

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNiG S.A.
ZA I PÓŁROCZE 2013 ROKU



Warszawa, 1 sierpnia 2013

Spis treści

Spis treści.....	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	4
1. Powstanie Spółki.....	4
2. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.	4
3. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG.....	6
4. Zatrudnienie	10
5. Sprzedaż i wydobywanie	11
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd	12
2. Rada Nadzorcza	14
Rozdział III: Akcjonariat.....	15
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	16
1. Koncesje.....	16
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	16
3. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	19
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie.....	21
1. Poszukiwanie	21
2. Wydobywanie	23
3. Planowane działania.....	26
4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania.....	26
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	30
1. Zakupy	30
2. Sprzedaż.....	30
3. Magazynowanie	32
4. Planowane działania.....	33
5. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	33

Rozdział VII: Pozostała działalność.....	35
Rozdział VIII: Inwestycje	37
Rozdział IX: Ochrona środowiska	39
Rozdział X: Pozostałe informacje	40
Rozdział XI: Sytuacja finansowa	42
1. Sytuacja finansowa	42
2. Przewidywana sytuacja finansowa.....	49

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

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

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

Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

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.

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

2. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

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

9 kwietnia 2013 roku został utworzony Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym. Utworzenie oddziału jest jednym z etapów reorganizacji działalności magazynowej w GK PGNiG mającej na celu uporządkowanie tej działalności przez skupienie majątku magazynowego oraz kompetencji technicznych i zarządczych w zakresie magazynowania w spółce Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

27 maja 2013 roku został utworzony Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie, który będzie odpowiedzialny za organizowanie, nadzorowanie i realizację obrotu hurtowego gazem ziemnym, energią elektryczną oraz produktami powiązаныmi w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 30 czerwca 2013 roku wchodziły Centrala Spółki i 17 oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie	Zarządzanie i koordynacja poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Egipcie
Oddział w Danii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Danii
Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym	Budowa i prowadzenie ruchu KPMG Mogilno
Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie	Świadczenie usług w zakresie ratownictwa górniczego
Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie	Obrót gazem ziemnym, energią elektryczną oraz produktami powiązanymi
Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu	Kompleksowa obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrzu	
Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie	
Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie	
Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku	
Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu	
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego

Na dzień 30 czerwca 2013 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

3. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 34 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 25 spółek bezpośrednio zależnych od PGNiG S.A.
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 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.
	Spółki zależne od PGNiG S.A. - I stopnia				
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) ¹⁾	1 092 000 000,00	1 092 000 000,00	100,00%	100,00%
5	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
6	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
8	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
9	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
10	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
11	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
12	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
13	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	655 199 000,00	655 199 000,00	100,00%	100,00%
14	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
15	Geovita S.A.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
16	PGNiG Energia S.A.	41 000 000,00	41 000 000,00	100,00%	100,00%
17	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240,00	182 127 240,00	100,00%	100,00%
18	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
19	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG TERMIKA SA	650 000 000,00	650 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
22	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000,00	9 995 000,00	100,00%	100,00%
23	PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.	995 000,00	995 000,00	100,00%	100,00%
24	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. ²⁾	4 000 000,00	900 000,00	22,50%	22,50%
25	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%

Wykaz spółek GK PGNiG – cd.

	Spółki zależne od PGNiG S.A. - II stopnia	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.
26	Powiśle Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
27	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji	165 000,00	165 000,00	100,00%	100,00%
28	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
29	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
30	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
31	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%
32	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 565 350,00	85,51%	85,51%
33	GAZ Sp. z o.o.	300 000,00	240 000,00	80,00%	80,00%
34	PT Geofizyka Torun Indonesia LLC w likwidacji (IDR) ^{1), 3)}	8 773 000 000,00	4 825 150 000,00	55,00%	55,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ 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.

³⁾ rzeczywisty kapitał wpłacony do spółki wynosi 40.687,13 USD

W I półroczu 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
- 25 stycznia 2013 roku NWZ PGNiG Poszukiwania S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany statutu spółki polegającej na zmianie firmy spółki na Exalo Drilling S.A.; rejestracja zmian statutu spółki w KRS miała miejsce 6 lutego 2013 roku
- 1 lutego 2013 roku zarejestrowane zostało w KRS 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.
- 27 marca 2013 ZW PGNiG Norway AS podjęło uchwałę w sprawie zmiany umowy spółki polegającej m.in. na zmianie firmy spółki na PGNiG Upstream International AS.; rejestracja zmiany umowy spółki miała miejsce 23 maja 2013 roku
- 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; zmiany zostały zarejestrowane w KRS 29 lipca 2013 roku.

W I półroczu 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
- 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 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.

