

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI  
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK 2013



Warszawa, 19 lutego 2014

## Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów: .....	2
Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG.....	5
1. Organizacja Grupy Kapitałowej.....	5
2. Powiązania kapitałowe.....	10
3. Zatrudnienie .....	11
Rozdział II: Organy jednostki dominującej .....	13
1. Zarząd .....	13
2. Rada Nadzorcza .....	15
Rozdział III: Akcjonariat.....	17
Rozdział IV: Kierunki rozwoju GK PGNiG .....	19
Rozdział V: Działalność operacyjna GK PGNiG .....	21
1. Dane operacyjne.....	21
2. Wydarzenia 2013 roku .....	23
Rozdział VI: Otoczenie regulacyjne .....	25
1. Prawo energetyczne .....	25
1.1. Koncesje .....	25
1.2. Polityka taryfowa.....	26
1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.....	26
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	30
3. Prawo geologiczne i górnicze .....	30
4. Ryzyka regulacyjne.....	31
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie.....	35
1. Poszukiwanie .....	35
2. Wspólne przedsięwzięcia.....	36
2.1. Wspólne przedsięwzięcia w Polsce .....	36
2.2. Wspólne przedsięwzięcia za granicą .....	37
3. Wydobywanie .....	39
4. Sprzedaż podstawowych produktów.....	41

5. Działalność usługowa .....	42
6. Planowane działania.....	43
7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania.....	44
<b>Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....</b>	<b>48</b>
1. Zakupy .....	48
2. Sprzedaż.....	49
3. Energia elektryczna.....	51
4. Magazynowanie .....	53
5. Planowane działania.....	54
6. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	55
<b>Rozdział VII: Dystrybucja .....</b>	<b>56</b>
1. Podstawowa działalność .....	56
2. Planowane działania.....	59
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji.....	59
<b>Rozdział VIII: Wytwarzanie .....</b>	<b>61</b>
1. Prace segmentu .....	61
2. Planowane działania.....	63
3. Ryzyka wytwarzania.....	63
<b>Rozdział IX: Pozostała działalność.....</b>	<b>65</b>
1. Prace segmentu .....	65
2. Planowane działania.....	66
3. Ryzyka pozostałej działalności .....	66
<b>Rozdział X: Inwestycje .....</b>	<b>68</b>
<b>Rozdział XI: Ochrona środowiska .....</b>	<b>71</b>
<b>Rozdział XII: Pozostałe informacje .....</b>	<b>73</b>
<b>Rozdział XIII: Sytuacja finansowa .....</b>	<b>76</b>
1. Wyniki finansowe w 2013 roku .....	76
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	76
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	80
2. Zarządzanie finansowe.....	85

2.1. Inwestycje krótkoterminowe .....	86
2.2. Umowy kredytów i pożyczek .....	87
2.3. Gwarancje i poręczenia.....	88
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym.....	88
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	90

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2013

## Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG

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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

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

Grupa Kapitałowa PGNiG zajmuje dominującą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania złóż, wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych, obrotu gazem ziemnym, a także jego dystrybucji. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest realizowane przede wszystkim w Polsce oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i zapewnia Grupie konkurencyjną pozycję na zliberalizowanym rynku gazu. W ramach obrotu i magazynowania Grupa prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego i wydobywanego ze złóż krajowych, zapewnia również odbiorcom dostawy w okresach zwiększonego zapotrzebowania na gaz. Obszar dystrybucji zajmuje się dostarczaniem gazu odbiorcom, siecią dystrybucyjną oraz modernizacją i rozbudową infrastruktury gazowej. Jednym z priorytetów Grupy Kapitałowej PGNiG jest ewolucja w kierunku nowoczesnego i zintegrowanego koncernu multienergetycznego oferującego klientom kompleksową ofertę energetyczną. GK PGNiG w 2012 roku rozszerzyła działalność o wytwarzanie, sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej.

### 1. Organizacja Grupy Kapitałowej

Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 30 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 22 spółki bezpośrednio zależne od PGNiG S.A.
- 8 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

## Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
<b>Spółki zależne od PGNiG S.A. - I stopnia</b>					
1	Exalo Drilling 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 Upstream International 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. (EUR) <sup>1)</sup>	20 000,00	20 000,00	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.	15 290 000,00	15 290 000,00	100,00%	100,00%
8	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 454 206 550,00	10 454 206 550,00	100,00%	100,00%
9	Geovita S.A.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
10	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji	165 000,00	165 000,00	100,00%	100,00%
11	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240,00	182 127 240,00	100,00%	100,00%
12	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
13	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
14	PGNiG TERMIKA SA	670 324 950,00	670 324 950,00	100,00%	100,00%
15	PGNiG Finance AB (SEK) <sup>1)</sup>	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
16	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000,00	9 995 000,00	100,00%	100,00%
17	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	1 000 000,00	1 000 000,00	100,00%	100,00%
18	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000,00	250 000,00	100,00%	100,00%
19	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	250 000,00	250 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000,00	250 000,00	100,00%	100,00%
21	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. <sup>2)</sup>	4 000 000,00	900 000,00	22,50%	22,50%
22	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%
<b>Spółki zależne od PGNiG S.A. - II stopnia</b>					
		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
23	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
24	XOOL GmbH (EUR) <sup>1)</sup>	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
25	Oil Tech International F.Z.E. (USD) <sup>1)</sup>	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
26	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
27	Poltava Services LLC (EUR) <sup>1)</sup>	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%
28	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 565 350,00	85,51%	85,51%
29	GAZ Sp. z o.o.	300 000,00	240 000,00	80,00%	80,00%
30	PT Geofizyka Torun Indonesia LLC w likwidacji (IDR) <sup>1)3)</sup>	8 773 000 000,00	4 825 150 000,00	55,00%	55,00%

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

<sup>2)</sup> PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki  
PGNiG S.A. posiada także 52,50% udziałów w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

<sup>3)</sup> rzeczywisty kapitał wpłacony do spółki wynosi 40.687,13 USD

W 2013 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 2 stycznia 2013 roku NZW BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji
- 1 lutego 2013 roku nastąpiło połączenie PGNiG Poszukiwania S.A. (obecnie Exalo Drilling 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.; rejestracja w KRS połączenia spółek miała miejsce 1 lutego 2013 roku
- 6 lutego 2013 roku została zarejestrowana w KRS zmiana firmy spółki PGNiG Poszukiwania S.A. na Exalo Drilling S.A.
  - 23 maja 2013 roku została zarejestrowana w KRS zmiana umowy PGNiG Norway AS polegającej m.in. na zmianie firmy spółki na PGNiG Upstream International AS.
  - 15 kwietnia 2013 roku „INVESTGAS” S.A. nabyła 307 udziałów spółki Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.; udział „INVESTGAS” S.A. w kapitale zakładowym spółki wzrósł z 85% do poziomu 85,51%
  - 14 maja 2013 roku ZW Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji
  - 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 ksh spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. jako spółki przejmującej z sześcioma spółkami gazownictwa jako spółkami przejmowanymi tj. Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. i Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.; w związku z powyższym kapitał zakładowy PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 10.453.211.550 zł do poziomu 10.454.206.550 zł; rejestracja w KRS połączenia spółek oraz podwyższenia kapitału PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. miała miejsce 1 lipca 2013 roku; firma spółki została zmieniona na Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; rejestracja zmiany firmy spółki w KRS miała miejsce 12 września 2013 roku
  - 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. jako spółki przejmującej ze spółką „INVESTGAS” S.A. jako spółką przejmowaną; w związku z powyższym kapitał zakładowy Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 10.290.000 zł do poziomu 15.290.000 zł; rejestracja w KRS połączenia spółek oraz podwyższenia kapitału OSM Sp. z o.o. miała miejsce 1 lipca 2013 roku
  - 23 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 spółki PGNiG S.A. jako spółki przejmującej ze spółką PGNiG Energia S.A. jako spółką przejmowaną bez podwyższenia kapitału zakładowego spółki przejmującej; rejestracja w KRS połączenia spółek miała miejsce 23 lipca 2013 roku
  - 22 sierpnia 2013 roku NZW spółki Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji
  - 31 października 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.; kapitał zakładowy Spółki wynosi 1.000.000,00 zł i dzieli się na 10.000 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wynosi 100%; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 3 grudnia 2013 roku
  - 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.; 100% udziałów w kapitale zakładowym (250.000 zł; 2.500 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy) należy do PGNiG S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 13 grudnia 2013 roku
  - 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.; 100% udziałów w kapitale zakładowym (250.000 zł; 2.500 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy) należy do PGNiG S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 11 grudnia 2013 roku
  - 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.; 100% udziałów w kapitale zakładowym (250.000 zł; 2.500 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy) należy do PGNiG S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 9 grudnia 2013 roku.

Ponadto w 2013 roku nastąpiły poniższe zmiany kapitału zakładowego spółek:

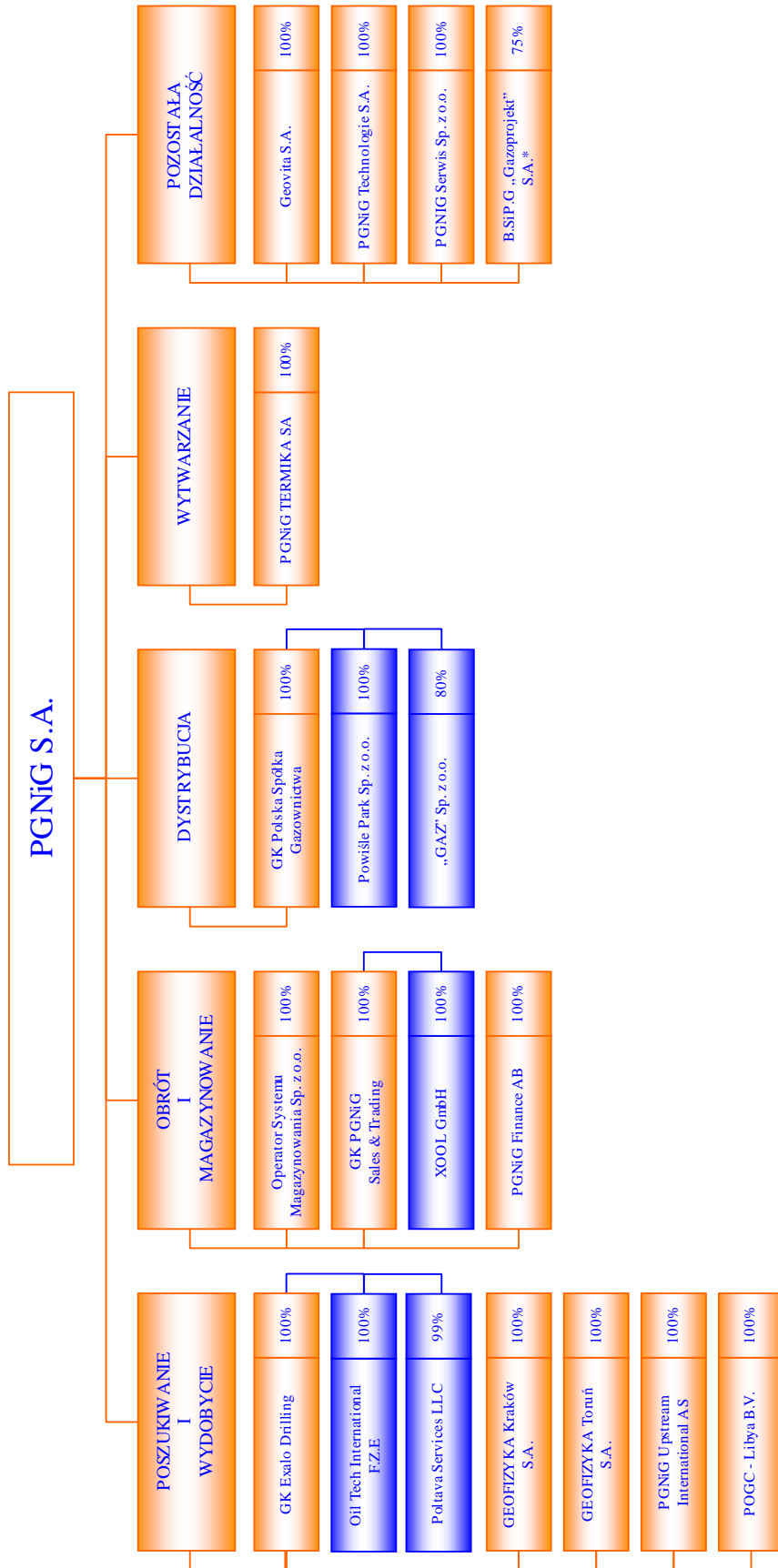
- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. o kwotę 60.000 zł do poziomu 165.000 zł przez utworzenie 1.200 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy; nowo utworzone udziały objęte zostały przez jedynego wspólnika PGNiG Energia S.A. i pokryte wkładem pieniężnym; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 5 marca 2013 roku

- podwyższenie kapitału zakładowego PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. o kwotę 990.000 zł do poziomu 995.000 zł przez utworzenie 19.800 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy, wszystkie udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte w całości wkładem pieniężnym; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 6 marca 2013 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG TERMIKA SA o kwotę 33.984.000 zł do poziomu 896.300.000 zł przez emisję 3.398.400 akcji serii D; akcje nowej emisji objęte zostały przez PGNiG S.A.; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki wzrósł do 72,52%; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce w dniu 22 marca 2013 roku
- obniżenie kapitału zakładowego PGNiG TERMIKA SA o kwotę 246.300.000 zł do poziomu 650.000.000 zł przez umorzenie wszystkich akcji własnych spółki (tj, 24.629.609 akcji z których spółka nie wykonywała prawa głosu oraz 391 akcji wykupionych od akcjonariuszy mniejszościowych zgodnie z art. 418 ksh) w ilości 24.630.000 akcji bez wynagrodzenia; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym PGNiG TERMIKA SA oraz w głosach na WZ wynosi 100%; rejestracja obniżenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 27 maja 2013 roku; sąd dokonał również wpisu jedyne go akcjonariusza w spółce tj. PGNiG S.A.
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Technologie S.A. o kwotę 15.213.240 zł do poziomu 182.127.240 zł; wszystkie nowo utworzone akcje objęte zostały przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci 21.000 akcji B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.; bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. spadł do poziomu 22,50%, natomiast udział pośredni przez PGNiG Technologie S.A. wynosi 52,50%; rejestracja powyższych zmian w KRS miała miejsce 21 czerwca 2013 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG TERMIKA SA do poziomu 670.324.950 zł, przez emisję 2.032.495 akcji serii E o wartości nominalnej po 10 zł każda; wszystkie akcje zostały pokryte w całości wkładem niepieniężnym, w postaci 14.100.000 akcji imiennych nieuprzywilejowanych o wartości nominalnej po 1 zł każda, spółki Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. z siedzibą w Stalowej Woli; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki PGNiG TERMIKA SA w KRS miała miejsce 20 listopada 2013 roku.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 31 grudnia 2013 roku.



## KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



\* PGNiG S.A. ma prawo do powołania większości członków Rady Nadzorczej spółki. Bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym B.SIP.G „Gazoprojekt” S.A. wynosi 22,50%. PGNiG S.A. posiada także 52,50% udziałów w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

Zmiany w zasadach zarządzania

W 2013 roku GK PGNiG prowadziła reorganizację obszarów obrotu, magazynowania oraz dystrybucji. Reorganizacja ma na celu zwiększenie efektywności działania Grupy i zapewnienie jej konkurencyjności na liberalizującym się rynku gazu.

PGNiG S.A. połączyła się ze spółką PGNiG Energia S.A., zajmującą się do tego czasu głównie obrotem energią elektryczną. Ponadto w strukturze PGNiG S.A. utworzony został Oddział Obrotu Hurtowego. Nastąpi w nim skoncentrowanie wszystkich procesów związanych z hurtowym obrotem towarowym i zarządzanie portfelem produktów GK PGNiG (m.in. gazu ziemnego, ropy naftowej, energii elektrycznej). Takie działanie ma na celu umożliwienie Grupie utrzymania przewagi konkurencyjnej w zmieniających się warunkach rynkowych.

W ramach reorganizacji działalności magazynowej w GK PGNiG utworzono oddziały KPMG Mogilno i PMG Wierzchowice, a spółka „INVESTGAS” S.A. została połączona z Operatorem Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Procesy zarządcze i nadzorcze w obszarze magazynowania zostały scentralizowane w jednym podmiocie (OSM Sp. z o.o.), co umożliwi długoterminową poprawę efektywności tego obszaru.

W 2013 roku nastąpiło połączenie PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (później Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) z sześcioma regionalnymi spółkami gazownictwa, których podstawową działalnością była dystrybucja gazu oraz zarządzanie i rozbudowa infrastruktury dystrybucyjnej. Ma to pozwolić na ujednoczenie standardów i procedur w skali całej Grupy oraz przyczynić się do optymalizacji kosztów dystrybucji i usprawnienie obsługi klientów.

## 2. Powiązania kapitałowe

Wykaz pozostałych Spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
<b>Spółki powiązane z PGNiG S.A. - I stopnia</b>					
1	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
2	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
3	InterTransGas GmbH (EUR) <sup>1)</sup>	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
4	„Dewon” Z.S.A. (UAH) <sup>1)</sup>	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
5	Sahara Petroleum Technology llc w likwidacji (OMR) <sup>1)</sup>	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
6	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
7	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
8	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
9	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
10	„ZRUG TORUŃ” S.A. w upadłości likwidacyjnej	5 150 000,00	1 300 000,00	25,24%	25,24%

## Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG – cd.

	<b>Spółki powiązane z PGNiG S.A. - II stopnia</b>	<b>Kapitał zakładowy w zł</b>	<b>Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł</b>	<b>% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.</b>	<b>% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.</b>
1	NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%
2	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000,00	14 100 000,00	50,00%	50,00%
3	Al Mashariq - Geofizyka Torun Limited Company (SAR) <sup>1)</sup> w likwidacji	500 000,00	250 000,00	50,00%	50,00%
4	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	79 500,00	37 500,00	47,20%	47,20%
5	Geotermia Sp. z o.o.	4 000,00	1 000,00	25,00%	25,00%

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

7 sierpnia 2013 roku spółka Przedsiębiorstwo Badawczo – Usługowe „Petromin” Sp. z o.o. pozostająca w likwidacji została wykreślona z KRS. Udział Exalo Drilling S.A. w kapitale zakładowym tej spółki wynosił 40%.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2013 roku wyniosła 12,7 mln zł. W 2013 roku GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

### 3. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2013 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższej tabeli. Zatrudnienie Centrali PGNiG S.A. zostało ujęte w segmencie obrót i magazynowanie.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	2013	2012
Poszukiwanie i wydobywanie	10 754	10 990
Obrót i magazynowanie	4 070	4 397
Dystrybucja	13 050	13 255
Wytwarzanie	1 066	1 069
Pozostała działalność	1 990	2 327
<b>Razem</b>	<b>30 930</b>	<b>32 038</b>

Zatrudnienie w GK PGNiG w stosunku do stanu z dnia 31 grudnia 2012 roku zmniejszyło się o 1.108 osób. Zmiana stanu zatrudnienia wynika m.in. z uruchomienia w drugiej połowie 2012 roku programu dobrowolnych odejść dla pracowników PGNiG S.A. Większość pracowników, którzy skorzystali z programu dobrowolnych odejść, rozwiązała umowy o pracę z dniem 31 grudnia 2012 roku, co miało znaczący wpływ na stan zatrudnienia w 2013 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)”. Program ten obowiązuje do dnia jego wygaśnięcia tj. do 31 grudnia 2015 roku. Okres obowiązywania programu może zostać skrócony w przypadku jego wypowiedzenia przez jedną ze stron. 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 2013 roku program został wdrożony w trzech spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG: PGNiG Technologie S.A., GEOFIZYKA Kraków S.A. i PNiG Jasło S.A.(obecnie Exalo Drilling S.A.). Programem zostało objętych 206 byłych pracowników powyższych spółek. Koszty jednorazowych świadczeń osłonowych przysługujących zwalnianym pracownikom pokryte zostały z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”.

## Rozdział II: Organy jednostki dominującej

### 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 2013 roku wchodziły następujące osoby:

- 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.

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 było objęcie przez niego stanowiska Prezesa (Dyrektora Generalnego) PGNiG Norway AS (obecnie PGNiG Upstream International 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.

30 marca 2013 roku Zarząd PGNiG S.A. otrzymał wiadomość o złożeniu przez Krzysztofa Bociana oświadczenia o uchyleniu się od skutków prawnych oświadczenia woli wyrażającego zgodę na objęcie funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania. W związku z tym objęcie stanowiska przez Krzysztofa Bociana nie było możliwe. 2 kwietnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. uchyliła uchwałę w sprawie powołania Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Poszukiwań i Wydobywania.

29 kwietnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Grażynę Piotrowską-Oliwa – Prezesa Zarządu oraz Radosława Dudzińskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu ze składu Zarządu Spółki oraz pełniących przez nich funkcji. Powodem odwołania była utrata zaufania Rady Nadzorczej PGNiG S.A. do wymienionych członków Zarządu. Jednocześnie Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powierzyła Mirosławowi Szałubie, Wiceprezesowi Zarządu, koordynowanie prac Zarządu Spółki do czasu powołania nowego Prezesa Zarządu.

6 maja 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wszczęła postępowanie kwalifikacyjne na stanowiska Prezesa Zarządu oraz Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych.

11 czerwca 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała z dniem 14 czerwca 2013 roku Jerzego Kurellę na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych PGNiG S.A., na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku. Ponadto Rada Nadzorcza PGNiG S.A. postanowiła zakończyć postępowanie kwalifikacyjne na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A. bez wyłaniania kandydata.

