię elektryczną.

Ze względu na wysoki poziom aktualnych i planowanych nakładów inwestycyjnych PGNiG S.A. korzysta z finansowania zewnętrznego opartego w szczególności o emisje krajowych i zagranicznych papierów dłużnych. W lutym 2012 roku PGNiG S.A. zaciągnęła pożyczkę od swojej spółki zależnej PGNiG Finance AB, która wyemitowała pięcioletnie euroobligacje na kwotę 500 mln EUR. Ponadto w maju 2012 roku PGNiG S.A. podpisała dokumentację pięcioletniego programu emisji obligacji kierowanego do inwestorów krajowych w kwocie 4,5 mld zł. Pierwsza emisja pięcioletnich obligacji o wartości nominalnej 2,5 mld zł została przeprowadzona w czerwcu 2012 roku.

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

#### Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu                      Grażyna Piotrowska-Oliwa

\_\_\_\_\_

Wiceprezes Zarządu              Radosław Dudziński

\_\_\_\_\_

Wiceprezes Zarządu              Sławomir Hinc

\_\_\_\_\_

Wiceprezes Zarządu              Mirosław Szałuba

\_\_\_\_\_