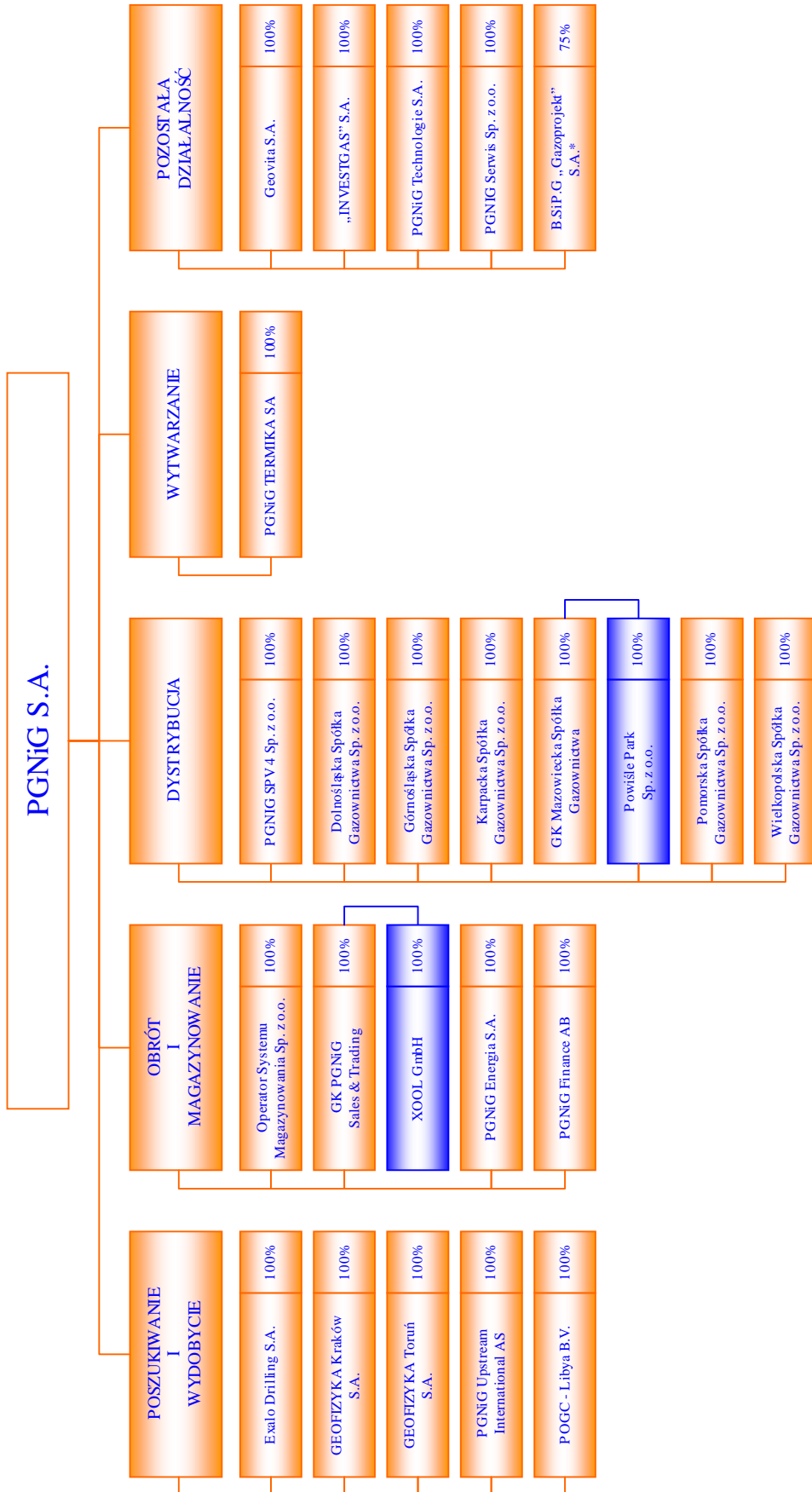
Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Po zakończeniu okresu sprawozdawczego nastąpiły poniższe zmiany struktury GK PGNiG:

- połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 ksh spółek 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
- połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 spółek 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
- połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 spółek 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.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 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 i przez PGNiG Technologie S.A.

4. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 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)

	30 czerwca 2013
Poszukiwanie i wydobywanie	4 194
Obrót i magazynowanie	3 803
Pozostała działalność	39
Razem	8 036

Zatrudnienie w PGNiG S.A. w stosunku do stanu z dnia 31 grudnia 2012 roku zmniejszyło się o 704 osoby. Zmiana stanu zatrudnienia wynika głównie z uruchomienia w drugiej połowie 2012 roku programu dobrowolnych odejść dla pracowników Spółki. Większość pracowników, którzy skorzystali z programu dobrowolnych odejść, rozwiązała umowy o pracę z dniem 31 grudnia 2012 roku.

Od stycznia 2009 roku w GK PGNiG funkcjonuje „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2011 (III etap)”. Okres obowiązywania programu został przedłużony na kolejny rok kalendarzowy. Funkcjonowanie programu zostało oparte na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury.

W I półroczu 2013 roku programem zostało objętych 138 byłych pracowników PGNiG Technologie S.A. Koszty jednorazowych świadczeń osłonowych przysługujących zwalnianym pracownikom pokryte zostały z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”.