16 września 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. delegowała na okres od 16 września 2013 roku do 16 grudnia 2013 roku Zbigniewa Skrzypkiewicza do czasowego wykonywania czynności członka Zarządu PGNiG S.A. ds. Korporacyjnych.

20 grudnia 2013 roku Mirosław Szkałuba złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Zarządu PGNiG S.A. z dniem 20 grudnia 2013 roku.

30 grudnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Zarząd PGNiG S.A. w składzie: Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu i Jacek Murawski – Wiceprezes Zarządu.

30 grudnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała na wspólną kadencję Zarządu rozpoczynającą się z dniem 30 grudnia 2013 roku i kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 roku:

- Jarosława Bauca na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych (z dniem 30 grudnia 2013 roku)
- Jerzego Kurellę na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych (z dniem 30 grudnia 2013 roku)
- Andrzeja Parafianowicza na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych (z dniem 31 grudnia 2013 roku)
- Zbigniewa Skrzypkiewicza na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania (z dniem 31 grudnia 2013 roku)
- Mariusza Zawiszę na stanowisko Prezesa Zarządu (z dniem 1 stycznia 2014 roku).

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2013 roku przedstawiał się następująco:

- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
- Andrzej Parafianowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
- Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania.

#### Zmiany w Zarządzie po zakończeniu okresu sprawozdawczego

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2014 roku wchodziły następujące osoby:

- Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu
- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
- Andrzej Parafianowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
- Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania.

W okresie od stycznia do lutego 2014 roku przeprowadzone zostały wybory kandydata na członka Zarządu wybieranego przez pracowników PGNiG S.A. Do dnia sporządzenia sprawozdania przedstawiciel pracowników nie został wybrany.

### Umowy z osobami zarządzającymi

Ze wszystkimi członkami Zarządu PGNiG S.A. zostały zawarte umowy przewidujące rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia emitenta przez przejęcie.

Z Wiceprezesem Zarządu ds. Finansowych Sławomirem Hincem obowiązywała umowa o pracę oraz umowa o zakazie konkurencji. 27 marca 2013 roku zawarte zostało porozumienie w sprawie rozwiązania umowy o zakazie konkurencji po ustaniu członkostwa w Zarządzie PGNiG S.A. na mocy porozumienia stron z dniem 31 marca 2013 roku.

Z Prezes Zarządu – Grażyną Piotrowską-Oliwa oraz Wiceprezesami Zarządu: Radosławem Dudzińskim, Jackiem Murawskim oraz Mirosławem Skałubą były zawarte umowy o świadczenie usług zarządzania i umowy o zakazie konkurencji.

Z Prezesem Zarządu – Mariuszem Zawiszą oraz Wiceprezesami Zarządu: Jarosławem Baucem, Jerzym Kurellą, Andrzejem Parafianowiczem oraz Zbigniewem Skrzypkiewiczem zostały zawarte umowy o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji.

## 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 2013 roku wchodziło dziewięć osób:

- 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.

26 czerwca 2013 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Mieczysława Puławskiego oraz powołało Zbigniewa Skrzypkiewicza.

16 września 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. delegowała Zbigniewa Skrzypkiewicza do czasowego pełnienia funkcji członka Zarządu PGNiG S.A. ds. Korporacyjnych, począwszy od dnia 16 września 2013 roku do dnia 16 grudnia 2013 roku.

30 grudnia 2013 roku Zbigniew Skrzypkiewicz złożył rezygnację z członkostwa w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2013 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
- Ewa Sibrecht-Ośka – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

W okresie od stycznia do lutego 2014 roku przeprowadzone zostały wybory kandydatów na przedstawicieli do Rady Nadzorczej wybieranych przez pracowników PGNiG S.A. Do dnia sporządzenia sprawozdania przedstawiciele pracowników nie zostali wybrani.

#### Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2013 roku (nota 38.5.).



## Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2013 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. Jedynym 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 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

### Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2013	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2013	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2013
Skarb Państwa	4 271 740 477	72,40%	4 271 740 477	72,40%
Pozostali	1 628 259 523	27,60%	1 628 259 523	27,60%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00 %

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

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 31 grudnia 2013 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
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.

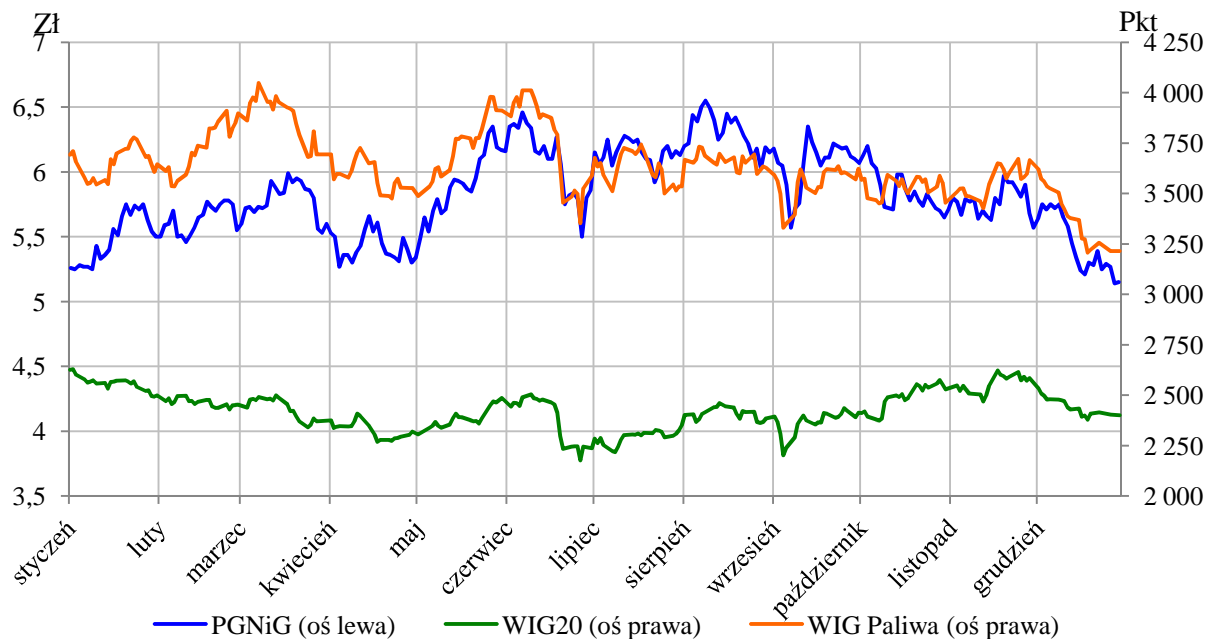
Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 23 września 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2013 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych notowanych na GPW:

- WIG – indeks spółek giełdowych
- WIG20 – indeks 20 największych i najpłynniejszych spółek giełdowych
- WIG30 – nowo utworzony indeks 30 największych spółek GPW, notowany od 23 września 2013 roku
- WIG-Paliwa – indeks spółek z sektora paliw
- WIG-Poland – indeks polskich spółek
- Respect Index – indeks spółek odpowiedzialnych społecznie.

Stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. w 2013 roku wyniosła -2,1%. Stopa zwrotu z akcji liczona od dnia debiutu do 31 grudnia 2013 roku wynosi 35,2%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, uzyskali 72,8% 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 2013 roku.

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



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A. (w pkt.)

Indeks	Wartość na dzień 28.12.2012	Wartość maksymalna w 2013 roku	Wartość minimalna w 2013 roku	Wartość na dzień 30.12.2013	Waga PGNiG S.A. w indeksach na dzień 30.12.2013
WIG	47 461	55 246	43 160	51 284	2,98%
WIG20	2 583	2 628	2 177	2 401	4,69%
WIG-Paliwa	3 571	4 049	3 207	3 215	34,17%
Respect Index	2 591	2 854	2 251	2 559	9,25%
PGNiG S.A.	5,21 zł	6,55 zł	5,14 zł	5,15 zł	-

Źródło: gpwinforesta.pl

## Rozdział IV: Kierunki rozwoju GK PGNiG

W najbliższych latach działania GK PGNiG będą ukierunkowane na realizację trzech strategicznych celów, którymi są:

- intensyfikacja opłacalnego wydobycia węglowodorów
- optymalizacja portfela pozyskania gazu z punktu widzenia maksymalizacji wartości GK PGNiG
- przygotowanie Grupy do liberalizacji rynku, tak aby maksymalizować udziały rynkowe.

### Poszukiwanie i wydobycie

GK PGNiG zakłada stabilne wydobycie w kraju i zamierza konsekwentnie powiększać portfel projektów wydobywczych realizowanych za granicą. W ramach obszaru poszukiwania i wydobycia GK PGNiG planuje intensyfikować wydobycie krajowe z eksploatowanych złóż konwencjonalnych w Polsce przez wykorzystanie najnowszych technologii, przyspieszenie zagospodarowania złóż węglowodorów oraz zwiększenie stopnia wykorzystania złóż.

Ponadto Grupa Kapitałowa będzie kontynuować poszukiwania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce. W celu ograniczenia ryzyka poszukiwawczego GK PGNiG będzie starała się pozyskać branżowych partnerów zewnętrznych do realizacji tych projektów i skorzystać z wiedzy firm, które mają doświadczenie w wydobyciu gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Prace poszukiwawcze obejmują również ekspansję zagraniczną. GK PGNiG zamierza kontynuować zainteresowanie opłacalną akwizycją zagranicznych złóż węglowodorów w celu zwiększenia wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zabezpieczenia ryzyka zmienności cen zakupu gazu.

### Obrót i magazynowanie

Grupa Kapitałowa PGNiG jest liderem sprzedaży na detalicznym rynku gazu. Celem Grupy jest to, aby wraz z liberalizacją rynku spółki Grupy były dostawcą najchętniej wybieranym przez klientów. Cele te GK PGNiG zamierza osiągnąć m.in. poprzez poprawę efektywności sprzedaży i wprowadzenie wielokanałowej, nowoczesnej obsługi klienta.

Grupa Kapitałowa planuje rozwój działalności handlowej na rynkach zagranicznych, przede wszystkim na rynku niemieckim. Intencją tego działania jest maksymalizacja marży w obrocie gazem i dywersyfikacja źródeł przychodów, a także zapewnienie odbioru gazu ziemnego w celu wywiązania się z zawartych kontraktów długoterminowych (take or pay).

Ponadto GK PGNiG zamierza zoptymalizować zarządzanie portfelem gazu ziemnego przez dostosowywanie struktury zakupów, wydobycia i gospodarki magazynowej do szybko zmieniających się warunków rynkowych w zakresie cen oraz warunków dostaw, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa oczekiwanego przez odbiorców.

Dodatkowo, zgodnie z wymogami regulacyjnymi Unii Europejskiej i zasadami realizacji inwestycji z funduszy unijnych GK PGNiG rozpoczęła reorganizację działalności magazynowej. Celem tych działań jest koncentracja kompetencji w zakresie eksploatacji podziemnych magazynów gazu, co korzystnie wpłynie na optymalizację przychodów w tym obszarze.

### Dystrybucja

Połączenie spółek gazownictwa umożliwi wykorzystanie synergii w GK PGNiG i podniesie efektywność tego segmentu. Ponadto konsolidacja spółek pozwoli na zwiększenie koordynacji oraz standaryzacji kluczowych procesów i działań w Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o.

### Wytwarzanie

GK PGNiG zamierza dywersyfikować swoją działalność przez dalszą ekspansję w sektorze elektroenergetyki, głównie w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji. Działanie to wspiera nie tylko wzrost popytu na gaz ziemny jako paliwo dla nowych projektów wytwórczych, ale również pozwoli na uzyskanie w długim horyzoncie bardziej stabilnej i zdywersyfikowanej struktury przychodów.

## Rozdział V: Działalność operacyjna GK PGNiG

### 1. Dane operacyjne

Wyniki finansowe GK PGNiG w latach 2011-2013

	Jednostka	2013	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	32 120	28 730	23 004
Koszty działalności operacyjnej, w tym:	mln zł	(28 971)	(26 190)	(21 132)
amortyzacja	mln zł	(2 463)	(2 069)	(1 574)
EBIT (zysk operacyjny)	mln zł	3 149	2 540	1 872
EBITDA (zysk operacyjny + amortyzacja)	mln zł	5 612	4 609	3 446
Zysk (strata) netto	mln zł	1 920	2 240	1 755
Liczba akcji	mln szt.	5 900	5 900	5 900
Wskaźnik zysku na 1 akcję (zysk netto/liczba akcji)	zł	0,33	0,38	0,30
Wskaźnik stopy dywidendy na 1 akcję (dywidenda na 1 akcję/cena akcji*)	zł	0,02	0,00	0,03
Wskaźnik ceny do zysku (cena akcji*/(zysk netto/liczba akcji))		17,9	10,7	13,3

\* średnia cena akcji w danym roku

W 2013 roku GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 32,1 mld zł, z czego 78% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2013	2012	2011
Gaz ziemny, w tym:	24 970	23 698	20 269
- gaz ziemny wysokometanowy	23 540	22 309	19 052
- gaz ziemny zaazotowany	1 430	1 389	1 217
Ropa naftowa	2 757	1 263	1 100
Hel	183	161	58
Energia elektryczna	1 360	842	11
Ciepło	1 069	978	0
Usługi geofizyczno-geologiczne	252	339	448
Usługi wiertnicze i serwisowe	653	610	578
Usługi budowlano-montażowe	243	123	132
Opłata przyłączeniowa	110	106	97
Pozostała sprzedaż	523	610	311
Razem	32 120	28 730	23 004

W 2013 roku GK PGNiG sprzedała 16,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

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

	2013	2012	2011
Obrót i magazynowanie	15 465,4	14 189,2	13 595,7
Poszukiwanie i wydobywanie	748,6	723,3	681,7
Razem	16 214,0	14 912,5	14 277,4

GK PGNiG wydobyła łącznie 4,6 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego 92% stanowiło wydobywanie ze złóż krajowych, a pozostała część ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie.

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

	2013	2012	2011
Kraj	4 211,2	4 317,3	4 329,4
Zagranica	371,1	0,0	0,0
Razem	4 582,3	4 317,3	4 329,4

W 2013 roku 92,2% wyprodukowanej przez segment wytwarzanie energii elektrycznej stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i cieplnej

	Jednostka	2013	2012	2011
Energia elektryczna	GWh	4 435,5	4 389,7	
Energia cieplna	TJ	40 540,2	40 567,8	

## 2. Wydarzenia 2013 roku

Styczeń	Na przełomie 2012 i 2013 roku GK PGNiG włączyła do eksploatacji złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów, a także złożę Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Włączenie do eksploatacji powyższych złóż znacznie zwiększyło wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego.
Luty	Nastąpiło połączenie PGNiG Poszukiwania S.A. (obecnie Exalo Drilling 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.
Kwiecień	<p>Utworzony został Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym. Utworzenie oddziału jest etapem reorganizacji działalności magazynowej w GK PGNiG.</p> <p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Grażynę Piotrowską-Oliwa – Prezesa Zarządu oraz Radosława Dudzińskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu ze składu Zarządu Spółki oraz pełniących przez nich funkcji.</p>
Maj	Utworzony został Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie. W nowym oddziale następuje koncentracja wszystkich procesów związanych z hurtowym obrotem towarowym i zarządzanie portfelem produktów GK PGNiG.
Czerwiec	<p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała z dniem 14 czerwca 2013 roku Jerzego Kurellę na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych PGNiG S.A.</p> <p>PGNiG S.A. rozpoczęła testowe wydobycie gazu ziemnego w Pakistanie.</p> <p>PGNiG Upstream International AS objęła po 40% udziałów w koncesjach PL702 i PL703, 30% udziałów w koncesji PL707 oraz 20% udziałów w koncesji PL711. Nowe koncesje zlokalizowane są na Morzu Norweskim (PL702 i PL703) oraz na Morzu Barentsa (PL707 i PL711).</p>

<p>Lipiec</p>	<p>PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (później Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) połączyła się z sześcioma regionalnymi spółkami gazownictwa. W ten sposób działalność GK PGNiG w zakresie dystrybucji gazu została skoncentrowana w jednym podmiocie.</p> <p>Nastąpiło połączenie Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. ze spółką „INVESTGAS” S.A. Zarządzanie w obszarze magazynowania zostało scentralizowane w OSM Sp. z o.o.</p> <p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powierzyła Wiceprezesowi Zarządu Jerzemu Kurelli wykonywanie obowiązków Prezesa Zarządu PGNiG S.A.</p> <p>PGNiG S.A. połączyła się ze swoją spółką zależną PGNiG Energia S.A.</p> <p>PGNiG S.A. zakończyła realizację projektu LMG, polegającego na zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów.</p>
<p>Sierpień</p>	<p>PGNiG Upstream International AS wspólnie z partnerami wycofała się z koncesji PL521 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p>
<p>Listopad</p>	<p>PGNiG S.A. została pierwszym bezpośrednim członkiem rynku gazu na Towarowej Giełdzie Energii. Spółka podjęła się również pełnienia funkcji animatora rynku terminowego gazu ziemnego.</p> <p>PGNiG S.A. podjęła decyzję o zaniechaniu dalszych prac poszukiwawczych w Egipcie i wygaszeniu koncesji.</p>
<p>Grudzień</p>	<p>Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014”) na okres od 1 stycznia 2014 roku do 31 lipca 2014 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 1,5%, gazu zaazotowanego (Lw) o 4,7%, natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 7,3%.</p> <p>PGNiG TERMIKA SA zakończyła budowę instalacji katalitycznego odazotowania spalin czterech kotłów blokowych w EC Siekierki. Instalacja umożliwi redukcję stężenia tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) w spalinach do wymaganych poziomów.</p> <p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała nowy Zarząd na wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 30 grudnia 2013 roku i kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 roku.</p>



## Rozdział VI: Otoczenie regulacyjne

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

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 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, magazynowania paliw gazowych, obrotu energią elektryczną, wytwarzania energii elektrycznej oraz wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła jest w znacznym stopniu działalnością regulowaną. Do jej prowadzenia konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

11 września 2013 roku weszła w życie ustawa z dnia 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”). Najważniejszą zmianą jest wprowadzenie obliwa giełdowego tj. obowiązku sprzedaży określonej części wolumenu gazu wysokometanowego, wprowadzanego w danym roku do systemu przesyłowego, na giełdach towarowych. W okresie od 11 września do 31 grudnia 2013 roku obowiązywało obliwo giełdowe na poziomie 30%. Natomiast w 2014 roku obliwo giełdowe obowiązywać będzie na poziomie 40%, a od 1 stycznia 2015 roku na poziomie 55%. Ponadto w „małym trójpaku energetycznym” doprecyzowano procedurę zmiany sprzedawcy paliwa gazowego, uregulowano procedurę reklamacyjną oraz wprowadzono procedurę certyfikacji niezależności Operatora Systemu Przesyłowego.

25 lipca 2013 roku weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe). Nowe rozporządzenie wprowadza m.in. przejście na prowadzenie rozliczeń w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości, pełen rozdział usług przesyłu i dystrybucji od obrotu, stawki przesyłowe *entry-exit*, zasady obliczania należności za usługi krótkoterminowe i przerywane oraz usługi wirtualnego przesyłania zwrotnego świadczone przez operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych, a także zasady obliczania należności za pakietową i rozdzieloną usługę magazynowania świadczone przez Operatora Systemu Magazynowania. Ponadto rozporządzenie taryfowe 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 rozporządzenia taryfowego jest również zapewnienie jego pełnej zgodności z rozporządzeniem systemowym.

#### 1.1. Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 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.

14 czerwca 2013 roku Prezes URE zatwierdził 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.

W związku z połączeniem PGNiG S.A. z PGNiG Energia S.A., na PGNiG S.A. przeszły w drodze sukcesji generalnej uprawnienia wynikające z decyzji o udzieleniu koncesji PGNiG Energia S.A. na obrót paliwami gazowymi oraz obrót energią elektryczną. PGNiG S.A. wystąpiła z wnioskiem o stwierdzenie wygaśnięcia tych decyzji. Decyzjami administracyjnymi z dnia 30 września 2013 roku i 16 października 2013 roku Prezes URE przychylił się do wniosku PGNiG S.A.

## 1.2. Polityka taryfowa

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną PGNiG S.A. 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.

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

W 2013 roku obowiązywała zmiana „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2012 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 Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu. 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.

30 sierpnia 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012”. Przedłożona do zatwierdzenia zmiana taryfy

uwzględnia m.in. definicje roku umownego (dostosowanie do zapisów z IRiESD), postanowienia konieczne dla wprowadzenia zwolnienia przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym, a także wygaśnięcie od 1 listopada 2013 roku zwolnień ustawowych w podatku akcyzowym dla odbiorców pobierających gaz na cele opałowe i do napędzania pojazdów silnikowych.

Prezes URE wydał częściowe decyzje, zatwierdzające zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/20102” obejmujące:

- wprowadzenie zmiany definicji roku umownego i przedłużenie okresu obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2013 roku (decyzja z 16 września 2013 roku)
- dostosowanie taryfy do wygaśnięcia od 1 listopada 2013 roku zwolnień ustawowych w podatku akcyzowym dla odbiorców pobierających gaz na cele opałowe i do napędzania pojazdów silnikowych (decyzja z 17 października 2013 roku)
- redakcyjne dostosowanie tekstu taryfy do obowiązujących przepisów (decyzja z 25 października 2013 roku).

Postępowanie odnośnie zmian postanowień koniecznych dla wprowadzenia zwolnienia przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym nie zostało zakończone.

18 lipca 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej „Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2013)”, która miała obowiązywać od 1 października 2013 roku do 30 września 2014 roku. W związku z przedłużającym się postępowaniem zmianie uległ numer taryfy na 6/2014. Ostatecznie 17 grudnia 2013 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014)” na okres od 1 stycznia 2014 roku do 31 lipca 2014 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 1,5%, gazu zaazotowanego (Lw) o 4,7%, natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 7,3%.