5. Sprzedaż i wydobycie

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 14,2 mld zł, z czego 90% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	I półrocze 2013
Gaz ziemny, w tym:	12 741
- gaz ziemny wysokometanowy	11 964
- gaz ziemny zaazotowany	777
Ropa naftowa	948
Kondensat	3
Hel	92
Mieszanina propan-butan	32
Energia elektryczna	4
Pozostała sprzedaż	375
Razem	14 195

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. sprzedała 8,1 mld m³ 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 m³

	I półrocze 2013
Obrót i magazynowanie	7 729,7
Poszukiwanie i wydobycie	369,8
Razem	8 099,5

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. wydobyla łącznie 2,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

Wydobycie gazu w mln m³

	I półrocze 2013
Kraj	2 116,3
Zagranica	0,9
Razem	2 117,2

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

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. powziął 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 pełnionych 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.

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2013 roku przedstawiał się następująco:

- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu
- Jacek Murawski – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych.

Podział kompetencji członków Zarządu

W pierwszym półroczu 2013 roku podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. był uregulowany dwiema uchwałami.

Na mocy uchwały Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. z 26 września 2012 roku:

- Prezes Zarządu był odpowiedzialny za zarządzanie Grupą Kapitałową PGNiG oraz sprawował nadzór nad obszarami: zarządzania zasobami ludzkimi, strategii, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli wewnętrznej, ochrony informacji oraz spraw obronnych, a także nadzorował prace przedstawicielstwa PGNiG S.A. w Brukseli
- Wiceprezes Zarządu ds. Handlu sprawował nadzór nad obszarami: pozyskania gazu, infrastruktury oraz handlu; ponadto do jego obowiązków należał nadzór nad zagranicznymi przedstawicielstwami PGNiG S.A. (z wyjątkiem przedstawicielstwa w Brukseli)
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych był odpowiedzialny za obszary: ekonomiczny, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, relacji inwestorskich oraz inwestycji
- Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT sprawował nadzór nad obszarami: majątku i administracji, strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz rozwoju IT; ponadto do jego obowiązków należały nadzór i koordynacja prac w obszarze górnictwa naftowego.

Na mocy uchwały Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. z 29 kwietnia 2013 roku:

- Wiceprezes Zarządu koordynował prace Zarządu we wszystkich obszarach działalności Grupy Kapitałowej PGNiG oraz wykonywał wszelkie inne czynności, które na mocy wewnętrznych regulacji Spółki przyporządkowane były do kompetencji Prezesa Zarządu; był odpowiedzialny za obszary: zarządzania zasobami ludzkimi, strategii, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli wewnętrznej, ochrony informacji i spraw obronnych, zarządzania obszarem IT oraz za nadzór i koordynację prac w obszarze górnictwa naftowego, inwestycji, pozyskania gazu, infrastruktury oraz handlu; ponadto nadzorował działalność oddziałów i przedstawicielstw Spółki
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych był odpowiedzialny za obszary: ekonomiczny, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków oraz relacji inwestorskich, a także polityki taryfowej Spółki oraz obszary majątku i administracji.

1 lipca 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powierzyła, do czasu wyboru Prezesa Zarządu, Wiceprezesowi Zarządu Jerzemu Kurelli wykonywanie obowiązków Prezesa Zarządu PGNiG S.A. oraz zatwierdziła uchwałę Zarządu w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A., na mocy której:

- Wiceprezes Zarządu – poza wykonywaniem obowiązków Prezesa Zarządu jest odpowiedzialny za obszary zarządzania zasobami ludzkimi, strategii, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli wewnętrznej, ochrony informacji oraz spraw obronnych i polityki taryfowej Spółki; ponadto nadzoruje i koordynuje prace w obszarze górnictwa naftowego, pozyskania gazu, infrastruktury oraz handlu; do obowiązków Wiceprezesa Zarządu należy także nadzór i koordynacja prac zagranicznych przedstawicielstw PGNiG S.A. oraz oddziałów PGNiG S.A.
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych – jest odpowiedzialny za obszary: ekonomiczny, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, relacji inwestorskich, a także strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz kształtowania polityki inwestycyjnej

- Wiceprezes Zarządu ds. IT – sprawuje nadzór nad obszarami: majątku i administracji, rozwoju i zarządzania IT, współpracy ze związkami zawodowymi, zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej.

2. Rada Nadzorcza

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.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 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
- Zbigniew Skrzypkiewicz – członek Rady Nadzorczej.

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 30 czerwca 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 30 czerwca 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2013	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2013	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2013
Skarb Państwa	4 271 764 202	72,40%	4 271 764 202	72,40%
Pozostali	1 628 235 798	27,60%	1 628 235 798	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 30 czerwca 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
Mirosław Szałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

1. Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 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.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

Od 1 stycznia 2013 roku obowiązuje 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 Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Zmiana spowodowana była koniecznością dostosowania taryfy PGNiG S.A. do taryfy WSG Sp. z o.o. i odnosiła się do grup taryfowych S-8 i Z-8.

W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (zł/m³) stosowane w rozliczeniach z odbiorcami w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego.

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	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 Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	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 Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	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 Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	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 Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	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 Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	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%

18 lipca 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

3. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ustawa Prawo energetyczne

W I półroczu 2013 roku nadal prowadzone były prace nad pakietem projektu trzech ustaw regulujących sektor energetyczny, tzn. Prawem gazowym, Prawem energetycznym i Ustawą o odnawialnych źródłach energii (tzw. „duży trójpak energetyczny”) oraz projektem ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”). Ponadto w 25 lipca 2013 roku weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe). Nowe rozporządzenie wprowadza m.in. stawki przesyłowe *entry-exit*, zasady obliczania należności za usługi krótkoterminowe i przerywane oraz wirtualnego przesyłania zwrotnego świadczone przez operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych oraz zasady obliczania należności za pakietową i rozdzieloną usługę magazynowania świadczone przez operatora systemu magazynowania. Ponadto 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 także jego dostosowanie do rozporządzenia systemowego.

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko, wynikające przede wszystkim z niepewności co do ostatecznego zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótkiego terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A. oraz perspektywy jej rozwoju. Ponadto projektowane zmiany prawa zakładają wprowadzenie obliża giełdowego (sprzedaż, określonego w ustawie, wolumenu gazu na giełdzie) oraz mechanizmów ułatwiających zmianę sprzedawcy gazu. Może to doprowadzić do utraty części rynku przez PGNiG S.A.

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 zatem cen dla odbiorców gazu.

Kalkulacja taryf

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen i stawek opłat decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności PGNiG S.A. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A., czynniki zewnętrzne. W dążeniu do ochrony odbiorców, Prezes URE nie uznaje części kosztów prowadzonej działalności za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez PGNiG S.A. założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. W konsekwencji wnioskowane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określone w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada 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 wnioskowane przez 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. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obciążona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

1. Poszukiwanie

Prace poszukiwawcze w Polsce

W I półroczu 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 Nizinie Polskiej, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 9 otworach poszukiwawczych, w tym w 2 badawczych (Wysin-1 i Kochanowo-1) oraz w 2 otworach rozpoznawczych.

W I półroczu 2013 roku próby złożowe na własnych obszarach koncesyjnych wykonano w 7 odwiertach, w tym w 3 odwierconych w 2012 roku. Próby potwierdziły obecność gazu w trzech otworach: jednym poszukiwawczym (Komorze-3k/3kbis) i dwóch rozpoznawczych (Przeworsk-18 i Siedliczka-3). W czterech odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i otwory te zostały zlikwidowane (Wadowice Dolne-1, Gosławice-2, Mieczewo-1k, Czarna Wieś-8).

W ramach poszukiwania złóż niekonwencjonalnych rozpoczęto próby złożowe otworów Opalino-2 (*shale gas*) i Pławce-2 (*tight gas*) na Pomorzu. Ponadto próby złożowe potwierdziły obecność gazu w otworze Lubocino-2h. Na Lubelszczyźnie kontynuowano analizy danych geologiczno-złożowych pod kątem dalszych prac na otworze Lubycza Królewska-1 (*shale gas*). Natomiast na Przedgórze Karpat rozpoczęto prace związane z wierceniem otworu Kramarzówka-1k w celu potwierdzenia obecności niekonwencjonalnego złoża węglowodorów typu *tight gas*, którego występowanie odkryto otworem Kramarzówka1.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 30 czerwca 2013 roku wynosił:

- 87,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 18,3 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. 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 w I półroczu 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.

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

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

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

W I półroczu 2013 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki” – „PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki” – „PTZ”. Na obszarze „Płotki” zakończono akwizycję i rozpoczęto przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego Donatowo – Rusocin 3D. Natomiast na obszarze „Płotki” – „PTZ” rozpoczęto i zakończono reinterpretację zdjęcia sejsmicznego Kaleje – Zaniemyśl 3D w celu wyboru optymalnej lokalizacji otworu eksploatacyjnego Zaniemyśl-4 lub Zaniemyśl-3k. Wyniki reinterpretacji wykazały, że wiercenie otworu Zaniemyśl-4 jest nieuzasadnione. W związku z powyższym rozpoczęto prace projektowo-analityczne dla dwóch wariantów przedsięwzięcia tj. wykonania otworu bocznego Zaniemyśl-3k lub rekonstrukcji otworu Zaniemyśl-3.

Na obszarze „Poznań” w I półroczu 2013 roku włączono do eksploatacji złoża Winna Góra oraz kontynuowano eksploatację złóż gazu ziemnego Środa Wielkopolska, Kromolice i Kromolice S. Ponadto kontynuowano zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Lisewo oraz rozpoczęto zagospodarowanie otworu Komorze-3K. W otworze poszukiwawczym Pławce-2 (*tight gas*) wykonano zabieg szczelinowania hydraulicznego i rozpoczęto proces wywołania produkcji. Zakończono również wiercenie otworu poszukiwawczego Mieczewo-1k, w którym uzyskano przyływ gazu ziemnego ze znaczącym udziałem wody złożowej. Na podstawie analizy geologiczno-złożowej i ekonomicznej podjęto decyzję o likwidacji otworu. Ponadto zakończono *processing* i rozpoczęto interpretację zdjęcia sejsmicznego Miłosław 3D, a także zakończono interpretację zdjęcia sejsmicznego Taczanów 3D.