W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (zł/m<sup>3</sup>) stosowane w 2013 roku w rozliczeniach z odbiorcami w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego. Prezentowane tabele nie uwzględniają podatku akcyzowego wprowadzonego 1 listopada 2013 roku.

#### Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział we Wrocławiu

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,7648	2,4969	-9,7%
W-2.1	2,2036	1,9816	-10,1%
W-3.1	2,0209	1,8029	-10,8%
W-4	1,8905	1,6693	-11,7%
W-5 - W-7C	1,7507	1,7071	-2,5%
W-8A - W-10C	1,5063	1,4651	-2,7%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	2,0010	1,7900	-10,5%
S-2	1,5888	1,4044	-11,6%
S-3	1,4625	1,3013	-11,0%
S-4	1,3384	1,1801	-11,8%
S-5 - S-7B	1,2677	1,2338	-2,7%
S-8 - S-9	1,1566	1,1225	-2,9%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,5830	1,4156	-10,6%
Z-2	1,4510	1,2888	-11,2%
Z-3	1,3004	1,1623	-10,6%
Z-4	1,2209	1,0841	-11,2%
Z-5 - Z-7B	1,2088	1,1793	-2,4%

## Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrze

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,7337	2,4726	-9,6%
W-2.1	2,2672	2,0440	-9,8%
W-3.1	1,9883	1,7660	-11,2%
W-4	1,9183	1,6909	-11,9%
W-5 - W-7C	1,7732	1,7314	-2,4%
W-8A - W-11C	1,5121	1,4681	-2,9%

## Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Tarnowie

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,6153	2,3594	-9,8%
W-2.1	2,1797	1,9590	-10,1%
W-3.1	1,9319	1,7288	-10,5%
W-4	1,8829	1,6843	-10,5%
W-5 - W-7BC	1,7796	1,7355	-2,5%
W-8A - W-10C	1,4811	1,4310	-3,4%

## Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Warszawie

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,9951	2,7039	-9,7%
W-2.1	2,0888	1,8693	-10,5%
W-3.1	1,8913	1,6877	-10,8%
W-4	1,8787	1,6755	-10,8%
W-5 - W-7C	1,7536	1,7086	-2,6%
W-8A - W-10C	1,4219	1,3669	-3,9%

## Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Gdańsku

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,8368	2,5658	-9,6%
W-2.1	2,2265	2,0058	-9,9%
W-3.1	2,0013	1,8006	-10,0%
W-4	1,9399	1,7451	-10,0%
W-5 - W-7C	1,7992	1,7606	-2,1%
W-8A - W-10C	1,4953	1,4601	-2,4%

## Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,8611	2,5856	-9,6%
W-2.1	2,1348	1,9143	-10,3%
W-3.1	1,9954	1,7881	-10,4%
W-4	1,9050	1,7032	-10,6%
W-5 - W-7C	1,7169	1,6715	-2,6%
W-8A - W-10C	1,4576	1,4140	-3,0%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	2,0115	1,8046	-10,3%
S-2	1,5505	1,3774	-11,2%
S-3	1,4196	1,2602	-11,2%
S-4	1,3447	1,1889	-11,6%
S-5 - S-7B	1,2699	1,2365	-2,6%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,8231	1,6422	-9,9%
Z-2	1,3904	1,2408	-10,8%
Z-3	1,2569	1,1208	-10,8%
Z-4	1,1900	1,0570	-11,2%
Z-5 - Z-7B	1,1446	1,1157	-2,5%

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

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,3713	1,3302	-3,0%
Lw-1 - Lw-2	1,0582	1,0196	-3,6%
Ls-1 - Ls-2	0,8827	0,8537	-3,3%

Zwolnienie z taryfikowania uczestników hurtowego rynku obrotu gazem

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.

30 sierpnia 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie hurtowego obrotu paliwami gazowymi. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

Ponadto 23 października 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie obrotu oraz sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego (E) w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym (rynek *OTC*). Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

## 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.:

- określa wielkość zapasów obowiązkowych, która od 1 października 2012 roku odpowiada 30 dniom średniego dziennego przywozu gazu (w okresie od dnia 1 kwietnia roku ubiegłego do dnia 31 marca danego roku, na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych sporządzonych przez spółkę)
- 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
- wprowadza możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA, po spełnieniu warunków określonych w ustawie
- wprowadza możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego z obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, 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>.

11 września 2013 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 przewidziana przez tzw. „Mały trójpak”. Nowelizacja ustawy wprowadziła możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, po spełnieniu warunków określonych w ustawie.

## 3. Prawo geologiczne i górnictwo

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

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

Ponadto ustawa określa procedurę przetargu na koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów, zamiast dotychczasowej procedury przetargowej w odniesieniu do ustanowienia użytkownika górnictwa.

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 kopaliny, wydobywania kopaliny 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 2013 roku Ministerstwo Środowiska przedłużyło PGNiG S.A. 20 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a 11 koncesji zostało wygaszonych. Ponadto Ministerstwo Środowiska przyznało Spółce 3 koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, 4 koncesje zostały zmienione, natomiast 1 koncesja została wygaszona. W 2013 roku udzielono również 1 koncesji na podziemne magazynowanie gazu i 1 koncesję wygaszono. Koncesja na rozpoznanie złoża soli kamiennej Goleniów pod przyszyły PMG została wygaszona.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku PGNiG S.A. posiadała następujące koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 84 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 227 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 3 koncesje na składowanie odpadów.

## 4. Ryzyka regulacyjne

### Ustawa Prawo energetyczne

W 2013 roku nadal prowadzone były prace nad projektem pakietu trzech ustaw regulujących sektor energetyczny, tzn. ustawą – Prawo gazowe, ustawą – Prawo energetyczne i ustawą o odnawialnych źródłach energii (tzw. „duży trójpak energetyczny”). W dniu 11 września 2013 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”). Zmiana ustawy wprowadziła szereg zmian otoczenia regulacyjnego rynku gazu ziemnego związanych m.in. z potrzebą dostosowania polskich przepisów do postanowień III pakietu energetycznego oraz liberalizacją rynku gazu, w szczególności poprzez mechanizm tzw. obliga giełdowego.

Celem nałożonego na spółkę obliga giełdowego jest liberalizacja rynku gazu w Polsce, a co za tym idzie, rozwój konkurencji. Mechanizm ten wiąże się z wysoką transparentnością rynku i umożliwia uczestnikom rynku nabywanie produktów na równych warunkach. Rozwiązanie to może oznaczać dla PGNiG S.A. ryzyko stopniowej utraty rynku. Dynamika ewentualnej utraty udziałów rynkowych przez PGNiG S.A. zależna jednak będzie od liczby i wielkości podmiotów wchodzących na rynek gazu oraz relacji cenowych pomiędzy rynkiem pozagiełdowym (*OTC*) a kontraktami giełdowymi.

Ponadto w świetle zmian Prawa energetycznego odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza mu paliwa gazowe, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy. Uwzględniając koszty związane z zakupem gazu (koszty przesyłu z zagranicy i koszty transakcyjne) oraz bezpieczeństwo dostaw, klienci będą optymalizować swoje portfele zakupowe, pozyskując gaz na giełdzie i rynku pozagiełdowym.

### Realizacja obliga giełdowego

PGNiG S.A. jest od strony podażowej w pełni przygotowana do wypełnienia obliga giełdowego. Jednakże z powodu braku odpowiedniego popytu na gaz na rynku giełdowym istnieje istotne ryzyko niewywiązania się z ustawowego poziomu obliga giełdowego. GK PGNiG czyni starania zmierzające do zwiększenia popytu na Towarowej Giełdzie Energii.

### 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. Od 1 stycznia 2013 roku PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwo obrotu, ma obowiązek zakupu świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Obowiązek ten spowoduje wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a w konsekwencji także cen dla odbiorców gazu.

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

Spełnienie wymagań ustawowych związanych z utrzymywaniem zapasu obowiązkowego powoduje dla PGNiG S.A. ryzyka bilansowe, technologiczne oraz stwarza zagrożenie w realizacji zobowiązań kontraktowych.

Ryzyko bilansowe związane jest z zagrożeniem braku możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w sezonie jesienno-zimowym. Pomimo maksymalizacji dostaw gazu z kontraktów długoterminowych oraz dostaw gazu z PMG (pozostającego w gestii PGNiG S.A.), w przypadku utrzymujących się niskich temperatur powietrza w dłuższym okresie czasu, zapotrzebowanie odbiorców może przekraczać poziom dostaw gazu jaki jest w stanie zapewnić Spółka. Takie zagrożenie występuje nawet przy maksymalnym wykorzystaniu dostępnych zdolności importowych. Należy podkreślić, że wymagane ustawowo parametry techniczne dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego powodują, że znaczna część zapasu została umieszczona w szczytowym magazynie gazu KPMG Mogilno. W rezultacie zapas istotnie ogranicza handlowe korzystanie z pojemności i dużych mocy dostaw gazu do systemu przesyłowego z tego magazynu. Biorąc pod uwagę tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, który wymaga uzyskania zgody ministra właściwego ds. gospodarki, poprzedzonej wprowadzeniem ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców, powstaje ryzyko niezapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych. Niezależnie od powyższego, uruchomienie odbioru gazu z zapasu powoduje sytuację, w której przy wysokim stanie gazu w magazynach zachodzi konieczność wprowadzenia ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców.

Ryzyko technologiczne jest związane z negatywnym wpływem utrzymywania zapasu obowiązkowego na parametry pracy podziemnych magazynów gazu. Nieodbieranie gazu z magazynów pracujących w reżimie wodno-naporowym (np. PMG Husów) w dłuższym okresie czasu, może powodować migrację gazu do części złoża o gorszych parametrach przepuszczalności i porowatości, a w konsekwencji doprowadzić do zmniejszenia mocy odbioru gazu z magazynu. Powyższe może utrudniać odbiór gazu w końcowej fazie, a także powodować obniżenie mocy odbioru w następnych cyklach pracy PMG. Przywrócenie pierwotnych parametrów pracy magazynu może trwać kilka lat oraz wiązać się z koniecznością dotłoczenia bufora gazu i poniesienia dodatkowych kosztów.

Konsekwencją utrzymywania zapasu obowiązkowego jest pozostawienie częściowo wypełnionych pojemności magazynów po zakończeniu sezonu zimowego, a co za tym idzie mniejsze możliwości zatłaczania gazu w okresie letnim. W sezonie 2013/2014 blisko połowa pojemności PMG jest wypełniona przez zapasy obowiązkowe oraz bufor umożliwiający odbiór gazu z zapasu w ustawowym terminie. Zatłaczanie magazynów w sezonie letnim, charakteryzującym się niskim zapotrzebowaniem odbiorców na gaz, istotnie ułatwia realizację minimum letniego w ramach kontraktu jamalskiego - zwiększa bowiem łączną wielkość zapotrzebowania na gaz ziemny. Istnieje zatem zagrożenie, że wysoki stan zatłoczenia PMG na początku sezonu letniego przyczyni się do braku możliwości zrealizowania zobowiązań kontraktowych na dostawy gazu z importu.



### Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

W 2013 roku prowadzone były prace legislacyjne nad zasadniczą zmianą otoczenia regulacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie, które obejmowały dwa projekty ustaw: ustawa o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw oraz ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym, zmianie ustawy o podatku od wydobywania niektórych kopalin oraz niektórych innych ustaw. Projekty ustaw zakładają m.in. zwiększenie obciążeń fiskalnych związanych z działalnością wydobywczą oraz zmianę dotychczasowego systemu koncesyjnego. W przyszłości zmiany te niekorzystnie wpłyną na rentowność PGNiG S.A.

### 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 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 mogą przełożyć się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

W poprzednich latach Prezes URE jednostronnie wydłużał okres obowiązywania taryfy. Zdaniem Spółki, takie działanie Prezesa URE stwarza ryzyko skalkulowania taryfy poniżej kosztów, gdyż nie będą w niej uwzględnione koszty dostawy paliwa gazowego do odbiorcy w okresie, o który Prezes URE przedłuży obowiązywanie taryfy. W konsekwencji, w kolejnych postępowaniach o zatwierdzenie taryfy należy oczekiwać, że czynnik ten może być uwzględniany w kalkulacji taryf. Jednocześnie Prezes URE wydłuża postępowania w sprawie zatwierdzania taryf, co powoduje, że wchodzi one w życie w późniejszych terminach niż w składanych wnioskach PGNiG S.A.

### 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 lub/i ceny gazu ziemnego notowane na rynkach zachodnich. 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.

### Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay*

PGNiG S.A. jest stroną 4 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę *take or pay*. Najważniejsze z nich to kontrakty z OOO „Gazprom eksport” oraz z Qatargas Operating Company Ltd. Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG S.A. na dotychczasowym poziomie, realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach *take or pay* oznaczać będzie minimalizowanie zakupów gazu spotowego, aktualnie najbardziej atrakcyjnego cenowo. W przypadku utraty rynku przez PGNiG S.A. istnieje

ryzyko, iż PGNiG S.A. zmuszona będzie do poszukiwania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu. Wiązać się to będzie z potrzebą uniknięcia zapłaty za nieodebrany gaz (wynikającą z klauzuli *take or pay*) lub też realizacji sprzedaży nadwyżek z tzw. ujemną marżą. Istnieje też ryzyko, że w przypadku opóźnienia w oddaniu przez Polskie LNG SA terminalu LNG do użytkowania wykraczającego poza 31 grudnia 2014 roku, PGNiG S.A. zobowiązana będzie do zapłaty za nieodebrane ilości LNG. Obowiązek ten wynika z klauzuli *take or pay* zawartej w umowie z Qatargas Operating Company Ltd. Równoległe występuje ryzyko, że przy obecnych warunkach kontraktowych oraz rynkowych taryfy ustalone przez Prezesa URE nie pokryją średnioważonych kosztów pozyskania gazu przez PGNiG S.A.

## 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

#### Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2013 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 27 otworach poszukiwawczych, w tym w 7 badawczych oraz w 6 otworach rozpoznawczych.

W 2013 roku próby złożowe wykonano w 16 odwiertach, w tym w 7 odwierconych w poprzednich latach. Próby potwierdziły obecność gazu w 9 otworach: 4 poszukiwawczych i 5 rozpoznawczych. W 7 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów.

W ramach poszukiwania złóż niekonwencjonalnych wykonano próby złożowe 2 otworów. Prace wiertnicze prowadzone były w 8 otworach, z czego 6 osiągnęło głębokość końcową.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2013 roku (wg informacji na dzień sporządzenia sprawozdania – zgodnie z Prawem geologicznym i górniczym ostateczny bilans zasobów powstaje w marcu) wynosił:

- 85,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 19,2 mln ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem).

#### Prace poszukiwawcze za granicą

W 2013 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie, 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 2013 roku odwiercono dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przyływu węglowodorów otwory zlikwidowano. Na bazie nowych danych geologicznych wykonano reewaluację potencjału naftowego koncesji Bahariya. Reewaluacja wykazała brak uzasadnienia ekonomicznego do kontynuowania prac. W związku z powyższym podjęto decyzję o wygaszeniu koncesji i likwidacji oddziału w Egipcie.

## 2. Wspólne przedsięwzięcia

W 2013 roku GK PGNiG współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i San Leon Energy PLC (spółka wykupiła udziały dotychczasowego partnera tj. firmy Aurelian Oil & Gas PLC). Ponadto we współpracy z innymi podmiotami GK PGNiG prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie, Norwegii i Libii.

### 2.1. Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W 2013 roku PGNiG S.A., Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. na podstawie umowy ramowej z dnia 4 lipca 2012 roku (w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo) prowadziły negocjacje mające na celu ustalenie szczegółowych warunków współpracy. 31 grudnia 2013 roku umowa ramowa wygasła z uwagi na nie spełnienie określonych w niej warunków.

14 sierpnia 2013 roku podpisana została umowa o wspólnych operacjach pomiędzy PGNiG S.A. a LOTOS Petrobaltic S.A. na koncesji Kamień Pomorski. Realizacja umowy będzie możliwa po spełnieniu warunków zawieszających tj. uzyskaniu pozytywnej interpretacji podatkowych z Ministerstwa Finansów i zgody Ministerstwa Środowiska na poddzierżawę użytkownika górnictwa. Do końca 2013 roku nie zostały spełnione wszystkie warunki zawieszające.

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%.

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

- „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255) 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” 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” 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%.

Prace na koncesjach należących do San Leon Energy PLV 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 od San Leon Energy 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 od San Leon Energy PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

## 2.2. Wspólne przedsięwzięcia za granicą

### Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2012 roku operator podjął decyzję o wejściu w II etap poszukiwawczy na koncesji Kirthar, w ramach którego do lipca 2014 roku odwiercony zostanie nowy otwór poszukiwawczy. W 2013 roku zakończono budowę gazociągów i tymczasowych instalacji powierzchniowych oraz rozpoczęto testowe wydobywanie otworów Rehman-1 i Hallel X-1. Wydobyty gaz sprzedawany jest do pakistańskiej sieci przesyłowej. Ponadto w 2013 roku rozpoczęto prace przygotowawcze do wiercenia otworu poszukiwawczego Rizq-1, którego wykonanie planowane jest w 2014 roku.

### Norwegia

PGNiG Upstream International AS (dawna PGNiG Norway AS), spółka GK PGNiG, posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim i Barentsa. Wspólnie z partnerami spółka realizuje projekt Skarv obejmujący zagospodarowanie złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Upstream International AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON – 28%. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

31 grudnia 2012 roku spółka wspólnie ze swoimi partnerami uruchomiła wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż Skarv i Idun (projekt Skarv) na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W okresie od stycznia 2013 roku do października 2013 roku wykonywane były prace związane z fazą rozruchu złoża, takie jak oczyszczanie, testowanie i włączanie kolejnych odwiertów do eksploatacji. Po zakończeniu tej fazy złoża eksploatowane są z wykorzystaniem 16 otworów. Wydobywanie węglowodorów prowadzone jest przy użyciu nowej pływającej platformy produkcyjnej FPSO zacumowanej na morzu w rejonie złoża.

Sprzedaż wydobytych węglowodorów prowadzona jest od stycznia 2013 roku. Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio z platformy spółce Shell International Trading and Shipping Company Ltd. i transportowana przez kontrahenta za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców. Gaz natomiast przesyłany jest gazociągiem Gassled Area B System do lądowego terminalu w Kårsto, następnie gazociągiem Gassled Area D System do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Sales & Trading GmbH. W 2013 roku spółka wydobyła 284 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 340 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Ponadto w 2013 roku spółka kontynuowała prace przy projekcie zagospodarowania złoża Snadd oraz na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Prowadzono m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL599, PL600, PL646 oraz PL648S.

W roku 2013 w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej PGNiG Upstream International AS objęła:

- po 40% udziałów w koncesjach PL702 i PL703; operatorem na tych koncesjach jest OMV Norge (60% udziałów)
- 30% udziałów w koncesji PL707; operatorem na tej koncesji jest Edison International (50% udziałów)
- 20% udziałów w koncesji PL711; operatorem na tej koncesji jest Repsol Exploration Norge (40% udziałów).

Nowe koncesje zlokalizowane są na Morzu Norweskim (PL702, PL703) oraz na Morzu Barentsa (PL707, PL711).

W wyniku analiz geologiczno-geofizycznych przeprowadzonych na koncesji PL521 oceniono, że ryzyko poszukiwawcze jest wysokie i spółka wspólnie z partnerami wycofała się z tej koncesji. Na dzień 31 grudnia 2013 PGNiG Upstream International AS posiadała udziały w 13 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W styczniu 2014 roku została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna, w wyniku której PGNiG Upstream International AS otrzymała koncesję operatorską PL756 na Morzu Norweskim. Spółka jako operator objęła 50% udziałów w koncesji. Partnerami PGNiG Upstream International AS zostały spółki Idemitsu Petroleum Norge AS i Rocksource Exploration Norway AS, które otrzymały po 25% udziałów. Koncesja PL756 zlokalizowana jest w obszarze dobrze rozpoznany geologicznie, w sąsiedztwie wielu już eksploatowanych złóż, w tym dużego złoża Aasgard. Koncesja ta jest drugą koncesją operatorską PGNiG Upstream International AS na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

### Libia

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V., spółka GK PGNiG, prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii.

W 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze i rozpoczęła pierwszą fazę wierceń obejmującą wykonanie czterech odwiertów poszukiwawczych. Pierwszy odwiert poszukiwawczy wykonany przez spółkę przyniósł odkrycie gazu ziemnego uznane przez libijskiego partnera National Oil Corporation. Wiercenie i testy produkcyjne drugiego odwiertu zostały zakończone w grudniu 2013 roku. Ponadto w 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze dla trzeciego odwiertu. Natomiast zaplanowane do realizacji w 2013 roku prace sejsmiczne drugiej fazy zdjęcia 3D zostały przesunięte na kolejne lata.