Na obszarze „Bieszczady” kontynuowano *processing* profili sejsmicznych w rejonie Jaślika – Baligród oraz *reprocessing* archiwalnych profili sejsmicznych Kostarowce – Zahutyń 2D. Ponadto, do chwili podjęcia decyzji o wykonaniu dalszych prób złożowych, otwór Niebieszczany-1 został czasowo zabezpieczony.

Na obszarze „Sieraków” w I półroczu 2013 roku wykonano wiercenie otworu Sieraków-3. Na podstawie wyników wstępnego opróbowania otworu podjęto decyzję o zabezpieczeniu odwiertu do dalszych badań.

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%.

Na obszarze „Warszawa-Południe” w I półroczu 2013 roku FX Energy Poland Sp. z o.o. wykonała własną interpretację geologiczną rejonu Potycz – Boglewice – Grójec w celu wytypowania obszaru do zaprojektowania zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto spółka wystąpiła do Ministerstwa Środowiska o zmianę koncesji na blok 254 (rezygnacja z części obszaru koncesji).

Na obszarze „Ostrowiec” zakończono prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” dokumentowano wyniki wiercenia otworu Kutno-2. FX Energy Poland Sp. z o.o. podjęła decyzję o rezygnacji z koncesji na obszarach „Ostrowiec” i „Kutno”.

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%.

Na obszarze „Karpaty Zachodnie” w I półroczu 2013 roku wykonano *reprocessing* profili sejsmicznych 2D (1.215 km) z rejonu Budzów – Cieszyn – Bestwina – Bielsko Białe.

Na obszarze „Karpaty Wschodnie” analizowano materiały geologiczno-geofizyczne z rejonu Mszana Dolna – Jordanów pod kątem możliwości rozpoczęcia prac wiertniczych. W rezultacie podjęto decyzję o odstąpieniu od wiercenia otworu poszukiwawczego i złożono wnioski do Ministerstwa Środowiska o zmianę koncesji Mszana Dolna (rezygnacja z części obszaru koncesji).

Prace poszukiwawcze za granicą

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2012 roku 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 I półroczu 2013 roku prowadzono prace związane z budową gazociągów i instalacji powierzchniowych w celu rozpoczęcia próbnej eksploatacji otworów Rehman-1 i Hallel X-1. Rozpoczęcie testowego wydobycia nastąpiło pod koniec czerwca 2013 roku.

W Egipcie PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W I półroczu 2013 roku odwiercono dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przepływu węglowodorów otwory zlikwidowano.

2. Wydobycie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 23 kopalniach (14 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych, 10 ropno-gazowych i 10 ropnych). W I półroczu 2013 roku rozpoczęto wydobycie gazu ziemnego ze złoża Rehman (*tight gas*) w Pakistanie.

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. wydobyla łącznie 2.117,2 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 2.116,3 mln m³, a z zagranicznych 0,9 mln m³. W wyniku włączenia do eksploatacji złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG) wydobycie ropy naftowej znacznie wzrosło i osiągnęło poziom 382 tys. ton. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w I półroczu 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

	Produkt	Jednostka	I półrocze 2013
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	2 117,2
a.	wysokometanowy, w tym	mln m ³	779,9
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	779,9
b.	zaazotowany, w tym:	mln m ^{3*}	1 337,3
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ^{3*}	1 295,6
	- Oddział w Sanoku	mln m ^{3*}	40,8
	- Oddział w Pakistanie	mln m ^{3*}	0,9
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	382,0
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	357,7
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	24,3

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W I półroczu 2013 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 3 odwierty: odwiert Terliczka-6k na złożu Terliczka, odwiert Pruchnik-24 na złożu Pruchnik – Pantałowice oraz odwiert Batycze-4 w ramach próbnej eksploatacji. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazów ziemnego z podłączonych odwiertów wynosi około 2,8 tys.m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze podłączono 6 odwiertów ropnych: 2 na złożu Lubiatów (Lubiatów-2k, Lubiatów-7h) i 4 na złożu Grotów (Grotów-1, Grotów-2, Grotów-8k, Grotów-9k) o łącznej zdolności wydobywczej 620 t/d oraz 1 odwiert gazowy na złożu Międzychód (Międzychód-7h) o zdolności wydobywczej 4,5 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto włączono do eksploatacji złożo Winna Góra (odwiert Winna Góra-1) o zdolności wydobywczej 1,2 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac dla utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W celu uzyskania przyrostu wydobycia węglowodorów wykonano 2.440 m wierceń eksploatacyjnych. Przeprowadzono łącznie remonty 6 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację. W otworach tych uzyskano przemysłowy przypływ węglowodorów. Ponadto w I półroczu 2013 roku wykonano łącznie 43 obróbki odwiertów, których celem było głównie utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnym urządzeń wydobywczych (w tym w jednym odwiercie przeznaczonym do zatłaczania wód).

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

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. sprzedała łącznie 369,8 mln m³ gazu ziemnego, z czego 368,9 mln m³ na rynku krajowym i 0,9 mln m³ w Pakistanie. Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w tym LNG) oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym.