W wyniku przeprowadzonej analizy efektywności, a w szczególności:

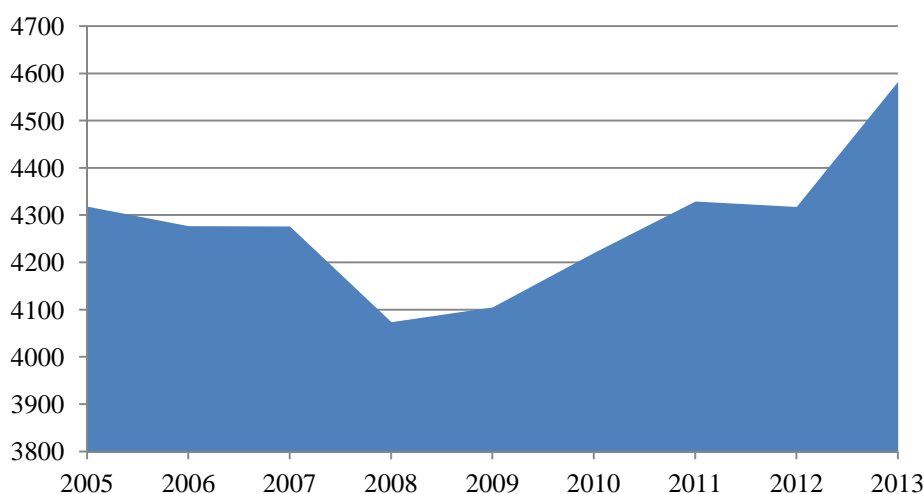
- ponownej weryfikacji prognozowanych zasobów węglowodorów na koncesji libijskiej
- oceny poziomu przyszłych nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych dalszych prac poszukiwawczych
- przesunięć w harmonogramie inwestycji
- wpływu sytuacji politycznej w Libii i niepewności co do przedłużenia koncesji, której termin upływa we wrześniu 2014 roku

PGNiG S.A. podjęła decyzję o utworzeniu na dzień 31 grudnia 2013 roku jednorazowego odpisu aktualizującego wartość udziałów i dopłat do kapitału w POGC Libya BV (w 100% zależnej od PGNiG S.A.) oraz zawiązaniu rezerwy na pokrycie pozostałych do realizacji zobowiązań koncesyjnych projektu Murzuq w Libii. Wartość zawiązanego odpisu i rezerwy w sprawozdaniu jednostkowym PGNiG S.A. wynosi odpowiednio 420 mln zł i 137 mln zł, a w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG 291,7 mln zł i 137 mln zł.

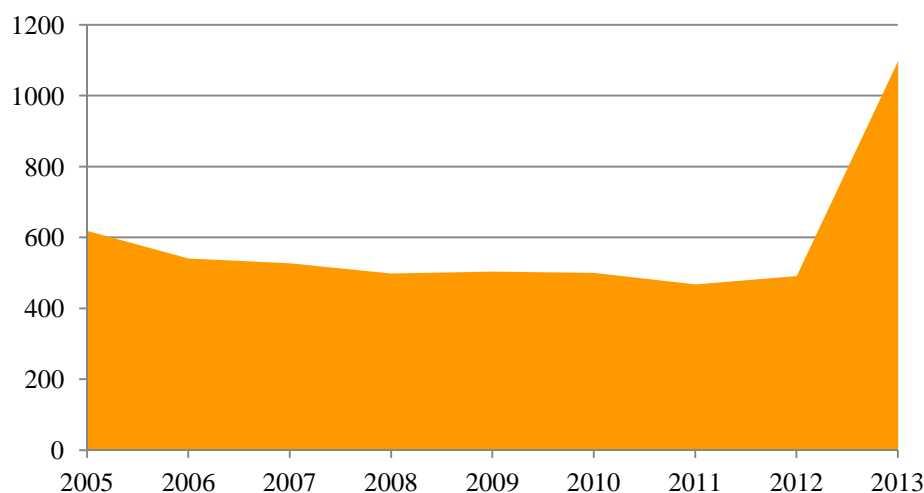
### 3. Wydobycie

W 2013 roku GK PGNiG zanotowała istotny wzrost wydobycia węglowodorów w stosunku do lat poprzednich. Wzrost wydobycia gazu ziemnego do poziomu 4,6 mld m<sup>3</sup> spowodowany został włączeniem do eksploatacji złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. GK PGNiG odnotowała znaczny wzrost wydobycia ropy naftowej (o ok. 124%). Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w rezultacie włączenia do eksploatacji złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG), a także złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na poniższych wykresach przedstawiono wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2005-2013.

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



Wydobycie ropy naftowej w mln ton



Eksploracja 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. W wyniku połączenia kopalni w 2013 roku zmniejszyła się ich liczba. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach (13 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 38 kopalniach (20 gazowych, 12 ropno-gazowych i 6 ropnych). W 2013 roku GK PGNiG

rozpoczęła wydobycie gazu ziemnego ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz ze złoża Rehman (*tight gas*) w Pakistanie.

W 2013 roku GK PGNiG wydobyla łącznie 4.582,3 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 4.211,2 mln m<sup>3</sup>, a z zagranicznych 371,1 mln m<sup>3</sup>.

GK PGNiG wydobyla 1.098,7 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami. Od 2013 roku wydobycie ropy naftowej i kondensatu prezentowane są łącznie, dlatego odpowiednim korektom uległy również prognozy wydobycia (raport bieżący nr 166/2013). Wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższej tabeli.

#### Wielkość wydobycia

	Produkt	Jednostka	2013	2012
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup>	4 582,3	4 317,3
a.	wysokometanowy, w tym	mln m <sup>3</sup>	1 890,5	1 607,6
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m <sup>3</sup>	0,0	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m <sup>3</sup>	1 550,5	1 607,6
	- Norwegia	mln m <sup>3</sup>	340,0	0,0
b.	zaazotowany, w tym:	mln m <sup>3*</sup>	2 691,8	2 709,7
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m <sup>3*</sup>	2 574,1	2 625,6
	- Oddział w Sanoku	mln m <sup>3*</sup>	86,6	84,1
	- Oddział w Pakistanie	mln m <sup>3*</sup>	31,1	0,0
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	1 098,7	491,6
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	766,4	442,0
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	49,0	49,6
	- Norwegia	tys. ton	283,3	0,0

\* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W 2013 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 10 odwiertów gazowych (w tym 2 odwierty w ramach próbnej eksploatacji). Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego z podłączonych odwiertów wyniósł około 3,9 tys.m<sup>3</sup>/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze podłączono 6 odwiertów ropnych o łącznej zdolności wydobywczej 620 t/d oraz 2 odwierty gazowe o łącznej zdolności wydobywczej 6,4 tys. m<sup>3</sup>/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto, we współpracy z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o., włączono do eksploatacji złoża: Winna Góra i Lisewo o łącznej zdolności wydobywczej 5,5 tys. m<sup>3</sup>/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

#### Podziemne magazyny gazu

W 2013 roku segment poszukiwanie i wydobycie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie na dzień 31 grudnia 2012 roku i 31 grudnia 2013 roku przedstawia poniższa tabela.



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

Gaz zaazotowany	2013	2012
Daszewo (Ls)	30,0	30,0
Bonikowo (Lw)	200,0	200,0

#### 4. Sprzedaż podstawowych produktów

W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropy, 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.

W 2013 roku GK PGNiG sprzedała łącznie 748,6 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego 717,8 mln m<sup>3</sup> na rynku krajowym i 30,8 mln m<sup>3</sup> w Pakistanie. W wyniku włączenia do eksploatacji złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG), a także złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym sprzedaż ropy naftowej wzrosła o 128%. Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w tym LNG) oraz sprzedaż ropy naftowej wraz z innymi frakcjami i innych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym.

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	2013	2012
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup>	748,6	723,3
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m <sup>3</sup>	72,1	71,9
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m <sup>3</sup>	676,5	651,4
2 Ropa naftowa	tys. t.	1 105,5	484,6
3 Hel	mln m <sup>3</sup>	2,9	3,3
4 Mieszanina propan-butan	tys. t.	29,9	22,6
5 Azot	tys. kg	424,9	455,7
6 Siarka	tys. t.	38,1	25,3

\* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił 80%. Sprzedaż ropy naftowej realizowana była do Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A., TOTSA TOTAL OIL TRADING S.A. i BP Europe SE. Ropa naftowa wydobyta na Norweskim Szelfie Kontynentalnym sprzedawana była bezpośrednio z platformy spółce Shell International Trading and Shipping Company Ltd.

GK PGNiG sprzedała poza granice kraju 49,8% wolumenu ropy naftowej, 85,8% helu oraz 22,5% siarki. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była przez rurociąg „Przyjaźń” do dwóch niemieckich rafinerii. Większość wolumenu helu sprzedano odbiorcom z Unii Europejskiej, natomiast siarka sprzedawana była odbiorcom na terenie Niemiec i Republiki Czeskiej.

3 października 2013 roku PGNiG S.A. oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. zawarły umowę na dostawy gazu zaazotowanego z lokalnych kopalni, na potrzeby nowego bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów. Umowa została podpisana na okres 20 lat, licząc od daty rozpoczęcia dostaw gazu ziemnego. Dostawy gazu zostaną uruchomione po oddaniu bloku do eksploatacji. Szacunkowa wartość umowy w całym okresie dostaw wynosi ok. 3 mld zł.

Ponadto w 2013 roku PGNiG S.A. podpisała niżej wymienione umowy na sprzedaż ropy naftowej:

- krótkoterminowa umowa z TOTS TOTAL OIL TRADING S.A. na testowe dostawy ropy naftowej ze złoża Lubiatów
- aneks do umowy z TOTS TOTAL OIL TRADING S.A., podpisany na czas nieokreślony; wartość umowy dla okresu: listopad 2013 roku-grudzień 2015 roku wynosi ok. 1,4 mld zł; ropa naftowa dostarczana jest z kopalni Lubiatów i Dębno rurociągiem naftowym „Przyjaźń”
- umowa z BP Europe SE zawarta na okres od 13 listopada 2013 roku do 31 grudnia 2014 roku; wartość umowy wynosi ok. 420 mln zł; ropa naftowa dostarczana jest z kopalni Lubiatów rurociągiem naftowym „Przyjaźń”
- umowa z Grupą LOTOS S.A., która będzie obowiązywała w latach 2015-2019 z możliwością jej przedłużenia na czas nieokreślony; szacowana wartość umowy na dzień jej zawarcia wynosi ok. 3,2 mld zł; dostawy ropy naftowej do rafinerii Grupy LOTOS S.A. rozpoczną się 1 stycznia 2015 roku; surowiec będzie odbierany koleją z terminali kolejowych PGNiG S.A. zlokalizowanych na terenie Oddziału w Zielonej Górze.

## 5. Działalność usługowa

W 2013 roku spółki z segmentu poszukiwanie i wydobywanie prowadziły wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych, eksploatacyjnych i wentylacyjnych, świadczyły usługi z zakresu specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego oraz usługi geofizyczne. Głównymi odbiorcami wspomnianych usług byli kontrahenci zewnętrzni.

Wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i badawcze realizowano w poszukiwaniu węglowodorów, miedzi i wód geotermalnych. Prace wiertnicze wykonywane były zarówno dla GK PGNiG, jak i dla odbiorców zewnętrznych w kraju i za granicą. Na rynku krajowym realizowano m.in. kontrakty dla firm poszukujących:

- konwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o.
- niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG S.A., Orlen Upstream Sp. z o.o., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. i Wisent Oil & Gas Sp. z o.o. (poszukiwanie *shale gas*)
- złóż miedzi – dla KGHM Polska Miedź S.A., Zielona Góra Copper Sp. z o.o. i Mozów Copper Sp. z o.o.
- wód geotermalnych – dla PEC Geotermia Podhalańska S.A.

Natomiast na rynkach zagranicznych wykonywano wiercenia w poszukiwaniu konwencjonalnych złóż węglowodorów dla odbiorców zewnętrznych w Gruzji, Egipcie, na Ukrainie, Litwie oraz dla GK PGNiG w Libii i Egipcie. Ponadto segment realizował kontrakty na wiercenia eksploatacyjne. Wiercenia te prowadzone były przede wszystkim za granicą i dla kontrahentów zewnętrznych, głównie w Afryce (Uganda, Etiopia, Egipt), Azji (Kazachstan, Gruzji, Pakistan) oraz w Europie (Ukraina).

Segment świadczył również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego, m.in. pomiary parametrów złożowych, zabiegi intensyfikacji wydobywania, serwisy płuczkowe, cementacyjne i *datawell* oraz wykonywał remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów. Głównym odbiorcą usług serwisowych była GK PGNiG i w niewielkim zakresie odbiorcy zewnętrzni. W kraju dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczone głównie usługi serwisu cementacyjnego dla PEC Geotermia

Podhalańska S.A. Za granicą spółki wykonywały m.in. zabiegi intensyfikacyjne w Rosji, remonty i obróbki odwiertów w Czechach.

W 2013 roku spółki z segmentu poszukiwanie i wydobycie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu sejsmiki polowej, projektowania i akwizycji oraz przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, jak również wykonywały pomiary geofizyczne i prace geologiczno-wiertnicze.

Na rynku krajowym spółki wykonywały głównie prace z zakresu geofizyki poszukiwawczej oraz sejsmiki polowej 2D i 3D dla PGNiG S.A. Ponadto dla spółek GK PGNiG wykonywano prace z zakresu geofizyki i sejsmiki otworowej oraz geofizyki wiertniczej. Dla podmiotów zewnętrznych w kraju, m.in. dla Orlen Upstream Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., Lane Energy Poland Sp. z o.o., i Cuadrilla Poland Sp. z o.o., spółki wykonywały usługi z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycji i przetwarzania danych sejsmicznych) i geofizyki i sejsmiki otworowej.

Na rynkach zagranicznych prowadzono sejsmiczne prace polowe dla kontrahentów w Niemczech Austrii, Czech, Słowacji, Danii, Indiach, Gruzji, Pakistanie oraz na Węgrzech, a także świadczone usługi przetwarzania danych sejsmicznych i ich interpretacji dla odbiorców z Francji, Niemiec, Słowacji i Izraela.

## 6. Planowane działania

### Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2014 roku GK PGNiG kontynuować będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące kilkadziesiąt obiektów poszukiwawczych rozmieszczonych na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niziu Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami. W ramach poszukiwania złóż konwencjonalnych na słabo rozpoznany obszarze Karpat kontynuowane będzie wiercenie głębokiego otworu Fredropol-1.

Ponadto planuje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania, w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż *shale gas/oil* i *tight gas*. Na Pomorzu GK PGNiG planuje próby złożowe w odwiercie Opalino-3 oraz wiercenie kilku nowych odwiertów na koncesjach Wejherowo, Kartuzy Szemud i Stara Kiszewa. Na Lubelszczyźnie Spółka kontynuować będzie wiercenie otworu Kościaszyn-1.

### Prace poszukiwawcze za granicą

W 2014 roku GK PGNiG kontynuować będzie również prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii. Niewykluczone jest też kontynuowanie prac w Libii.

W Pakistanie, w celu weryfikacji potencjału złożowego struktury położonej na północ od odkrytego złoża Kirthar, GK PGNiG planuje wykonanie otworu Rizq-1.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym GK PGNiG prowadzić będzie prace rozpoznawczo-dokumentacyjne na złożu Snadd. Ponadto spółka będzie uczestniczyć, jako partner, w wierceniu otworu poszukiwawczego na koncesji PL558. GK PGNiG planuje również pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych lub akwizycję od innych podmiotów. W przyszłości GK PGNiG nie wyklucza uczestnictwa, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1.000 m) oraz w strefie arktycznej. Wynika to między innymi z faktu posiadania udziałów w dwóch koncesjach w tzw. Basenie Vøring na szelfie Morza Norweskiego (PL702 i PL702), gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1000 m, oraz dwóch koncesji (PL707 i PL711) na szelfie Morza Barentsa, położonym w strefie arktycznej.

### Wydobycie gazu ziemnego

GK PGNiG 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 2014 roku GK PGNiG planuje wydobycie na poziomie ok. 4,63 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup>. W 2014 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączenie do eksploatacji odwierty na złożach już eksploatowanych: Przemyśl, Księżpól i Lubliniec – Cieszanów oraz oddanie do eksploatacji nowych złóż: Wola Rokietnicka i Pogwizdów. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się podłączyć odwierty na złożach już eksploatowanych tj. Radlin, Daszewo, Zaniemyśl, Wilków i Lisewo. Ponadto planuje się włączyć do eksploatacji (we współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o.) nowe złożo Komorze.

### Wydobycie ropy naftowej

W 2014 roku GK PGNiG planuje wydobycie 1.185 tys. ton ropy naftowej. Wzrost wydobywania spowodowany jest włączeniem do eksploatacji złóż ropy naftowej: Lubiaków i Grotów oraz złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

### Działalność usługowa

W 2014 roku Grupa Kapitałowa PGNiG planuje świadczenie usług wiertniczych w kraju i za granicą. W kraju GK PGNiG wykonywać będzie wiercenia dla PGNiG S.A. i dla kontrahentów zewnętrznych. Za granicą prowadzone będą powyższe usługi m.in. na Litwie, Ukrainie, Ugandzie, Etiopii, Kenii, Kazachstanie, Gruzji i Pakistanie.

Prace specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego planowane są w kraju głównie dla PGNiG S.A., a dla kontrahentów zagranicznych w Rosji na Ukrainie, Czechach, Słowacji i Litwie.

Ponadto na rynku krajowym GK PGNiG wykonywać będzie usługi z zakresu akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych 2D i 3D dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych, oraz usługi z zakresu sejsmiki polowej i geofizyki wiertniczej dla Spółek Grupy Kapitałowej PGNiG. Na rynkach zagranicznych GK PGNiG planuje świadczyć usługi geofizyczne na terenie Omanu, Pakistanu, Kenii, Indii, Gruzji oraz krajów członkowskich Unii Europejskiej.

## 7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

### Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obciążona 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.

Wielkości zasobów i prognozy wydobywania są obciążone 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 wydobywanie 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.

#### 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 celu obniżenia kosztów prac wiertniczych w 2011 roku PGNiG S.A. wprowadziła system *daily rate* przy wyborze wykonawców tych prac.

### 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.

### 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.

### 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.

### Zmiany prawne

Częste zmiany w przepisach prawnych (szczególnie w krajach podporządkowanych autorytarnym rządów) mogą mieć bezpośredni wpływ na pojawienie się utrudnień w działalności poszukiwawczej.

### Sytuacja polityczno-gospodarcza w rejonach działalności GK PGNiG

W państwach, w których GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje szereg ryzyk mogących bezpośrednio wpłynąć na ograniczenie, zawieszenie lub nawet zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Należą do nich: ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej, ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych.

W lutym 2011 roku w związku z wystąpieniem siły wyższej PGNiG S.A. wycofała z Libii wszystkich, poza miejscowymi, pracowników POGC-Libya B.V. Wznowienie prac nastąpiło w drugiej połowie 2012 roku. Podobna sytuacja miała miejsce w styczniu 2014 roku. PGNiG S.A. wycofała do Polski wszystkich Polaków pracujących na koncesji Murzug 113. Sprzęt został zabezpieczony i pozostał pod ochroną libijskich sił rządowych oraz nadzorem libijskich podwykonawców.

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

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. Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby sześć podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie i Wierzchowicach.

### 1. Zakupy

W 2013 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. Zakupami zajmowały się dwie spółki GK PGNiG: PGNiG S.A. i PGNiG Sales & Trading GmbH.

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”
- „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”.

PGNiG Sales & Trading GmbH dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim, głównie w ramach transakcji pozagiełdowych na wirtualnych platformach handlowych: *NCG (NetConnectGermany)* i *Gaspool*. Spółka kupowała również gaz na giełdzie *EEX (European Energy Exchange)*.

W 2013 roku, w celu wywiązania się z zobowiązań handlowych, GK PGNiG kupiła łącznie 12.295,7 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego od dostawców w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

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

	2013	%	2012	%
Dostawcy zagraniczni w tym:	11 906,0	96,8%	11 334,8	98,9%
- OOO "Gazprom eksport"	8 733,3	73,4%	9 017,3	79,6%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	3 172,7	26,6%	2 317,5	20,4%
Dostawcy krajowi	389,7	3,2%	127,2	1,1%
Razem	12 295,7	100,0%	11 462,0	100,0%

6 listopada 2013 roku PGNiG S.A. i NAK „Naftogaz Ukrainy” podpisały porozumienie o rozwiązaniu umowy na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku. Spowodowane to zostało wstrzymaniem, od 1 stycznia 2011 roku, dostaw gazu przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k/Hrubieszowa na granicy polsko-ukraińskiej przez spółkę NAK „Naftogaz Ukrainy”. Decyzja



o rozwiązaniu umowy nie wpłynie na wznowienie współpracy z partnerem ukraińskim w przyszłości, na nowych warunkach handlowych. Odbiorcy gazu ziemnego w rejonie Hrubieszowa mają zapewnione dostawy gazu z krajowego systemu przesyłowego, poprzez gazociąg Lubaczów – Krasnystaw.

#### Nowe umowy

W 2013 roku PGNiG S.A. zawarła z PGNiG Sales & Trading GmbH krótkoterminowe umowy na dostawy gazu ziemnego w łącznej ilości ok. 1.210,3 mln m<sup>3</sup>, w tym 760,3 mln m<sup>3</sup> poprzez wykorzystanie wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim.

## 2. Sprzedaż

W 2013 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 86,9 tys. nowych odbiorców.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. GK PGNiG sprzedawała gaz odbiorcom na rynku krajowym i niemieckim, a także na giełdach w Polsce i w Niemczech. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie w 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

#### Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Jednostka	2013	2012
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m <sup>3</sup>	15 465,4	14 189,2
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m <sup>3</sup>	14 939,6	13 684,5
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m <sup>3</sup>	525,8	504,7
2 Propan-butan	tys. t.	1,3	1,2

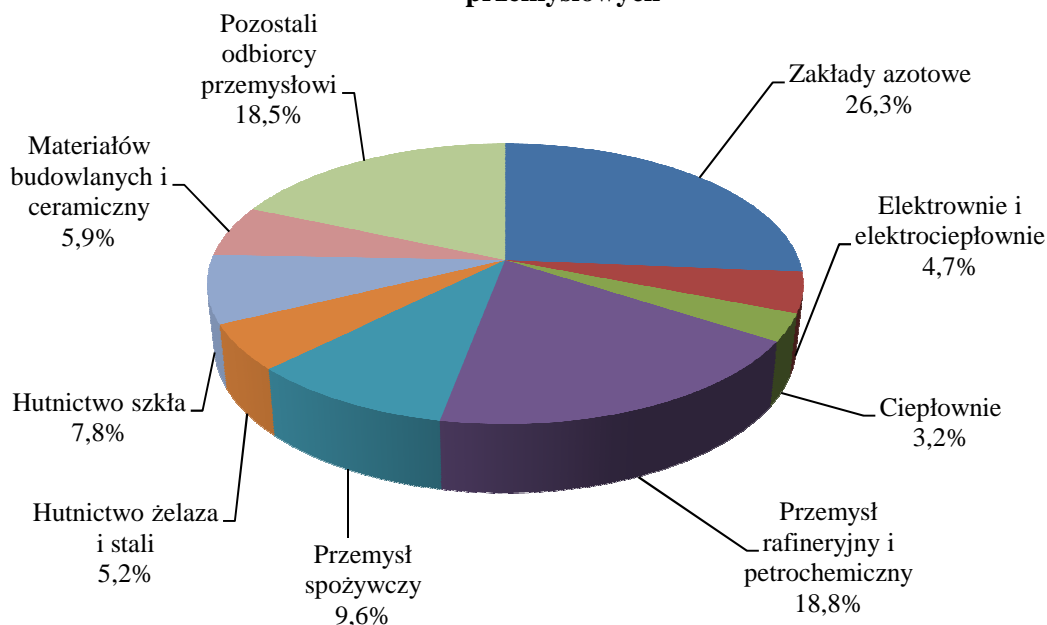
\* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

PGNiG S.A. dostarczała gaz do klientów na rynku krajowym. Głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy przemysłowi (głównie z grup: 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 2012 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców wzrósł o ok. 2%. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. W relacji do 2012 roku sprzedaż gazu do tej grupy odbiorców spadła o ok. 3%. PGNiG S.A. rozpoczęła sprzedaż gazu na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie w 2013 roku sprzedała ok. 66 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w części realizowanej przez PGNiG S.A. (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w podziale na grupy odbiorców.

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

	2013	%	2012	%
Odbiorcy przemysłowi	8 081,7	57,4%	8 268,2	59,6%
Handel, usługi	1 700,5	12,1%	1 523,3	11,0%
Odbiorcy domowi	3 919,3	27,8%	3 851,7	27,8%
Odbiorcy hurtowi	230,9	1,6%	222,4	1,6%
Eksport	83,9	0,6%	0,0	0,0%
Giełda	66,3	0,5%	0,0	0,0%
<b>Razem</b>	<b>14 082,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>13 865,6</b>	<b>100,0%</b>

## Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2013 roku do odbiorców przemysłowych



We wrześniu 2013 roku PGNiG S.A. została członkiem londyńskiej giełdy ICE Futures, w rezultacie czego może zawierać transakcje na największej w Europie platformie kontraktów terminowych na rynku handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>.

1 listopada 2013 roku PGNiG S.A. została pierwszym bezpośrednim członkiem rynku gazu na Towarowej Giełdzie Energii. Wcześniej Spółka realizowała handel na giełdzie za pośrednictwem domów maklerskich. Ponadto PGNiG S.A. podjęła się pełnienia funkcji animatora rynku terminowego gazu ziemnego, która polega na stałym składaniu zarówno zleceń sprzedaży, jak i kupna dla rynku terminowego. Podstawową rolę animatora jest zwiększenie płynności i przejrzystości rynku.

PGNiG Sales & Trading GmbH sprzedawała gaz ziemny odbiorcom końcowym, głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami gazu na terenie Niemiec byli odbiorcy domowi, małe i średnie przedsiębiorstwa, odbiorcy instytucjonalni, odbiorcy przemysłowi oraz spółki obrotu. W Polsce spółka sprzedawała gaz odbiorcom przemysłowym, a dostawy realizowane były na zasadach DAF (*delivery at frontier*).

### Nowe umowy

25 października 2013 roku PGNiG S.A. podpisała umowę ramową z ukraińską firmą DTEK Trading na dostarczenie gazu ziemnego w ramach testowania możliwości transportu gazu ziemnego przez terytorium Polski do punktu wyjścia z krajowego systemu przesyłowego w Hermanowicach. Do powyższej umowy zostały zawarte trzy transakcje indywidualne na dostawy gazu ziemnego, obowiązujące w okresach: od 28 października do 31 października 2013 roku, od 6 listopada do 12 listopada 2013 roku i od 9 listopada do 1 grudnia 2013 roku. Łączna ilość dostarczonego gazu wyniosła 83,9 mln m<sup>3</sup>.

30 stycznia 2014 roku PGNiG S.A. i KGHM Polska Miedź SA podpisały aneks do umowy kompleksowej sprzedaży paliwa gazowego, zawartej 30 lipca 2010 roku i obowiązującej do 30 czerwca 2033 roku. Na mocy aneksu wolumen dostaw został zmniejszony z 266 mln m<sup>3</sup> do 41,5 mln m<sup>3</sup>. Powodem zmiany jest ograniczenie przez KGHM Polska Miedź SA produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem wskutek zmian w systemie wsparcia dla kogeneracji oraz niskich cen energii elektrycznej. Szacunkowa wartość aneksowanej umowy wynosi ok. 830 mln zł. Strony nie wykluczają powrotu do pierwotnego wolumenu dostaw. Ponadto spółki podpisały aneksy do trzech umów sprzedaży paliwa tj.: umowy z 25 września 2001 roku, umowy z 4 stycznia 1999 roku oraz umowy z 1 października 1998 roku. Na mocy tych aneksów zmieniony został okres obowiązywania umów: z bezterminowego na dzień do 30 czerwca 2033 roku. Szacunkowa wartość trzech umów w okresie ich obowiązywania wynosi ok. 2,8 mld zł.

### Projekt PESO

W 2013 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. W 2013 roku Spółka rozpoczęła budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych w miejscowościach Ełk i Olecko.

### Koncentracja działalności obrotu

27 maja 2013 roku utworzony został Oddział Obrotu Hurtowego. Oddział prowadzi działalność w zakresie obrotu hurtowego gazem ziemnym, energią elektryczną, ciepłem, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>. Ponadto 23 lipca 2013 roku PGNiG S.A. połączyła się ze spółką PGNiG Energia S.A. W związku z powyższym działalność w zakresie obrotu na hurtowym rynku energii elektrycznej i produktów powiązanych skupiona została w Oddziale Obrotu Hurtowego.

## 3. Energia elektryczna

W 2013 roku PGNiG S.A. prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanymi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym (w ramach podpisanych umów na bazie standardu *EFET (European Federation of Energy Traders)* i za pośrednictwem brokerów) oraz na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami spotowymi na giełdzie *EPEX Spot (European Power Exchange)*, a także w wymianie międzysystemowej na przekroju Polska – Niemcy (pomiędzy obszarami operatorów sieci przesyłowych PSE i *50 Hertz Transmission*).

PGNiG Sales & Trading GmbH prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (*EPEX Spot, EEX Power Derivatives*) oraz na rynku pozagiełdowym (*OTC*).

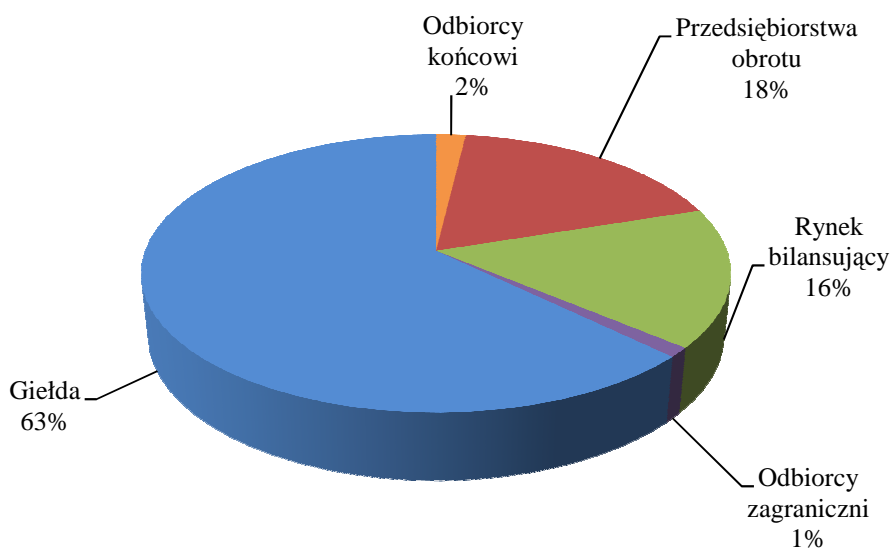
### Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG S.A. rozszerzyła ofertę produktową w zakresie sprzedaży energii elektrycznej dla klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B i C). Ponadto Spółka rozpoczęła przygotowania do uruchomienia sprzedaży energii elektrycznej dla klientów indywidualnych (grupa taryfowa G).

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej PGNiG S.A. oferuje klientom gwarancję stałej ceny (nawet do roku 2016) oraz pełne bilansowanie klienta w ramach zużycia energii elektrycznej. W październiku 2013 roku PGNiG S.A. rozpoczęła akcję promocyjną „Energia w dwupaku”, która zakłada dopłaty do rachunku za energię elektryczną dla klientów. Oferta skierowana jest przede wszystkim do klientów z segmentu małych i średnich przedsiębiorstw, którzy korzystają już z usług Spółki w zakresie sprzedaży gazu ziemnego lub podpiszą umowę w tym zakresie.

W 2013 roku segment obrót i magazynowanie GK PGNiG sprzedał 7.231,6 GWh energii elektrycznej, z czego 73% stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. Poniższy wykres przedstawia strukturę sprzedaży energii elektrycznej w części realizowanej przez PGNiG S.A. w podziale na grupy odbiorców.

#### **Sprzedaż energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców**



PGNiG Sales & Trading GmbH sprzedawała energię elektryczną odbiorcom końcowym na rynku niemieckim. Odbiorcami energii elektrycznej były małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe.

## 4. 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, która została udostępniona na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. 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.

Od 1 stycznia 2013 roku obowiązuje zmiana „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2012 roku. Zmiana taryfy obejmuje wysokość stawek opłat za świadczenie usługi magazynowania, jakość świadczonych usług oraz sposób prowadzenia rozliczeń w ramach umów krótkoterminowych. Decyzją z dnia 30 kwietnia 2013 roku Prezes URE wydłużył okres obowiązywania taryfy do 30 września 2013 roku.

12 lipca 2013 roku Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE o wydłużenie okresu obowiązywania taryfy do 31 marca 2014 roku. Decyzją z dnia 16 września 2013 roku Prezes URE przychylił się do wniosku spółki.

W ramach reorganizacji działalności magazynowej w GK PGNiG, 9 kwietnia 2013 roku utworzony został Oddział KPMG Mogilno. Oddział zajmować się będzie budową i prowadzeniem ruchu KPMG Mogilno, a także będzie pełnił funkcję operatora punktu rozliczeniowego w fizycznych, międzyoperatorskich punktach wejścia „do” i wyjścia „z” systemu przesyłowego. Ponadto 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. ze spółką „INVESTGAS” S.A. Reorganizacja działalności magazynowej ma na celu koncentrację majątku magazynowego oraz kompetencji technicznych i zarządczych w OSM Sp. z o.o., co wpłynie na poprawę efektywności segmentu magazynowania.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 1.817,5 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 1.796,0 mln m<sup>3</sup> na zasadach umowy długoterminowej, a 21,5 mln m<sup>3</sup> na zasadach umowy krótkoterminowej. Natomiast 0,39 mln m<sup>3</sup> wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno. Pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 31 grudnia 2012 roku i 31 grudnia 2013 roku przedstawia poniższa tabela.

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

	31 grudnia 2013*	31 grudnia 2012
PMG Brzeźnica	65,0	65,0
PMG Husów	350,0	350,0
KPMG Mogilno	407,9	411,9
PMG Strachocina	330,0	330,0
PMG Swarzów	90,0	90,0
PMG Wierzchowice	575,0	575,0
<b>Razem</b>	<b>1 817,9</b>	<b>1 821,9</b>

\*0,39 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnych wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego w KPMG Mogilno, natomiast 1.817,5 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowych udostępniono na potrzeby handlowe i OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Wielkość pojemności czynnej magazynu KPMG Mogilno uległa zmniejszeniu z poziomu 411,9 mln m<sup>3</sup> do 407,9 mln m<sup>3</sup> w wyniku konwergencji (zaciskania) górotworu solnego. 11 kwietnia 2013 roku Prezes URE zmienił koncesję na magazynowanie paliw gazowych spółce Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. poprzez uwzględnienie zmniejszenia pojemności czynnej KPMG Mogilno o 4 mln m<sup>3</sup>.

## 5. Planowane działania

### Zakup gazu ziemnego

W 2014 roku GK PGNiG kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z zagranicy 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.

### Energia elektryczna

W 2014 roku PGNiG S.A. planuje rozpoczęcie procesu oferowania kompleksowej usługi sprzedaży energii elektrycznej dla klientów indywidualnych, a także rozszerzenie oferty dla klientów biznesowych przez wprowadzenie zaawansowanych produktów energetycznych.

### Magazynowanie

W związku z wprowadzeniem od 1 sierpnia 2014 roku obowiązku prowadzenia rozliczeń w jednostkach energetycznych Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. zobowiązana będzie opracować nowy model świadczenia usług magazynowania, wprowadzić szereg zmian w oferowanych produktach, a także dostosować do wprowadzanych zmian Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania.

W 2014 roku GK PGNiG będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno, a także rozbudowę PMG Husów. Ponadto Grupa Kapitałowa realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

## 6. 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, 2010 i 2011 zostały zawieszono z urzędu do czasu zakończenia postępowania właściwego dla roku 2007 i 2008, toczącego się przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

10 października 2013 roku Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zmienił decyzję Prezesa URE z dnia 16 grudnia 2010 roku (w sprawie nieprzestrzegania obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007-2008) przez obniżenie nałożonej kary pieniężnej z 2.000.000 zł do 1.500.000 zł, ze względu na niewielki zakres niedotrzymania obowiązku dywersyfikacji. Ponadto Sąd zasądził od Urzędu Regulacji Energetyki na rzecz PGNiG S.A. kwotę 115 zł tytułem zwrotu kosztów procesu. W pozostałym zakresie odwołanie zostało oddalone. 21 stycznia 2014 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od wyroku.

6 listopada 2013 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 2009, 2010 i 2011. 19 listopada 2013 roku PGNiG S.A. złożyła zażalenie na powyższe postanowienia.

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. 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 uwolnieniem cen gazu dla odbiorców. Uwolnienie cen będzie przebiegać stopniowo, przy czym w pierwszej kolejności ma nastąpić uwolnienie cen gazu dla dużych odbiorców przemysłowych. 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.

## Rozdział VII: Dystrybucja

### 1. Podstawowa działalność

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. Ponadto segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i do rozbudowywanej.

Do dnia 30 czerwca 2013 roku dystrybucją gazu ziemnego zajmowało się sześć spółek gazownictwa. W ramach procesu konsolidacji segmentu dystrybucja, 1 lipca 2013 roku PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. przejęła cały majątek 6 spółek gazownictwa, które przekształcone zostały w oddziały regionalne. Nazwa spółki została zmieniona na Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. została wyznaczona na Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz na Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku. Ponadto Prezes URE udzielił spółce koncesji na dystrybucję paliw gazowych oraz koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku.

W okresie od 1 stycznia 2013 roku do 31 grudnia 2013 roku w rozliczeniach z odbiorcami spółki gazownictwa obowiązywały „Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego” zatwierdzone przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2012 roku.

17 grudnia 2013 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” na okres od 1 stycznia 2014 roku do 31 lipca 2014 roku. Nowa taryfa została dostosowana do postanowień rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, a także do postanowień wynikających z nowelizacji ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z dnia 26 lipca 2013 roku. Taryfa zawiera jednolity tekst dla całej spółki, natomiast stawki opłat za usługę dystrybucji i regazyfikacji są różne dla obszarów poszczególnych oddziałów.

W okresie od 1 stycznia 2013 roku do 1 stycznia 2014 roku obowiązywały „Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych” dla Operatorów Systemu Dystrybucyjnego zatwierdzone przez Prezesa URE w dniach 5-6 grudnia 2012 roku. 23 grudnia 2013 roku Prezes URE zatwierdził jednolitą „Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” dla Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., która obowiązuje od 1 stycznia 2014 roku (od godziny 6:00).

W 2013 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. kontynuowała realizację 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych, dla których umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zostały zawarte w poprzednich latach przez spółki gazownictwa. Do najważniejszych z nich należały:

- „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno – Młynowo – Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; w 2013 roku zakończono przygotowywanie dokumentacji projektowej dla gazociągu w/c relacji Rybno – Młynowo oraz stacji redukcyjno-pomiarowych w Mikołajkach i w Muławkach k/Kętrzyna, a także kontynuowano opracowanie dokumentacji projektowej dla II etapu budowy gazociągu w/c relacji Szczytno – Rybno oraz gazociągu w/c relacji Młynowo – Muławki; ponadto rozpoczęto roboty budowlane na gazociągu w/c relacji Rybno – Młynowo oraz na stacjach redukcyjno-pomiarowych w Mikołajkach i w Muławkach k/Kętrzyna, a także prowadzono prace na przedsięwzięciu VIII pn. „Przyłączenia na obszarze oddziaływania”



- „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej; w 2013 roku kontynuowano opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazyfikacji Wiślinki, gmin żuławskich i Wyspy Sobieszewskiej oraz prowadzono prace budowlane na terenie Wiślinki, Wyspy Sobieszewskiej oraz gminy Pruszcz Gdański; ponadto wykonano przewiert pod Martwą Wisłą, który umożliwia gazyfikację Wyspy Sobieszewskiej
- „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie – Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową i relacji Nowe Miasto Lubawskie-Iława oraz gazociągów s/c w miejscowości Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętniki; w 2013 roku opracowano dokumentację projektową i rozpoczęto budowę gazociągu w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie (etap I) oraz kontynuowano prace związane z opracowaniem dokumentacji projektowo-kosztowej dla gazociągu w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie (etap II) wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w miejscowości Kurzętnik, gazociągu w/c relacji Nowe Miasto Lubawskie – Iława oraz dla gazociągów s/c w miejscowościach Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik; ponadto na obszarze oddziaływania projektu przyłączano odbiorców; rzeczowy zakres projektu rozszerzony został o budowę gazociągu s/c relacji Dziarny – Iława
- „Gazyfikacja miejscowości w gminach Blachownia, Herby, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów, Krzepice”; inwestycja obejmuje budowę trzech stacji redukcyjno-pomiarowych pierwszego stopnia, gazociągów w/c o długości ok. 21 km, gazociągów s/c o długości ok. 45 km dla miast Herby i Blachownia, gazociągu s/c o długości ok. 31 km w mieście Kłobuck, gazociągu s/c o długości ok. 16 km w Wręczyca Wielkiej, gazociągu s/c o długości ok. 20 km w Krzepicach oraz gazociągu s/c o długości ok. 22 km w mieście Opatów; w 2013 roku kontynuowano prace projektowe
- „Gazyfikacja Rejonu Włodawy”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 58 km, relacji Kamień – Włodawa wraz z siecią gazową s/c o długości ok. 43 km i 3 stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia; zakończenie inwestycji planowane jest w 2015 roku; w 2013 roku kontynuowano budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą (etap I, II i III projektu) i prace projektowe dla IV etapu projektu obejmującego sieć rozdzielczą na terenie miejscowości Wola Uhruska, Hańsk i Ruda Huta, a także zakończono sporządzanie dokumentacji projektowej wraz z pozwoleniami na budowę na terenie miasta Włodawa; rzeczowy zakres projektu rozszerzony został o budowę gazociągu s/c o długości ok. 20,4 km
- „Gazyfikacja na terenie gmin Włoszczowa i Małogoszcz”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 44 km wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c o długości około 35 km wraz z 8 stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w 2013 rozpoczęto roboty budowlano-montażowe dla I etapu inwestycji oraz zakończono prace projektowe z uzyskaniem pozwolenia na budowę dla etapu II
- „Gazyfikacja gmin Chęciny i Sitówka Nowiny”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 4,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 63 km wraz ze stacją pomiarową i stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w 2013 roku kontynuowano roboty budowlane dla I etapu inwestycji obejmującego budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz prowadzono prace projektowe dla etapu II
- „Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja gmin Rypin i Osiek”; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c o łącznej długości ok. 50 km przebiegającego przez gminy Osiek i Rypin; w 2013 roku dokonano odbioru końcowego gazociągu s/c relacji Brodnica – Osiek – Rypin wraz ze stacją pomiarową w Brodnicy oraz przyłączem gazu i stacją pomiarową dla MPEC w Rypinie, zakończono budowę gazociągu s/c w miejscowości Osiek, a także kontynuowano opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazociągów doprowadzających gaz w miejscowości Rypin; rzeczowy zakres projektu rozszerzony został o budowę gazociągu s/c w gminie Rypin (II etap) o długości ok. 2,3 km
- „Rozwój gazyfikacji wybranych miejscowości gminy Strzelin i Wiązów w powiecie Strzelińskim”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c i s/c wraz z przyłączami, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia oraz przyłącza i stacji redukcyjnej dla kluczowego odbiorcy;

w 2013 roku kontynuowano prace projektowe dla sieci w/c oraz uzyskano pozwolenie na budowę dla całego zadania.