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2013
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	369,8
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	37,2
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	332,6
2 Ropa naftowa	tys. t.	373,9
3 Kondensat	tys. t.	1,2
4 Hel	mln m ³	1,5
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	12,7
6 Azot	tys. kg	226,9
7 Siarka	tys. t.	16,6

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił 83%. Sprzedaż ropy naftowej kontynuowana była do Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. i TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A. W I kwartale 2013 roku PGNiG S.A. podpisała z TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A. krótkoterminową umowę na testowe dostawy ropy naftowej ze złoża Lubiatów.

PGNiG S.A. sprzedała poza granice kraju 46,6% wolumenu ropy naftowej, 87,7% helu oraz 23,5% siarki. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do niemieckiej rafinerii. Większość wolumenu helu sprzedano odbiorcom z Unii Europejskiej, natomiast siarka sprzedawana była odbiorcom na terenie Niemiec i Republiki Czeskiej.

Podziemne magazyny gazu

W I półroczu 2013 roku segment poszukiwanie i wydobywanie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobywania są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie na dzień 30 czerwca 2013 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie w mln m³

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

3. Planowane działania

Prace poszukiwawcze

W II półroczu 2013 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące kilkanaście obiektów poszukiwawczych rozmieszczonych na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niżu Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami.

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 Spółka planuje wiercenie otworu Lubocino-3h, wykonanie odwiertu Opalino-3 i rozpoczęcie wiercenia Opalino-4, a także przeprowadzenie szczelinowania w otworze Piaski-3. Ponadto na Pomorzu i Lubelszczyźnie Spółka przewiduje realizację kolejnych pilotażowych otworów pionowych w celu poszukiwania złóż typu *shale gas/oil*. Spółka kontynuować będzie również prace związane z wykonaniem otworu Kramarzówka-1k na Przedgórzu Karpat.

W ramach poszukiwania złóż konwencjonalnych na słabo rozpoznanym obszarze Karpat, w głębokim otworze Dukla-1 zostaną przeprowadzone końcowe próby złożowe. Spółka planuje również rozpoczęcie wiercenia głębokiego otworu Fredropol-1.

W II półroczu 2013 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie również prace poszukiwawcze w Egipcie oraz w Pakistanie.

Wydobycie gazu ziemnego

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

W 2013 roku PGNiG S.A. planuje wydobycie na poziomie ok. 4,5 mld m³ gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³ z tego 4,4 mld m³ w Polsce i 0,1 mld m³ w Pakistanie. W II półroczu 2013 roku zostaną m.in. oddane do eksploatacji odwierty na złożach już eksploatowanych: Wola Różaniecka, Kielanówka – Rzeszów oraz Wierzchosławice na obszarze działania Oddziału w Sanoku oraz Jarocin i Lisewo na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze.

Wydobycie ropy naftowej

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

4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji,

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

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

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

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

Konkurencja

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Opóźnienia prac

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

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

- brakiem lub zmianą uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę)

- zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

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

Koszty prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W 2011 roku PGNiG S.A. wprowadziła system *Daily Rate* przy wyborze wykonawców prac wiertniczych. System powinien wpłynąć na obniżenie kosztów tych prac.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

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

Wykwalifikowana kadra

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

Nieprzewidziane zdarzenia

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

Zmiany prawne

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza

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

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

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

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

1. Zakupy

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. kupowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi:

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

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

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2013	%
Dostawcy zagraniczni w tym:	5 940,8	97,8%
- OOO "Gazprom eksport"	5 056,5	85,1%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	884,3	14,9%
Dostawcy krajowi	134,4	2,2%
Razem	6 075,2	100,0%

Nowe umowy

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. zawarła z PGNiG Sales & Trading GmbH krótkoterminowe umowy na dostawy gazu ziemnego poprzez wykorzystanie wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim, w łącznej ilości ok. 398,3 mln m³.

2. Sprzedaż

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 29,7 tys. nowych odbiorców.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym. W I półroczu 2013 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do I półrocza 2012 roku wzrosła o ok. 1% tj. 69,5 mln m³. Największy wzrost sprzedaży gazu nastąpił wśród odbiorców domowych. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie w I półroczu 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

		Jednostka	I półrocze 2013
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	7 729,7
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	7 429,6
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	300,1
2	Propan-butan	tys. t.	0,8

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

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 I półrocza 2012 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców wzrósł o ok. 5%. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. W relacji do I półrocza 2012 roku sprzedaż gazu do tej grupy odbiorców spadła o ok. 3%. PGNiG S.A. rozpoczęła sprzedaż gazu na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie w I półroczu 2013 roku sprzedała ok. 25 mln m³ gazu ziemnego. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	I półrocze 2013	%
Odbiorcy przemysłowi	4283,9	55,4%
Handel, usługi	976,3	12,7%
Odbiorcy domowi	2327,8	30,1%
Odbiorcy hurtowi	117,1	1,5%
Giełda	24,6	0,3%
Razem	7729,7	100,0%

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG S.A. rozszerzyła ofertę produktową w zakresie sprzedaży energii elektrycznej dla klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B i C). W II półroczu 2013 roku Spółka planuje uruchomienie sprzedaży energii elektrycznej do klientów indywidualnych (grupa taryfowa G).