W 2013 roku Spółka realizowała również przedsięwzięcia inwestycyjne we własnym zakresie. Do najistotniejszych z nich należały:

- leasing sieci gazowej relacji KGZ Kościan – KGHM Polkowice/Żukowice na podstawie umowy leasingowej zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a z PSG Sp. z o.o. (wcześniej z WSG Sp. z o.o.)
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski; realizacja projektu została przedłużona do 2016 roku
- kontynuacja modernizacji „pierścienia łódzkiego” wraz z modernizacją gazociągu w/c relacji Konstantyna – Meszcze; inwestycja składa się z grupy zadań, których realizacja umożliwi m.in. poprawę stanu technicznego sieci gazowej; projekt obejmuje przebudowę gazociągów o łącznej długości ok. 52 km, wykonanie prac remontowo-modernizacyjnych na stacjach gazowych zlokalizowanych na gazociągach „pierścienia łódzkiego” oraz budowę stacji regulacyjnych w/c; realizacja poszczególnych etapów inwestycji rozłożona jest do roku 2018; w 2013 roku zakończono przebudowę stacji w/c Szczecińska oraz kontynuowano prace na stacjach Brzezińska i Olechów, a także prowadzono prace projektowe stacji gazowej w/c Łódź – Smulsko
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów – Kielce; realizacja projektu rozłożona jest do końca 2015 roku
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o relacji Lubienia – Parszów; inwestycja obejmuje przebudowę gazociągu o długości ok. 21 km
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c relacji Warzyce – Gorlice dla odcinka o długości ok. 5 km na terenie miasta Jasło; w pozostałym zakresie projektu (tj. 14,2 km) roboty budowlano-montażowe zostały zrealizowane
- zakończenie prac budowlanych dla I etapu gazyfikacji miejscowości Długołęka, Domaszczyn, Kamień i Szczodre w gminie Długołęka; inwestycja obejmowała budowę gazociągu s/c i stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia; budowa pozostałych sieci zlecona jest w ramach odrębnych zadań, sukcesywnie w zależności od wpływających wniosków o przyłączenie
- gazyfikacja miejscowości Przasnysz i Chorzele; inwestycja obejmuje budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w/c, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych ps/c, gazociągu ps/c o długości ok. 65 km oraz sieci gazowej s/c o długości ok. 7 km; w 2013 roku rozpoczęto prace projektowe stacji gazowych i magistralnych gazociągów ps/c .

W poniższej tabeli przedstawiono informacje charakteryzujące podstawową działalność segmentu.

	Jednostka	31 grudnia 2013
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym*	mln m <sup>3</sup>	9 849,3
- gaz wysokometanowy	mln m <sup>3</sup>	9 053,9
- gaz zaazotowany	mln m <sup>3</sup>	478,1
- gaz propan-butan powietrze i propan-butan rozprężony	mln m <sup>3</sup>	1,4
- gaz koksowniczy	mln m <sup>3</sup>	315,9
Długość sieci bez przyłączy**	km	122 691,0
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę	tys. szt.	6 774,9
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci	tys. szt.	70,6

\*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

\*\*sieci własne oraz obce

## 2. Planowane działania

W 2014 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. kontynuować będzie realizację projektów na które spółki gazownictwa podpisały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych. Ponadto spółka kontynuować będzie zadania inwestycyjne realizowane we własnym zakresie. Do największych z nich należą:

- „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno – Młynowo – Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”
- „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”
- „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie – Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”
- kontynuacja robót budowlano-montażowych związanych z gazyfikacją rejonu Włodawy oraz Włoszczowa i Małogoszcz
- gazyfikacja miejscowości Herby, Blachownia, Komprachcice i Dąbrowa
- kontynuacja prac projektowych związanych z modernizacją gazociągów w/c Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski oraz Parszów – Kielce
- modernizacja „pierścienia łódzkiego”
- kontynuacja prac projektowych oraz realizacja robót budowlano-montażowych związanych z przebudową gazociągu w/c Warzyce – Gorlice, odcinek na terenie miasta Jasło.

W najbliższych latach Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. koncentrować się będzie na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości przesyłanego gazu przez:

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

## 3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

### Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że segment narażony jest na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców. Ponadto pojawiły się firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych oraz nie wymaga podłączenia do systemu gazowego i zapewnienia niezbędnych rezerw przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Na pozycję konkurencyjną segmentu wpływa również polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, utrudniająca GK PGNiG prowadzenie elastycznej polityki cenowej wobec niektórych grup odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla odbiorców GK PGNiG.

### Ustawodawstwo

Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek sporządzania obszernych i czasochłonnych dokumentacji projektowych i formalno-prawnych niezbędnych do rozpoczęcia inwestycji. Wykonanie powyższych dokumentacji wydłuża czas przygotowania inwestycji do realizacji i tym samym może wpłynąć na opóźnienie terminu rozpoczęcia inwestycji, narażając spółkę na dodatkowe koszty

związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży.

#### Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

Sieć gazowa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM S.A. i głównie z niego zasilana. Ograniczenia parametrów przepustowości i ciśnień dostaw paliwa gazowego w systemie przesyłowym utrudniają lub uniemożliwiają dalszy rozwój systemu gazowego na znacznym obszarze działania spółki.

#### Roszczenia właścicieli nieruchomości

Grupa Kapitałowa PGNiG coraz częściej spotyka się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Według obowiązujących przepisów Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. nie posiada uregulowanego tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości tj. nie posiada ustanowionej służebności przesyłu. Służebność przesyłu stanowi podstawowy sposób ustalenia zakresu korzystania z cudzej nieruchomości przez przedsiębiorstwo przesyłowe, za co właścicielowi przysługuje odpowiednie wynagrodzenie. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu.

#### Polityka taryfowa

Ustalając taryfy Prezes URE ogranicza wzrost przychodu regulowanego (wskazując na względy społeczne), będącego podstawą kalkulacji stawek opłat. Ponadto przedłużające się postępowanie w sprawie zatwierdzenia nowej taryfy powoduje, że wchodzi ona w życie w późniejszym terminie niż wnioskowany. W rezultacie prowadzi to do obniżenia przychodów za świadczoną usługę dystrybucji.

## Rozdział VIII: Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Segment zajmuje się również realizacją dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.

### 1. Prace segmentu

PGNiG TERMIKA SA zajmuje się produkcją, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. Spółka jest także centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa. Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 70% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego. PGNiG TERMIKA SA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa.

Ciepło i energia elektryczna wytwarzane są w sześciu zakładach wytwórczych spółki:

- Elektrociepłowni Siekierki
- Elektrociepłowni Żerań
- Elektrociepłowni Pruszków
- Ciepłowni Kawęczyn
- Ciepłowni Wola
- Ciepłowni Regaty.

#### Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku PGNiG TERMIKA SA posiada koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą do 31 grudnia 2030 roku oraz udzielone na okres do 31 grudnia 2025 roku koncesje na:

- wytwarzanie ciepła
- przesyłanie i dystrybucję ciepła
- wytwarzanie energii elektrycznej.

#### Taryfy

Do 30 czerwca 2013 roku obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków, zatwierdzona 30 maja 2012 roku.

Ponadto spółkę obowiązywały taryfy na przesył ciepła siecią ciepłowniczą w rejonach:

Marsa Park – taryfa zatwierdzona 14 listopada 2011 roku  
Annapol – taryfa zatwierdzona 2 kwietnia 2012 roku  
Marynarska – taryfa zatwierdzona 5 kwietnia 2012 roku  
Chełmżyńska – taryfa zatwierdzona 5 kwietnia 2012 roku  
Jana Kazimierza – taryfa zatwierdzona 13 lipca 2012 roku  
oraz na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła siecią ciepłowniczą na terenie osiedla Regaty – taryfa zatwierdzona 31 października 2012 roku.

1 lipca 2013 roku została wprowadzona taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków, zatwierdzona przez Prezesa URE 12 czerwca 2013 roku. Taryfa wprowadziła nowe wyższe wartości cen i stawek opłat za zamówioną moc cieplną oraz wytwarzanie ciepła.

Ponadto 1 lipca 2013 wprowadzono nowe taryfy zmieniające wartości cen i stawek opłat za przesył i dystrybucję ciepła w rejonach: Marsa Park, Annopol i Chełmżyńska, a 1 września 2013 roku w rejonach: Marynarska i Jana Kazimierza.

### Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W 2013 roku 92,2% wyprodukowanej energii elektrycznej stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła (proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej). Wolumeny produkcji spółki zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i cieplnej

Produkt	Jednostka	2013	2012
Energia elektryczna	GWh	4 435,5	4 389,7
Energia cieplna	TJ	40 540,2	40 567,8

Spółka świadczyła również usługę Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS) w ramach umowy z PSE Operator S.A. Przedmiot umowy GWS stanowi usługa utrzymania długoterminowej rezerwy mocy oraz ilości jednostek wytwórczych pozwalających na usunięcie ograniczeń punktów zasilania sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, w celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego Miasta stołecznego Warszawy. PGNiG TERMIKA SA zobligowana jest do wytworzenia energii elektrycznej na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego. W ramach powyższej umowy do dnia 31 grudnia 2013 roku spółka wytworzyła 197,9 GWh energii elektrycznej.

### Sprzedaż

W 2013 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 40.174,6 TJ energii cieplnej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Dalkia Warszawa S.A. (dawniej Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.), która kupiła 97,3% ciepła. Moc zamówiona przez Dalkia Warszawa S.A. na 2013 rok wynosiła 3,6 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców lokalnych głównie w rejonie Pruszkowa i okolic.

W 2013 PGNiG TERMIKA SA sprzedała 3.772,2 GWh energii elektrycznej. Głównymi odbiorcami energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA w 2013 roku były spółki PGNiG S.A. oraz Alpiq Energy SE, których udział w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej spółki w 2013 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej z produkcji w 2013 roku tj. z kogeneracji (czerwone certyfikaty) oraz z produkcji z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) sprzedawane były na rynkach o charakterze *forward* i *spot*. Sprzedaż świadectw pochodzenia energii prowadzona była do spółek PGNiG S.A., RWE Polska, Obrót Axpo Trading, TAURON Polska Energia S.A., a także na sesjach Towarowej Giełdy Energii.

### Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W 2013 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A. oraz Elektrownią Stalowa Wola S.A., podpisano umowy związane z zamknięciem finansowania budowy bloku oraz realizowano prace budowlane. W ramach prac budowlanych prowadzono m.in. budowę budynku rozdzielni elektrycznych z nastawnią i budowę fundamentów pod podstawowe urządzenia bloku. Budowa fundamentów dla kotła odzyskowego i turbiny gazowej została zakończona, natomiast dla turbiny parowej była kontynuowana. Ponadto zakończono budowę konstrukcji nośnej hali turbiny gazowej i rozpoczęto wznoszenie konstrukcji hali turbiny parowej. Zakończono również I etap prac przy progu spiętrzającym na rzece San.

## 2. Planowane działania

W 2014 roku w zakresie działalności prowadzonej na dotychczasowych rynkach PGNiG TERMIKA SA będzie dążyć do rozwoju systemu ciepłowniczego we współpracy z Dalkią Warszawa S.A. oraz samodzielnie, zawierając umowy sprzedaży ciepła bezpośrednio z odbiorcami końcowymi. z wykorzystaniem zasady TPA.

W związku z wygaśnięciem umów handlowych zawartych z Alpiq Energy SE, głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA w 2014 roku będzie PGNiG S.A. Udział PGNiG S.A. w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej PGNiG TERMIKA S.A. wyniesie ok. 99%.

W 2014 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA SA prowadzone będą za pośrednictwem PGNiG S.A., która zawiera kontrakty sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym.

## 3. Ryzyka wytwarzania

### Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów w roku 2016 wymusza obecnie procesy modernizacji elektrowni i elektrociepłowni oraz może skutkować wyłączeniem wielu jednostek wytwórczych (o mocy pomiędzy 4 – 6 tys. MWe) do 2020 roku, których nie będzie opłacało się wyposażyć w drogie instalacje oczyszczania spalin. Aby sprostać zaostrzonym standardom emisyjnym PGNiG TERMIKA SA sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze.

### Wygaśnięcie systemów wsparcia dla kogeneracji

Istotnym czynnikiem ryzyka wpływającym na działalność sektora elektrociepłowniczego w Polsce jest wygaśnięcie systemów wsparcia dla kogeneracji gazowej i węglowej. Brak jest także przejrzystej i stabilnej w dłuższym okresie polityki wspierania inwestycji w odnawialne i kogeneracyjne źródła wytwórcze. Powyższe czynniki w sposób zasadniczy wpływają na decyzje w zakresie planów rozwoju PGNiG TERMIKA SA i stwarzają istotne ryzyko pogorszenia się sytuacji finansowej spółki.

Ponadto przy obecnym poziomie cen wygaśnięcie funkcjonowania systemu wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła, wytwarzanych w wysokosprawnej kogeneracji w postaci tzw. żółtych certyfikatów powoduje, że prowadzenie działalności polegającej na wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny jest nieopłacalne, a to z kolei skutkuje ograniczeniem odbioru gazu przez niektóre elektrociepłownie.

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wpłynie to na zmianę udziału PGNiG TERMIKA SA w produkcji ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

Współpraca z Dalkia Warszawa S.A. w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny w znaczny sposób zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA. Ponadto w celu utrzymania udziału w rynku ciepła sieciowego spółka oferuje sprzedaż „zielonego” ciepła pochodzącego z jednostek spalających biomasę, utrzymuje konkurencyjność cenową oraz wykorzystuje zasady TPA w celu pozyskania klienta końcowego.



## Rozdział IX: Pozostała działalność

Segment pozostała działalność zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych z zakresu wydobywania i transportu węglowodorów. Segment ten zajmuje się również produkcją i remontem maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej.

### 1. Prace segmentu

W 2013 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, tłoczni gazu ziemnego, węzłów rozdzielczo-pomiarowych oraz zagospodarowania złóż węglowodorów. Ponadto spółki zajmowały się produkcją urządzeń wiertniczych, remontami urządzeń dla górnictwa węglowego, projektami instalacji do przesyłu gazu oraz usługami hotelarsko-gastronomicznymi i odnowy biologicznej.

Odbiorcami usług świadczonych przez segment byli zarówno kontrahenci zewnętrzni jak i spółki powiązane z GK PGNiG. Do najważniejszych zadań realizowanych w 2013 roku należały usługi budowlano-montażowe z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, węzłów i tłoczni gazu ziemnego, a także produkcja urządzeń wiertniczych i części zamiennych do platform i statków wiertniczych.

Najważniejszymi kontraktami realizowanymi dla odbiorców zewnętrznych były m.in.:

- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn o długości 175,2 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa odcinka gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Trojane – Vodice o długości 20,1 km dla Plinovodi d.o.o. (Słowenia)
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Szczecin – Gdańsk o długości 64 km (etap I: odcinek Płoty – Karlino) dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa tłoczni gazu Jeleniów II dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- modernizacja węzła rozdzielczo-pomiarowego Hermanowice dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Komorze dla FX Energy Poland Sp. z o.o.
- produkcja części do wyposażenia platform i statków wiertniczych dla Aker Solutions (Norwegia)
- montaż rurociągów HDPE, zaworów i hydrantów w ramach „Projektu Polskie LNG” dla Saipem S.P.A. S.A. Oddział w Polsce
- produkcja części do urządzeń budowlanych dla EXACTA Sp. z o.o.
- budowa węzła rozdzielczo-pomiarowego w Hermanowicach – rozbudowa części technologicznej dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Ponadto dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu realizowały kontrakty związane z projektowaniem instalacji do przesyłu gazu, produkcją i remontami urządzeń dla górnictwa węglowego oraz świadczyły usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej.

Dla PGNiG S.A. segment zakończył wykonanie kontraktów budowlano-montażowych, w tym m.in.:

- budowę gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 o długości 55,4 km relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbnó – KGZ Paproć
- rozbudowę węzła Kościan
- budowę tłoczni gazu na KGZ Mirocin.

Dla PGNiG S.A. spółki segmentu kontynuowały również prace związane m.in. z zabudową dodatkowej sprężarki dla PMG Husów, zmianą w instalacji sprężarek gazu dla PMG Wierzchowice i budową tłoczni gazu na KGZ Hurko.

Najważniejszymi kontraktami realizowanymi dla pozostałych spółek powiązanych z GK PGNiG były m.in.:

- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 o długości 12,6 km relacji Warzyce – Gorlice na odcinku Jasło – Skołyszyn
- wykonanie 4 węzłów i 10 zespołów zaporowo-upustowych przy budowie gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Gustorzyn – Odolanów
- roboty budowlane związane z budową gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 o długości 23,9 km relacji Rybno – Młynowo

Dodatkowo dla spółek powiązanych z GK PGNiG spółki segmentu sporządzały dokumentacje projektowe instalacji przesyłu gazu.

## 2. Planowane działania

W 2014 roku segment kontynuował będzie prace budowlano-montażowe związane m.in. z budową gazociągów wysokiego ciśnienia, budową tłoczni gazu oraz wykonaniem węzłów i zespołów zaporowo-upustowych przy budowie gazociągu wysokiego ciśnienia. Ponadto rozpoczęta zostanie realizacja nowych kontraktów budowlano-montażowych, z których najistotniejszymi są umowy z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia DN 700 na odcinku węzeł Lasów – Tłocznia Jeleniów o długości 17,5 km i DN 500 na odcinku węzeł Gałów – węzeł Kielczów o długości 41,7 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A. Spółki segmentu zamierzają utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, w tym: elementów wyposażenia powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych oraz platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy i gazu oraz projektowania systemów gazownictwa i usług budowlano-montażowych na obiektach naftowo-gazowniczych.

## 3. Ryzyka pozostałej działalności

### Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskiwaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska mogą powodować opóźnienia w terminach rozpoczynania inwestycji, narażając spółkę na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży. Przepisy ustawy Prawo zamówień publicznych i zapisy wymieniające cenę jako jedyne kryterium oceny oferty powodują, że oferty spółek segmentu przegrywają z ofertami firm deklarujących wykonanie usługi po niższych cenach, ale i na niższym poziomie jakościowym.

### Konkurencja

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

Koniunktura gospodarcza

Pogłębiający się kryzys gospodarczy na polskim i zagranicznym rynku powoduje spowolnienie działalności inwestycyjnej i zaostrzenie konkurencji. Upadłość układowa PBG S.A. i nieterminowe regulowanie należności przez kilku innych kontrahentów wpłynęły niekorzystnie na rentowność spółek segmentu.

Wykwalifikowana kadra

Obecność coraz większej konkurencji ze strony polskich i zagranicznych firm na polskim rynku spowodowała nasilenia się zjawiska przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym.

## Rozdział X: Inwestycje

W 2013 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 3.326 mln zł i były niższe od nakładów poniesionych w 2012 roku o ok. 13%. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2013	2012
Poszukiwanie i wydobywanie	1 446	1 793
Obrót i magazynowanie	472	582
Dystrybucja	1 139	1 144
Wytwarzanie	257	241
Pozostała działalność	12	47
<b>Razem</b>	<b>3 326</b>	<b>3 807</b>

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w GK PGNiG w 2013 roku.

### Poszukiwanie złóż

Nakłady inwestycyjne poniesione przez PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż w kwocie 626 mln zł zostały poniesione głównie na badania geofizyczne, 9 odwiertów pozytywnych i na odwierty, których realizacja nie została zakończona.

### Norweski Szelf Kontynentalny

Inwestycja obejmuje poszukiwanie i eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2013 roku prowadzono prace związane z zakończeniem ostatniej fazy zagospodarowania złoża Skarv. Zakres prac obejmował głównie kontynuację programu wierceń i odbiór techniczny platformy FPSO (pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku). Nakłady poniesione w 2013 wyniosły 225 mln zł.

### Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

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

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

W 2013 roku oddano do eksploatacji Ośrodek Centralny LMG oraz zakończono budowę gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć i tym samym zakończono realizację projektu. Łączne nakłady na projekt wyniosły ok. 1.627 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
- rozpoczęcie modernizacji instalacji technologicznej KRNiGZ Zielin i zagospodarowania złoża Różańsko
- zakończenie zagospodarowania odwiertów na złożu Wola Różaniecka
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Lisewo
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu na złożu Radlin
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu na złożu Daszewo
- zakończenie wiercenia i rozpoczęcie zagospodarowania odwiertu Księżpól 19.

### Obrót i magazynowanie

W 2013 roku nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 472 mln zł, z czego 402 mln zł stanowiły nakłady na podziemne magazyny gazu. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w zakresie podziemnych magazynów gazu należały:

- zakończenie budowy części napowierzchniowej PMG Wierzchowice oraz uruchomienie funkcji zatłaczania i odbioru gazu, a także dokonanie odbioru technicznego magazynu
- zakończenie budowy części napowierzchniowej i instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutu solanki oraz zakończenie ługowania dwóch z pięciu pierwszych komór w KPMG Kosakowo, a także rozpoczęcie próbnej eksploatacji magazynu w celu ustalenia parametrów technicznych i charakterystyki jego pracy
- kontynuacja prac ługowniczych w KPMG Mogilno (komory Z-15, Z-16 i Z-17) oraz hydrauliczna próba szczelności komory Z-13
- rozbudowa PMG Husów do pojemności magazynowej 500 mln m<sup>3</sup>.

Ponadto w 2013 roku w KPMG Kosakowo zakończono budowę części napowierzchniowej, budowę instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutu solanki, ługowanie dwóch z pięciu pierwszych komór, a także rozpoczęto próbną eksploatację magazynu w celu ustalenia parametrów technicznych i charakterystyki jego pracy. W grudniu 2013 roku dokonano odbioru końcowego magazynu (składającego się z dwóch komór o pojemności ok. 61 mln m<sup>3</sup>). Nakłady poniesione w 2013 roku wyniosły ok. 139 mln zł. Projekt dofinansowany jest ze środków unijnych.

### Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 1.139 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej dokonywano przyłączeń nowych klientów oraz modernizowano i rozbudowywano sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale VII Dystrybucja.

### Wytwarzanie

Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie wyniosły 257 mln zł, z czego ok. 52,2 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. W 2013 roku w obszarze związanym z ochroną środowiska segment zakończył realizację trzech projektów tj.:

- zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin czterech kotłów blokowych w EC Siekierki; w 2013 roku oddano do eksploatacji instalację kotłów 14 i 15; zakres projektu

obejmował dostosowanie kotłów do wymogów dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (*IED*) przez zastosowanie wtórnej metody katalicznego odazotowania spalin tj. redukcję stężenia tlenków azotu ( $\text{NO}_x$ ) w spalinach do wymaganych poziomów; projekt uzyskał dofinansowanie z funduszy unijnych; łączne nakłady na projekt wyniosły ok. 154 mln zł

- modernizacja obrotowych podgrzewaczy powietrza wraz ze zdmuchiwaczami kotłów nr 14 i 15 oraz 10 i 11 w EC Siekierki; w 2013 roku rozpoczęto i zakończono prace montażowe oraz ruch regulacyjny na kotłach nr 14 i 15; inwestycja miała na celu prawidłowe działanie instalacji odazotowania na kotłach blokowych w EC Siekierki; całkowite nakłady na projekt wyniosły ok. 41 mln zł
- projekt Myśluborska – budowa oczyszczalni ścieków technologicznych na terenie EC Żerań; oddanie oczyszczalni do eksploatacji nastąpiło w grudniu 2012 roku; w celu usprawnienia funkcjonowania oczyszczalni w układzie technologicznym EC Żerań w 2013 roku prowadzono rozbudowę układów pomocniczych gospodarki odpadem tj. dostosowano układ pras i podajników oczyszczalni do pracy z długimi kontenerami oraz wykonano wannę chemoodporną pod paletopojemnik; budowa oczyszczalni umożliwiła zrzut oczyszczonych ścieków do Wisły oraz gospodarce odwodnionym osadem zgodnie z obowiązującym prawem w zakresie ochrony środowiska; łączne nakłady na projekt wyniosły ok. 21 mln zł.

Segment wytwarzanie kontynuował również zadania inwestycyjne z poprzednich lat. Do największych z nich należały:

- budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 450 MW w EC Żerań; w 2013 roku kontynuowano przygotowanie dokumentacji przetargowej na budowę bloku oraz podpisano umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. i umowę na wykonanie projektu (z uzyskaniem pozwolenia na budowę) rurociągu zrzutowego wody chłodzącej bloku gazowo-parowego Żerań
- przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Siekierki; w październiku 2013 roku podpisano umowę na wykonanie projektu.

Ponadto w 2013 roku segment rozpoczął realizację nowych projektów inwestycyjnych, w tym m.in.:

- budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej gazowo-olejowej w EC Żerań
- modernizacja odpylaczy kotłów fluidalnych KFA i KFB w EC Żerań
- modernizacja kotłów PTWM K8 K9 w EC Siekierki oraz modernizacja kotłów PTWM K2, K3 i K4 w Ciepłowni Wola.

W 2013 roku segment wytwarzanie rozpoczął również prace budowlane w EC Pruszków w celu zwiększenia produkcji w kogeneracji w oparciu o silniki gazowe oraz zmniejszenia zużycia węgla przez przebudowę kotłów wodnych.

#### Pozostała działalność

W 2013 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 12 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, oprogramowania komputerowego, budynków i budowli oraz środków transportu.

## Rozdział XI: 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 2013 roku zlikwidowano 25 odwiertów i 18 kopanek.

### System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2013 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (SHUE) uczestniczyły instalacje: PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownie Kawęczyn i Wola), oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno i KRNiGZ LMG. Instalacja gazu w KRNiGZ LMG przystąpiła do systemu SHUE w październiku 2013 roku. Instalacja ta nie posiada jeszcze darmowych przydziałów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i PGNiG S.A. będzie mogła ubiegać się o ich przydział dopiero po przeprowadzeniu weryfikacji raportów emisji CO<sub>2</sub> za 2013 rok. W 2013 roku emisja CO<sub>2</sub> z powyższych instalacji wyniosła 6.082.799 Mg.

### 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 2013 roku wykonano prace rekultywacyjne na nieruchomościach w Kargowej, Radkowie i Łabiszynie o łącznej powierzchni 665 m<sup>2</sup> oraz rozpoczęto prace rekultywacyjne na nieruchomości położonej w Warszawie. Prace te obejmują likwidację dołów smołowych i lokalnie występujących zanieczyszczeń gruntu (najczęściej w pobliżu zbiorników) przez ich wybranie i unieszkodliwienie w instalacjach firm działających na zlecenie Spółki. W 2013 roku przeprowadzono również badania stanu środowiska gruntowego na nieruchomości w Działdowie. Ponadto Spółka prowadziła badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrekultywowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu.

### REACH i CLP

W 2013 roku PGNiG S.A. prowadziła nadzór w zakresie spełniania przez podwykonawców, stosujących substancje chemiczne w zabiegach w otworach wiertniczych, wymagań rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w zakresie bezpiecznego stosowania chemikaliów (REACH) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (CLP). Ponadto Spółka opracowała zapisy do umów na serwis szczelinowania hydraulicznego w zakresie stosowania substancji i mieszanin chemicznych, które umożliwią kontrolę zagrożeń oraz będą ujmowały wszystkie obowiązki wynikające z prawa unijnego i krajowego.

### System Zarządzania Środowiskowego

W 2013 roku PGNiG S.A. zakończyła I etap wdrażania systemu zarządzania środowiskowego w oddziałach handlowych Spółki. W ramach powyższego etapu został przeprowadzony przegląd środowiskowy.

### Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

PGNiG TERMIKA SA prowadzi rekultywację składowiska odpadów paleniskowych „Myśluborska” dla EC Żerań. Projekt rekultywacji zakłada przeznaczenie odzyskanego terenu na obszary zielone (kwatery 1 i 2) i na funkcje mieszkaniowo-usługowe (kwatery nr 3). W 2013 roku prace rekultywacyjne prowadzono głównie na obszarze kwatery nr 3. W 2013 roku zakończono rozbiórkę kwatery nr 3 oraz jej obwałowania wraz z wycięciem 30 drzew. Ponadto rozpoczęto rekultywację techniczną kwatery nr 2 oraz prowadzono demontaż infrastruktury technicznej na obszarze całego składowiska. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w 2016 roku.

### Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych

W 2013 roku w ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady o emisjach przemysłowych (IED) PGNiG TERMIKA SA kontynuowała realizację projektu zabudowy instalacji selektywnej katalitycznej redukcji tlenków azotu (SCR) 4 kotłów blokowych w Elektrociepłowni Siekierki. W 2013 roku przekazano do eksploatacji instalację SCR dla ostatnich dwóch kotłów objętych modernizacją. W efekcie realizacji inwestycji 60% mocy produkcyjnych EC Siekierki zostanie odazotowane.

Dla zadań realizowanych w ramach powyższego projektu PGNiG TERMIKA SA podpisała umowę na dofinansowanie z programu Infrastruktura i Środowisko Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

### Inwestycja z zakresu wyciszeń w EC Siekierki

W 2013 roku została zrealizowana budowa ekranu akustycznego usytuowanego wzdłuż wschodniej granicy elektrociepłowni. W ramach tego samego przedsięwzięcia budowane są również ekrany akustyczne węzłów rozładunku węgla przy górkach rozrządowych wewnątrz zakładu. Realizacja tej inwestycji ma na celu zmniejszenie ryzyka przekroczenia dopuszczalnych poziomów hałasu związanego z przyszłymi inwestycjami na terenie Elektrociepłowni Siekierki. Zakończenie inwestycji zaplanowano na I półrocze 2014 roku.

### Dostawy biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania biomasy innej niż leśna tj. z plantacji i upraw roślin energetycznych w przedsiębiorstwie elektroenergetyki zawodowej (rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku) PGNiG TERMIKA SA pozyskuje paliwo poprzez zawieranie wieloletnich kontraktów na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areal plantacji, którym obecnie spółka dysponuje wynosi około 386 ha. Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło na redukcję CO<sub>2</sub> w 2013 roku o 104.834 Mg.



## Rozdział XII: Pozostałe informacje

### Podział zysku za rok 2012

22 maja 2013 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku netto za 2012 rok w wysokości 1.918,5 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 1.151,5 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 767,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,13 zł).

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 625,9 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 20 lipca 2013 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 3 października 2013 roku.

### Udzielenie absolutorium

22 maja 2013 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 2012.

### 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. Postanowieniem z dnia 13 marca 2013 roku Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania. Tym samym postępowanie w powyższej sprawie zostało zakończone.

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. 14 sierpnia 2013 roku Sąd Najwyższy wydał postanowienia o odmowie przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania. Tym samym postępowanie w powyższej sprawie zostało zakończone.

### 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 ukształtowania 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. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

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 realizacji złożonego zobowiązania. 11 września 2013 roku PGNiG S.A. poinformowała Prezesa UOKiK o wykonaniu w pełnym zakresie zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji.

22 lutego 2013 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie we wzorcach umownych, na podstawie których zawierane są umowy kompleksowe dostarczania paliwa gazowego, postanowień wpisanych do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany powyższych wzorców umownych w zakresie kwestionowanych postanowień. Prezes UOKiK decyzją z dnia 28 czerwca 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

3 kwietnia 2013 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowych rynkach hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowania się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez:

- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej
- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego
- wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości zakupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją z dnia 31 grudnia 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W 2013 roku PGNiG S.A. ani spółki od niej zależne nie prowadziły postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, w sprawie zobowiązań lub wierzytelności, których wartość (jednego postępowania, dwu lub więcej łącznie) stanowiłaby odpowiednio co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

## Rozdział XIII: Sytuacja finansowa

### 1. Wyniki finansowe w 2013 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2013 weryfikuje spółka PKF Consult Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2013-2015) w dniu 5 lutego 2013 roku. Szczegółowe dane odnoszące się do wynagrodzenia audytora zostały opisane w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2013 rok (Nota 38,6).

#### 1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za 2013 rok zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2013 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały ujęte w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za 2013 rok (Nota 2).

W 2013 roku zysk netto GK PGNiG wyniósł 1.920 mln zł i był o 320 mln zł niższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG w 2013 roku w porównaniu do danych za 2012 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.

## Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012	1 stycznia 2012
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	36 239	37 096	31 317
Rzeczowe aktywa trwałe	33 033	33 784	29 319
Nieruchomości inwestycyjne	9	11	7
Wartości niematerialne	1 164	1 146	343
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	727	771	598
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	51	48	56
Inne aktywa finansowe	191	124	10
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	993	1 136	936
Pozostałe aktywa trwałe	71	76	48
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	10 905	10 833	7 523
Zapasy	3 378	3 064	2 082
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 086	5 374	3 378
Należności z tytułu podatku bieżącego	48	150	164
Pozostałe aktywa	171	84	78
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-	22
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	307	105	285
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 827	1 948	1 505
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	88	108	9
Aktywa razem	47 144	47 929	38 840

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

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012	1 stycznia 2012
Kapitał własny razem	28 453	27 197	25 151
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(49)	(152)	41
Zyski zatrzymane	20 856	19 705	17 463
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	28 447	27 193	25 144
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	6	4	7
Zobowiązania długoterminowe razem	10 853	11 119	5 843
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 385	5 509	1 382
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	502	381	351
Rezerwy	1 405	1 792	1 358
Przychody przyszłych okresów	1 533	1 448	1 160
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	1 970	1 936	1 572
Inne zobowiązania długoterminowe	58	53	20
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 838	9 613	7 846
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	4 033	3 667	3 236
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	2 276	4 702	3 617
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	124	393	417
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	184	24	58
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	375	356	238
Rezerwy	645	350	185
Przychody przyszłych okresów	186	101	95
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	15	20	-
Zobowiązania razem	18 691	20 732	13 689
Zobowiązania i kapitał własny razem	47 144	47 929	38 840

## Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	2013	2012
Przychody ze sprzedaży	32 120	28 730
Koszty operacyjne razem	(28 971)	(26 190)
Zużycie surowców i materiałów	(19 512)	(17 603)
Świadczenia pracownicze	(3 214)	(3 047)
Amortyzacja	(2 463)	(2 069)
Usługi obce	(3 245)	(3 060)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	983	1 006
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 520)	(1 417)
Zysk z działalności operacyjnej	3 149	2 540
Przychody finansowe	69	216
Koszty finansowe	(465)	(380)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(44)	173
Zysk przed opodatkowaniem	2 709	2 549
Podatek dochodowy	(789)	(309)
Zysk netto	1 920	2 240
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 918	2 242
Udziałom niekontrolującym	2	(2)
	1 920	2 240
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej w zł	0,33	0,38

## Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2013	2012
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 813	2 552
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 060)	(6 149)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 874)	4 040
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	879	443
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 947	1 504
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 826	1 947

Wskaźniki finansowe

## Rentowność

	2013	2012
EBIT w mln zł zysk operacyjny	3 149	2 540
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	5 612	4 609
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	6,7%	8,2%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	6,0%	7,8%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,1%	4,7%

\* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

## Płynność

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
<b>WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI</b> aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) do zobowiązań krótkoterminowych	1,4	1,1
<b>WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI</b> aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	0,8

## Zadłużenie

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
<b>WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM</b> suma zobowiązań w relacji do sumy zobowiązań i kapitału własnego	39,6%	43,3%
<b>WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM</b> suma zobowiązań do kapitału własnego*	65,7%	76,2%

\* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

## 1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego GK PGNiG odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 609 mln zł. Umocnienie kondycji finansowej Grupy Kapitałowej zostało spowodowane przede wszystkim dwukrotnym zwiększeniem wolumenu wydobywania i sprzedaży ropy naftowej oraz gazu ziemnego na rynku nieregulowanym (sprzedaż gazu ze złoża Skarv).

Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 2.331 mln zł i był wyższy o 977 mln zł w relacji do 2012 roku. Wzrost wyniku segmentu był efektem sfinalizowania znaczących inwestycji w Grupie: projektu budowy kopalni gazu i ropy Lubiaków, Międzychód i Grotów (LMG) oraz projektu wydobywania ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spowodowało to, że w relacji do 2012 roku wolumen sprzedaży ropy naftowej wzrósł o 128%, czyli o 621 tys. ton. Wzrost skali działalności segmentu przełożył się na zwiększenie poziomu kosztów operacyjnych o 32%, głównie z powodu wyższej amortyzacji. Wzrost kosztów nastąpił również wskutek utworzenia odpisu aktualizującego aktywa poszukiwawcze Grupy ulokowane w Libii o wartości 292 mln zł oraz ujęcie



rezerwy na pokrycie zobowiązań koncesyjnych w tym rejonie w kwocie 137 mln zł, co było rezultatem przeprowadzonych analiz efektywności projektu i niepewności co do przedłużenia koncesji.

#### Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie wynik operacyjny wyniósł -8 mln zł i był niższy o 340 mln zł w relacji do poprzedniego roku. Pogorszenie wyniku spowodowane było osłabieniem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, która w roku 2013 wyniosła -2%, co jest skutkiem braku pokrycia kosztów w cenie taryfowej sprzedawanego gazu.

Przychody segmentu obrót i magazynowanie wzrosły o 1.945 mln zł (8%) w porównaniu do 2012 roku, głównie z tytułu sprzedaży gazu oraz energii elektrycznej w Niemczech. Wzrost kosztów sprzedanego gazu w relacji do 2012 roku wynika z obniżonych w 2012 roku kosztów zakupu gazu, co było skutkiem ujęcia w czwartym kwartale efektu finansowego podpisanego aneksu do kontraktu jamalskiego, w którym zmianie uległy warunki cenowe na dostawy gazu.

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ miała sytuacja na rynkach walutowych. W relacji do 2012 roku nastąpił spadek średniego kursu dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. Wśród wszystkich czynników makroekonomicznych największy wpływ na wyniki finansowe PGNiG S.A. ma aprecjacja lub deprecjacja waluty, dlatego też Spółka prowadzi politykę zabezpieczeń minimalizującą wpływ tych czynników ryzyka.

#### Dystrybucja

W segmencie dystrybucja zysk operacyjny wyniósł 739 mln zł i był niższy o 141 mln w relacji do 2012 roku. Spadek wyniku jest rezultatem wyższych kosztów pośrednich w relacji do 2012 roku, co było efektem głównie aktualizacji rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne w związku ze zmianami w systemie emerytalnym oraz aktualizacją pozostałych założeń, których łączna zmiana w relacji do 2012 roku wyniosła ok. 138 mln.

#### Wytwarzanie

Przychody segmentu wytwarzanie ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej wyniosły 2.063 mln zł i były wyższe o 106 mln zł w relacji do poprzedniego roku. Wskutek ograniczenia kosztów operacyjnych o 1% wynik operacyjny segmentu wyniósł 144 mln zł i był wyższy o 129 mln zł w porównaniu do poprzedniego roku. Dobry wynik segmentu był efektem dziewięcioprocentowego wzrostu ceny taryfowej ciepła od lipca 2013 roku oraz zredukowania kosztów paliw do produkcji ciepła i energii, w tym na skutek ograniczenia współspalania biomasy oraz zmniejszenia kosztów amortyzacji praw do emisji CO<sub>2</sub> zidentyfikowanych w momencie nabycia PGNiG TERMIKA SA.

## Dane finansowe segmentów GK PGNiG za rok 2013 (w mln zł)

2013	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 656	25 341	165	1 658	300	-	32 120
Sprzedaż między segmentami	1 605	318	4 085	405	124	(6 537)	-
Przychody segmentu ogółem	6 261	25 659	4 250	2 063	424	(6 537)	32 120
Koszty segmentu	(3 930)	(25 667)	(3 511)	(1 919)	(489)	6 545	(28 971)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	2 331	(8)	739	144	(65)	8	3 149
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(396)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(44)	-	-	-	-	(44)
Zysk przed opodatkowaniem							2 709
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(789)
Zysk netto							1 920

## Dane finansowe segmentów GK PGNiG za rok 2012 (w mln zł)

2012	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 121	23 354	153	1 893	209	-	28 730
Sprzedaż między segmentami	1 204	360	3 430	64	237	(5 295)	-
Przychody segmentu ogółem	4 325	23 714	3 583	1 957	446	(5 295)	28 730
Koszty segmentu	(2 971)	(23 382)	(2 703)	(1 942)	(474)	5 282	(26 190)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 354	332	880	15	(28)	(13)	2 540
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(164)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	173	-	-	-	-	173
Zysk przed opodatkowaniem							2 549
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(309)
Zysk netto							2 240

Wynik na działalności finansowej w relacji do 2012 roku spadł o 449 mln zł. Spadek ten spowodowany został powiększoną stratą na różnicach kursowych odnoszących się do wyceny zobowiązań z tytułu euroobligacji i kredytu zaciągniętego przez PGNiG Upstream International AS oraz ujemnego efektu aktualizacji wyceny udziałów SGT „EUROPOL GAZ” S.A. o wartości 44 mln zł, co oznacza zmniejszenie w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego o 217 mln zł.

Wynik finansowy netto GK PGNiG wyniósł w 2013 roku 1.920 mln zł i był niższy o 320 mln zł w relacji do 2012 roku. Spadek ten był efektem zwiększenia o 480 mln zł obciążeń podatkowych w 2013 roku, w tym głównie z tytułu realizacji aktywa podatku odroczonego od ulg inwestycyjnych w Norwegii.

Sytuacja finansowa GK PGNiG odzwierciedlona została w wartości podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Mimo poprawy w 2013 roku wyniku operacyjnego Grupy o 24% w relacji do roku 2012, jego korekta o ujemny wynik działalności finansowej oraz obciążenia podatkowe, sprawiły, że wskaźniki finansowe oparte na wyniku netto w 2013 roku uległy obniżeniu wobec wskaźników z roku 2012. Rentowność kapitałów własnych (ROE) spadła w roku 2013 do poziomu 6,7% z poziomu 8,2% w roku 2012, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 4,1% wobec 4,7% w analogicznym okresie roku ubiegłego, natomiast rentowność sprzedaży netto obniżyła się z poziomu 7,8% do 6% w 2013 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej na dzień 31 grudnia 2013 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 47.144 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec 2012 roku o 785 mln zł.

#### Aktywa

Największą pozycję aktywów Grupy stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec roku 2013 wyniósł 33.033 mln zł i był o 2% niższy od stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku, przede wszystkim z powodu wzrostu odpisów aktualizujących aktywa poszukiwawcze w Polsce i w Libii.

Aktywa z tytułu podatku odroczonego uległy obniżeniu o 143 mln zł (13%) z tytułu realizacji ulg inwestycyjnych w Norwegii, które rozliczane są od momentu uruchomienia wydobywania gazu ze złoża Skarv. Wartość aktywa rozliczonego z tego tytułu w roku 2013 wyniosła 193 mln zł.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2012 roku spadła 1.288 mln zł (24%). Zmiana ta była spowodowana przede wszystkim wpływem w 2013 roku środków pieniężnych z tytułu rozrachunków wynikających z aneksu do kontraktu jamalskiego, zmieniającego warunki cenowe na dostawy gazu.

W porównaniu do 31 grudnia 2012 roku Spółka posiadała na koniec roku 2013 roku wartość zapasów na poziomie wyższym o 314 mln zł. Wykazany w bilansie zapas stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wolumen zmagazynowanego surowca był wyższy na koniec okresu w relacji na analogicznego okresu ubiegłego roku o ponad 300 mln m<sup>3</sup> i osiągnął rekordowy poziom prawie 2,1 mld m<sup>3</sup>.