Projekt PESO

W I półroczu 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.

Koncentracja działalności obrotu

27 maja 2013 roku utworzony został Oddział Obrotu Hurtowego. Z chwilą rozpoczęcia funkcjonowania operacyjnego Oddział będzie prowadził działalność w zakresie obrotu hurtowego

gazem ziemnym, energią elektryczną, ciepłem, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnieniami do emisji CO₂.

3. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzów 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 Swarzów oraz PMG Brzeźnica.

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

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. zakończyła budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice oraz uruchomiła instalację do zatłaczania i odbioru gazu. Do zakończenia rozbudowy PMG Wierzchowice (do pojemności 1,2 mld m³) pozostało uruchomienie części elektroenergetycznej tj. turboekspandera. Ponadto w czerwcu 2013 roku Spółka rozpoczęła rozbudowę PMG Husów do pojemności magazynowej 500 mln m³. Pojemności czynne magazynów na dzień 30 czerwca roku 2013 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

	30 czerwca 2013
PMG Brzeźnica	65,0
PMG Husów	350,0
KPMG Mogilno	407,9*
PMG Strachocina	330,0
PMG Swarzów	90,0
PMG Wierzchowice	575,0
Razem	1 817,9

*zmiana pojemności czynnej magazynu spowodowana została zjawiskiem konwergencji (zaciskania) górotworu solnego

4. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W II półroczu 2013 roku PGNiG S.A. 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.

Magazynowanie

W II półroczu 2013 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno, a także rozbudowę PMG Husów. Ponadto Spółka realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

5. Ryzyka obrotu i magazynowania

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

Poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku określone są w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W 2012 roku Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w latach 2010 i 2011, odpowiednio w dniu 11 maja oraz 5 grudnia. Analogiczne postępowania administracyjne zostały wszczęte przez Prezesa URE za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007, 2008 i 2009. Postępowania odnośnie lat 2009, 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.

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 „Programem Uwolnienia Gazu”, który przewiduje uwolnienie cen gazu dla odbiorców instytucjonalnych, a w dalszej kolejności (po upływie 2-3 lat) cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. W 2013 roku planowane jest, mimo przedłużających się prac nad projektem, przyjęcie tzw. trójpacku energetycznego w tym m.in. ustawy Prawo gazowe. W konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki w wolumenie sprzedawanego gazu

ziemnego może się zmniejszyć na rzecz dotychczas działających, jak i również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem.

Magazynowanie

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

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

Rozdział VII: Pozostała działalność

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

W I półroczu 2013 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał – Europa (odcinek polski)
- szacowanie współczynników emisji CO₂ na gazociągu tranzytowym Jamał – Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne i nadzór stacji pomiarowej granicznej (Cieszyn)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (na 18 obiektach)
- nadzór analityczny procesowych chromatografów gazowych, w tym pod kątem rozliczeń w jednostkach energii
- badania w zakresie ochrony środowiska wykonywane na powierzchni Podziemnych Magazynów Gazu
- wzorcowania referencyjnych przyrządów pomiarowych stosowanych w rozliczeniach gazu ziemnego
- weryfikację systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂ dużych emitentów przemysłowych
- nadzór techniczny i metrologiczny stanowisk legalizacyjnych gazomierzy
- badania gazomierzy ultradźwiękowych, w tym gazomierzy typu *clamp-on*
- analizy zawartości związków siarki w gazie ziemnym
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych, obiektach kopalnianych i magazynach
- walidację i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych
- doradztwo techniczne, głównie w zakresie kontroli jakości i pomiarów LNG (w ramach prac przygotowawczych do odbioru LNG z terminalu morskiego w Świnoujściu).

Ponadto Oddział współuczestniczył w konsorcjum wykonawczym budującym laboratorium wzorcowania gazomierzy na wysokim ciśnieniu - inwestycji realizowanej przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w ramach konsorcjum odpowiedzialny jest za budowę i przygotowanie dokumentacji systemu zarządzania jakością laboratorium.

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

Planowane działania

Oddział zamierza kontynuować rozpoczęte w I półroczu 2013 roku prace przy organizacji i prowadzeniu szkoleń branżowych m.in. z zakresu uprawnień energetycznych, budowy i eksploatacji sieci gazowych oraz weryfikacji uprawnień do budowy sieci gazowych.

W przyszłości Oddział planuje utrzymać pozycję wiodącego laboratorium badawczego i punktu legalizacyjnego w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie. Oddział planuje również utrzymać dotychczasową pozycję wiodącego laboratorium

w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych wszystkich rodzajów i form oraz biogazu, oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania m.in. wielkości emisji CO₂, a także nadzoru pomiarowego nad terenowymi laboratoriami analitycznymi. Dodatkowo Oddział zamierza rozwijać działalność w zakresie pomiarów i rozliczeń LNG transportowanego drogą morską. Ponadto Oddział planuje rozwinąć działalność badawczą w dziedzinie badań przeliczników do gazu.