Stan środków pieniężnych Grupy na 31 grudnia 2013 roku wyniósł 2.827 mln zł i był wyższy o 879 mln zł od stanu na koniec 2012 roku. Wzrost ten nastąpił wskutek nadwyżki przepływów z działalności operacyjnej wynoszącej łącznie 7.813 mln zł (poprawa rentowności oraz wpływy z należności z tytułu rozliczenia aneksu do kontraktu jamalskiego) uzyskanej nad przepływami z działalności finansowej w kwocie -3.874 mln zł (m.in. wykup papierów dłużnych i wypłacona dywidenda) oraz przepływami z działalności inwestycyjnej w kwocie -3.060 mln zł.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 1,4 wobec poziomu

1,1 z końca grudnia 2012 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł z poziomu 0,8 do poziomu 0,9.

#### Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2012 roku wzrosła o 1.256 mln zł. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w 2013 roku zysk netto oraz wypłacona za 2012 rok dywidenda w wysokości 767 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniósł 10.853 mln zł i był niższy od poziomu z końca grudnia 2012 roku o 266 mln zł. Wynika to przede wszystkim ze spadku rezerw na koszty likwidacji odwiertów wydobywczych (wzrost stopy dyskonta i obniżenie średniego kosztu likwidacji) oraz spłaty zadłużenia z tytułu emisji papierów dłużnych, co wpłynęło również na część krótkoterminową zobowiązań finansowych, które na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosły 2.276 mln zł, co oznacza spadek o 52% w stosunku do stanu na koniec 2012 roku.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 7.838 mln zł, co oznacza spadek o 1.775 mln zł w relacji 2012 roku. Na zmianę zobowiązań, poza powyższymi czynnikami obniżającymi istotnie zobowiązania finansowe, miało wpływ ujęcie rezerwy na pokrycie zobowiązań wynikających z koncesji poszukiwawczych w Libii w kwocie 137 mln zł oraz rezerwy na opłatę zastępczą w zakresie świadectw efektywności energetycznej (tzw. białe certyfikaty) w wysokości 134 mln zł.

W związku ze spadkiem finansowania zewnętrznego GK PGNiG zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 76,2% do poziomu 65,7% na dzień 31 grudnia 2013 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, spadł z poziomu 43,3% do poziomu 39,6%.

#### Istotne pozycje pozabilansowe

Na dzień 31 grudnia 2013 roku najistotniejszą pozycję pozabilansową Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których wartość wynosiła 10.735 milionów złotych. Głównymi pozycjami zobowiązań warunkowych były:

- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Finance AB (spółki zależnej PGNiG S.A.) wobec obligatariuszy z tytułu ustanowienia programu emisji euroobligacji. (6 220,8 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Upstream International AS (spółki zależnej PGNiG S.A.), wynikających z koncesji lub z mocy prawa wobec państwa norweskiego (2 602,6 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań POGC-Libya B.V. (spółki zależnej PGNiG S.A.) wobec National Oil Corporation, Libia (325,3 mln zł).

#### Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W 2014 roku Grupa Kapitałowa PGNiG 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
- rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej
- realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa
- kontynuacji rozpoczętych przed rokiem 2014 projektów związanych z budową infrastruktury magazynowej.

GK PGNiG 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 2013 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

#### Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok 2013

W 2013 roku Grupa Kapitałowa PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

#### Opis głównych inwestycji i lokat kapitałowych w ramach GK PGNiG

Do głównych inwestycji kapitałowych dokonanych w 2013 roku ramach Grupy Kapitałowej PGNiG należały:

- wypłata kolejnych transz pożyczki udzielonej PGNiG Upstream International AS przez PGNiG S.A. w wysokości 398,8 mln NOK; pożyczka została udzielona w celu finansowania nakładów inwestycyjnych na projekt realizowany na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- wypłata transzy pożyczki dla spółki PGNiG Sales & Trading GmbH w wysokości 3,5 mln EUR; pożyczka została udzielona w celu finansowanie bieżącej działalności operacyjnej
- wypłata pożyczki dla Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (obecnie Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) w wysokości 30 mln PLN; pożyczka została udzielona w celu finansowania nakładów inwestycyjnych związanych z rozbudową sieci gazowych
- emisja obligacji krótkoterminowych skierowana do spółek Grupy Kapitałowej PGNiG; na dzień 31 grudnia 2013 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 564 mln zł
- dokapitalizowanie bez emisji nowych udziałów POGC Libya B.V. w kwocie 18 mln USD z przeznaczeniem na bieżącą działalność spółki
- podwyższenie kapitałów spółek zależnych: PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (obecnie Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., o 10,453 mln zł w wyniku połączenie Spółek Gazownictwa), Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (o 10,3 mln zł z tytułu przejęcia „INVESTGAS” S.A.), PGNiG TERMIKA SA (o 33,9 mln zł w wyniku konwersji części pożyczki udzielonej przez PGNiG S.A.); ponadto zostały do PGNiG TERMIKA SA wniesione aportem akcje Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. w kwocie 20,3 mln zł i do PGNiG Technologie S.A. akcje B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. w kwocie 15,2 mln zł.

## 2. Zarządzanie finansowe

W 2013 PGNiG S.A. przeprowadziła kolejne emisje obligacji krótkoterminowych w ramach umowy programu emisji z dnia 22 maja 2012 roku. W ramach programu PGNiG S.A. może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym do kwoty 4,5 mld zł. W 2013 roku na podstawie powyższego programu Spółka wyemitowała obligacje krótkoterminowe o wartości nominalnej 2,1 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2013 roku zadłużenie z tytułu programu wyniosło 3,5 mld zł.

W 2013 PGNiG S.A. przeprowadziła również 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 2013 roku obligacji wyniosła 6,3 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2013 roku PGNiG S.A. nie wykazuje zadłużenia z tytułu tego programu.

W 2013 roku PGNiG TERMIKA SA przeprowadziła kolejne emisje obligacji krótkoterminowych w ramach programu emisji z dnia 4 lipca 2012 roku. W ramach programu, obowiązującego do 29 grudnia 2017 roku, PGNiG TERMIKA SA może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje dyskontowe oraz kuponowe z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku o oprocentowaniu opartym o WIBOR + marża do kwoty 1,5 mld zł. W 2013 spółka przeprowadziła 10 emisji na łączną wartość nominalną 540 mln zł. Na dzień 31 grudnia 2013 roku wartość nominalna obligacji wyniosła 300 mln zł, z tego obligacji kuponowych 70 mln zł i obligacji dyskontowych 230 mln zł. Środki pozyskane emisji umożliwiają spółce finansowanie inwestycji, m.in. budowy bloku parowo-gazowego w Elektrociepłowni Żerań oraz bieżącej działalności operacyjnej spółki.

W 2013 roku PGNiG Finance AB nie emitowała euroobligacji. Na dzień 31 grudnia 2013 roku nominalne zadłużenie PGNiG Finance AB z tytułu przeprowadzonej emisji euroobligacji w 2012 roku wyniosło 500 mln EUR.

Środki z emisji obligacji Grupa Kapitałowa PGNiG 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. GK PGNiG z pozyskanych funduszy finansowała również realizację projektów energetycznych i działalność operacyjną Grupy.

Ponadto w 2013 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 2013 roku Spółka wyemitowała obligacje na łączną wartość nominalną 7,4 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 2013 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 564 mln zł.

#### Ocena zarządzania zasobami finansowymi

Grupa Kapitałowa PGNiG dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Nie jest zagrożona utratą płynności. W GK PGNiG skutecznie funkcjonuje model, w którym PGNiG S.A. wspiera finansowo swoje spółki zależne z zakresie realizacji inwestycji. Finansowanie zewnętrzne Grupy Kapitałowej PGNiG opiera się głównie na programach emisji papierów dłużnych. Ponadto PGNiG S.A. posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 250 mln zł).

#### 2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2013 roku inwestycje kapitałowe Grupy Kapitałowej PGNiG miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 3 miesięcy. Spółki GK PGNiG dokonywały inwestycji w ramach wewnętrznego programu emisji obligacji, a także w depozyty bankowe. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze PGNiG S.A. polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

## 2.2. Umowy kredytów i pożyczek

### Umowy kredytów zawarte w 2013 roku

W 2013 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zawarła umowy kredytów na łączną kwotę 557,9 mln zł, 20 mln EUR i 5,5 mln USD przede wszystkim w celu finansowania bieżącej działalności operacyjnej. W poniższej tabeli zostały zaprezentowane szczegółowe dane odnoszące się do najistotniejszych umów kredytów zawartych przez GK PGNiG w 2013 roku.

#### Najistotniejsze umowy kredytów zawarte przez GK PGNiG

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Pekao S.A.	130	PLN	WIBOR 1M+1,00%	obrotowy	24.04.2014
Deutsche Bank AG Munich	20	EUR	EONIA 1M+0,85%	obrotowy	12.03.2014
Bank Handlowy w Warszawie SA	65	PLN	WIBOR 1M+0,95%	obrotowy	30.06.2014
Bank Handlowy w Warszawie SA	40	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.12.2014
Nordea Bank Polska S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	30.04.2014
mBank S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	04.09.2014
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	29.08.2014
ING Bank Śląski S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	05.12.2014
Bank Millennium S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	18.12.2014

### Umowy kredytów wypowiedziane w 2013 roku

W 2013 roku GK PGNiG wypowiedziała trzy umowy kredytów na łączną kwotę 5 mln zł i 3,5 mln USD. Szczegółowe dane odnoszące się do wypowiedzianych kredytów zostały zaprezentowane w poniższej tabeli.

#### Umowy kredytów wypowiedziane przez GK PGNiG

Bank	Wartość wypowiedzianego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
BRE Bank S.A. (obecnie mBank S.A.)	3,5	USD	LIBOR 1M+1,20%	obrotowy	30.05.2014
BRE Bank S.A. (obecnie mBank S.A.)	3,0	PLN	WIBOR O/N+1,00%	obrotowy	30.05.2014
Kredyt Bank SA (obecnie BZ WBK)	2,0	PLN	WIBOR O/N+1,14%	obrotowy	16.10.2013

Umowy kredytów zostały wypowiedziane przez spółkę GK PGNiG w wyniku wprowadzenia w niej ujednoliconej polityki finansowej.

Umowy pożyczek udzielone w 2013 roku

W 2013 roku GK PGNiG zawarła aneksy do dwóch umów pożyczek z 2012 roku udzielonych spółce powiązanej. Na mocy aneksów zostały podwyższone kwoty pożyczek łącznie o 35 mln zł:

- kwota umowy pożyczki udzielonej w 2012 roku w wysokości 152 mln zł została podwyższona o 25 mln tj. do kwoty 177 mln zł
- kwota umowy pożyczki udzielonej w 2012 roku w wysokości 20 mln zł została podwyższona o 10 mln zł tj. do kwoty 30 mln zł

wysokość oprocentowania i termin wymagalności pozostały bez zmian. GK PGNiG udzieliła pożyczek w celu finansowania inwestycji budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez GK PGNiG pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

## Pożyczki udzielone przez GK PGNiG

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	25	PLN	WIBOR 3M+2,50%	inwestycyjna	31.12.2032
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	10	PLN	WIBOR 1M+2,50%	inwestycyjna	31.12.2032

Umowy pożyczek otrzymane w 2013 roku

W 2013 roku GK PGNiG zaciągnęła pożyczkę od Pekao Leasing Sp. z o.o. w kwocie 2 mln zł o oprocentowaniu WIBOR 1M+1,9% z terminem wymagalności 27 stycznia 2014 roku w celu refinansowania wydatków związanych z zakupem 4 prewenterów (urządzeń zabezpieczających przed niespodziewanym wybuchem ropy lub gazu ziemnego w trakcie wiercenia).

Umowy pożyczek wypowiedziane w 2013 roku

W 2013 roku GK PGNiG nie wypowiedziała umów pożyczek.

### 2.3. Gwarancje i poręczenia

Wartość udzielonych przez Grupę Kapitałową PGNiG w 2013 roku gwarancji i poręczeń, według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosła 224,6 mln zł. Głównie złożyły się na nią gwarancja stanowiąca zabezpieczenie dostaw gazu przez PGNiG Sales&Trading GmbH w wysokości 82,9 mln zł i poręczenie umowy limitu gwarancyjnego PGNiG Technologie S.A. wysokości 68,4 mln zł.

Wartość otrzymanych przez Grupę Kapitałową PGNiG w 2013 roku gwarancji i poręczeń, według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosła 167,7 mln zł, z czego 24% (40,7 mln zł) stanowiły gwarancje i poręczenia o wartości poniżej 1 mln zł. Na pozostałe gwarancje i poręczenia złożyły się gwarancje przetargowe, ubezpieczeniowe i należytego wykonania kontraktu, w tym gwarancje stanowiące zabezpieczenie kontraktów sprzedaży gazu. Najistotniejsze z powyższych gwarancji i poręczeń były cztery gwarancje wystawione przez konsorcjum w składzie Andritz Energy&Environment GmbH oraz Bilfinger Infrastructure S.A. z tytułu należytego wykonania zadania inwestycyjnego obejmującego przebudowę jednostki wytwórczej kotła OP-230 nr 1 (w celu dostosowania jej do spalania biomasy) wraz z budową instalacji rozładunku, magazynowania i podawania biomasy w Elektrociepłowni Siekierki w Warszawie na łączną wartość 62,1 mln zł.

### 2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w Grupie Kapitałowej PGNiG jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Grupy do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości



Grupy w długim okresie. W 2013 roku GK PGNiG 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

GK PGNiG 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 Grupy Kapitałowej PGNiG.

Ryzyka zmiany cen towarów i kursów walutowych, związane z transakcjami zakupu gazu są najistotniejszymi ryzykami, na które narażona jest Grupa. Grupa posiadała również transakcje związane z cenami energii elektrycznej, praw majątkowych i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

W 2013 roku GK PGNiG 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)
- transakcje swap towarowy.

W celu ograniczenia ryzyka kursowego Grupa w 2013 roku stosowała poniższe instrumenty finansowe:

- transakcje *forward*
- transakcje *FX swap*
- transakcje zakupu europejskiej opcji walutowej *call*
- transakcje zakupu azjatyckiej opcji walutowej *call*
- struktury opcyjne (stanowiące najczęściej złożenie dwóch opcji walutowych).

Ponadto PGNiG S.A. stosowała instrumenty finansowe *CCIRS* (ograniczające ryzyko zmiany kursów walutowych i stóp procentowych) zabezpieczające wyemitowane euroobligacje i pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream International AS oraz transakcje *IRS* zabezpieczające przed zmianami wartości godziwej pożyczki udzielonej PGNiG TERMIKA SA.

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 odnośnienie 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. Od lipca 2013 roku Spółka stosuje również rachunkowość zabezpieczeń wartości godziwej dla wybranych pożyczek oprocentowanych według stałej stopy procentowej.

#### Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe, na które narażona jest GK PGNiG związane jest z możliwością niewywiązania się kontrahentów lub innych podmiotów ze zobowiązań wobec Grupy. W 2013 roku GK PGNiG 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 Grupa 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 GK PGNiG zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych związanych z bieżącą działalnością Grupy obejmowały dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej, bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków, pozyskanie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach 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 PGNiG S.A. transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (opcje walutowe, *FX swap, forward*) oraz ryzyko cen gazu (opcje azjatyckie, strategie opcyjne).

#### Ryzyko utraty płynności

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej PGNiG S.A. posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 250 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

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ będą miały notowania cen ropy naftowej, produktów ropopochodnych, bieżące ceny gazu ziemnego, sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe oraz ciepło.

Notowania cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych oraz gazu odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej GK PGNiG. W perspektywie 2014 roku nie należy jednak oczekiwać istotnych zmian w notowaniach cen ropy. *Hedging* naturalny występujący w postaci zwiększonej sprzedaży ropy naftowej oraz zmiana formuł cenowych zredukowały wrażliwość wyników GK PGNiG na wahania cen tego surowca.

Ceny gazu na rynkach światowych będą w głównej mierze uzależnione od tempa wychodzenia z kryzysu poszczególnych krajów. Pomimo zwiększenia światowej podaży gazu ziemnego w wyniku wzrostu wydobywania gazu ze złóż niekonwencjonalnych, ożywienie gospodarcze może spowodować wzrost notowań rynkowych cen tego surowca, co dla GK PGNiG będzie oznaczało wzrost kosztów pozyskania gazu z importu.

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W 2013 roku nastąpiło osłabienie średniorocznego kursu dolara w relacji do 2012 roku. Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową prognozuje utrzymanie tego trendu w 2014 roku, co spowoduje obniżenie kosztów zakupu gazu wysokometanowego z importu wyrażonych w walucie krajowej i pozytywnie oddziaływać będzie na wyniki finansowe Grupy.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na wyniki finansowe GK PGNiG jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, PGNiG S.A. od 1 stycznia 2014 roku obowiązuje nowa „Taryfa dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014)”, która uwzględnia nowy model rynku gazu w Polsce. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 1,5%, gazu zaazotowanego (Lw) o 4,7%, natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 7,3%.

W roku 2013 zmniejszyła się strata realizowana na sprzedaży gazu wysokometanowego na rynku regulowanym w wyniku podpisania w listopadzie 2012 roku aneksu do kontraktu jamalskiego.

Zatwierdzenie przez Prezesa URE nowych taryf na paliwo gazowe od 1 stycznia 2014 roku oraz formuła cenowa jego zakupu uzależniona zarówno od notowań produktów ropopochodnych, jak i bieżących cen rynkowych gazu ziemnego umożliwi realizowanie minimalnej marży brutto na sprzedaży tego głównego produktu Grupy.

Od 1 stycznia 2013 roku PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwo obrotu, ma obowiązek zakupu określonej w Ustawie o efektywności energetycznej ilości świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów) lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązek ten powodował wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej. Nowa taryfa na sprzedaż paliwa gazowego obejmuje już ten składnik kosztu, co powinno wpłynąć na poprawę wyników Grupy w 2014 roku.

Na działalność GK PGNiG istotny wpływ będą miały przepisy określające mechanizmy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany legislacyjne w powyższym zakresie oraz zmiany rynkowe cen czerwonych i zielonych certyfikatów (świadectw pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłości.

W grudniu 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii, który zgodnie z decyzją Prezesa URE zwolniony jest z obowiązku taryfowania. 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. Ponadto projekt nowelizacji Prawa energetycznego oraz niektórych innych ustaw wprowadza obbligo giełdowe dla sprzedaży gazu w Polsce na poziomie 30% (w 2013 roku) całości gazu wprowadzanego do systemu przesyłowego, 40% w 2014 roku oraz 55 % od 2015 roku.

Nowe regulacje istotnie wpłynęły na zasady funkcjonowania nie tylko rynku ale przede wszystkim na model biznesowy GK PGNiG. Wprowadzone w Grupie zmiany organizacyjne (zawiązanie 3 grudnia 2013 roku Spółki PGNiG Obrót detaliczny Sp. z o.o., jak również utworzenie Oddziału Obrotu Hurtowego) oraz strukturalne mają za zadanie dostosować organizację do nowych wymagań rynku oraz regulacji prawnych.

Na przełomie 2012 i 2013 roku GK PGNiG włączyła do eksploatacji złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów, a także złożę Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Pozwoliło to na zwiększenie wydobywania ropy naftowej oraz gazu ziemnego i korzystnie będzie wpływać na wyniki finansowe GK PGNiG. Od początku 2013 roku Grupa zintensyfikowała poszukiwanie konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, jednak jego efekty ekonomiczne widoczne będą w perspektywie kilku lat.

Intensyfikacja działań podejmowanych przez inwestorów operujących na krajowym rynku poszukiwania gazu ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych może przełożyć się na wzrost zapotrzebowania na usługi świadczone w tym zakresie przez spółki GK PGNiG. Wzrost zapotrzebowania na prace tych spółek pozytywnie wpłynie na wyniki finansowe GK PGNiG.

W 2013 roku PGNiG S.A. realizowała krótkoterminową strategię budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku. Jej celem było 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. W 2013 roku nastąpiło połączenie PGNiG Energia S.A. z PGNiG S.A., co pozwoliło zoptymalizować wspólne zasoby i w konsekwencji zaproponować odbiorcom szerszą i lepiej dopasowaną ofertę produktową gazu i energii elektrycznej.

Ze względu na wysoki poziom aktualnych i planowanych nakładów inwestycyjnych GK PGNiG korzysta z finansowania zewnętrznego opartego w szczególności o emisje krajowych i zagranicznych papierów dłużnych. W 2013 roku na podstawie umów programów emisji z maja 2012 roku i czerwca 2010 roku PGNiG S.A. wyemitowała obligacje krótkoterminowe o wartości nominalnej odpowiednio 2,1 mld zł i 6,3 mld zł, natomiast PGNiG TERMIKA SA przeprowadziła emisję obligacji krótkoterminowych w ramach programu emisji z lipca 2012 roku w wysokości 540 mln

zł. W zależności od potrzeb płynnościowych oraz warunków rynkowych w 2014 roku PGNiG S.A. planuje emisje obligacji w ramach umów programów emisji z maja 2012 roku i czerwca 2010 roku.

W kolejnych kwartałach GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego, a także kontynuacji rozpoczętych przed 2014 rokiem projektów związanych z budową infrastruktury magazynowej.

#### Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu            Mariusz Zawisza

---

Wiceprezes Zarządu    Jarosław Bauc

---

Wiceprezes Zarządu    Jerzy Kurella

---

Wiceprezes Zarządu    Andrzej Parafianowicz

---

Wiceprezes Zarządu    Zbigniew Skrzypkiewicz

---