Rozdział VIII: Inwestycje

W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne wyniosły 635,1 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	I półrocze 2013
Poszukiwanie i wydobywanie	497,0
Obrót i magazynowanie	116,2
Pozostała działalność	21,9
Razem	635,1

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w PGNiG S.A. w I półroczu 2013 roku.

Poszukiwanie złóż

Nakłady inwestycyjne poniesione przez PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż w kwocie 239 mln zł zostały poniesione głównie na badania geofizyczne, 3 odwierty pozytywne i na odwierty, których realizacja nie została zakończona.

Projekt Lubiatów – Międzychód – Grotów

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

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

W I półroczu 2013 roku oddano do eksploatacji Ośrodek Centralny LMG. Łączne nakłady poniesione na budowę ośrodka wyniosły ok. 1.460,1 mln zł. Ponadto w czerwcu 2013 roku zakończono budowę gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć. Nakłady poniesione na cały projekt w I półroczu 2013 roku wyniosły ok. 176,1 mln zł.

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobywania

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

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego
- zakończenie zagospodarowania złoża gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko

- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Lisewo
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu na złożu Radlin
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Wola Różaniecka
- wiercenie otworu Księżpol 19.

Obrót i magazynowanie

W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 116,2 mln zł, z czego 81,2 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 instalacji do zatłaczania i odbioru gazu
- kontynuacja budowy części napowierzchniowej oraz kontynuacja prac ługowniczych w kawernach PMG Kosakowo
- kontynuacja prac ługowniczych w KPMG Mogilno
- rozpoczęcie rozbudowy PMG Husów do pojemności magazynowej 500 mln m³.

Rozdział IX: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów i kopanek

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W I półroczu 2013 roku zlikwidowano 17 odwiertów i 13 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2012. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2012 roku pozostało 14.327 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji. W 2012 roku w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz KPMG Mogilno, a emisja CO₂ z tych instalacji wyniosła 85.655 Mg. W I półroczu 2013 roku emisja CO₂ z powyższych instalacji wyniosła 36.726 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 I półroczu 2013 roku zakończono prace rekultywacyjne na nieruchomości położonej w Kargowej i rozpoczęto II etap prac rekultywacyjnych na nieruchomości położonej w Radkowie. 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. Ponadto Spółka prowadziła również badania monitoringowe wpływu na środowisko zrekultywowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu.

REACH i CLP

W I półroczu 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*). Zlecono także jednostce badawczo-naukowej analizę poprawności zapisów w dostarczanych kartach charakterystyk dla stosowanych substancji i mieszanin, ich klasyfikacji i oznakowania. Wszystkie te działania mają na celu potwierdzenie charakteru stosowanych substancji i identyfikacji zagrożeń jakie mogą wywoływać na człowieka i środowisko.

System Zarządzania Środowiskowego

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

Rozdział X: 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. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Najwyższy nie wydał postanowienia o przyjęciu albo o odmowie przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania.

Postępowania przed Prezesem UOKiK

28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60.016.474,40 zł. 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. 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 wprowadzenia nowego wzorca ogólnych warunków umowy. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

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. podjęła działania wyjaśniające oraz złożyła do Prezesa UOKiK wniosek o wydanie decyzji zobowiązującej. 28 czerwca 2013 roku Prezes UOKiK wydał decyzję zobowiązującą, która zakończyła toczące się postępowanie administracyjne wobec PGNiG S.A. Prezes UOKiK nie nałożył na Spółkę w tej sprawie kary pieniężnej. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

3 kwietnia 2013 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (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 ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez:

- 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 zakupywanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

PGNiG S.A. podjęła działania wyjaśniające oraz złożyła do Prezesa UOKiK wniosek o wydanie decyzji zobowiązującej.

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

Rozdział XI: Sytuacja finansowa

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2013 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego zostały ujęte w Śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku.

1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. zrealizowała zysk netto w wysokości 1.424 mln zł, co oznacza, że w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wynik netto wzrósł o 1.571 mln zł

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w I półroczu 2013 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Aktywa trwałe (długoterminowe)	28 059	27 791
Rzeczowe aktywa trwałe	14 004	14 098
Nieruchomości inwestycyjne	2	2
Wartości niematerialne	228	204
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	8 177	7 263
Inne aktywa finansowe	5 251	5 780
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	352	397
Pozostałe aktywa trwałe	45	47
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	7 903	8 852
Zapasy	2 433	2 427
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 326	5 172
Należności z tytułu podatku bieżącego	-	24
Pozostałe aktywa	71	17
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	340	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 603	1 034
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	130	73
Suma aktywów	35 962	36 643

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł) - cd.

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Kapitał własny razem	22 734	21 974
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	37	(66)
Zyski zatrzymane	15 057	14 400
Zobowiązania długoterminowe	7 272	7 287
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4 473	4 390
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	98	89
Rezerwy	1 481	1 576
Przychody przyszłych okresów	569	559
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	608	632
Inne zobowiązania długoterminowe	43	41
Zobowiązania krótkoterminowe	5 956	7 382
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 802	2 763
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	2 501	3 879
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	237	393
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	95	-
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	98	190
Rezerwy	210	152
Przychody przyszłych okresów	13	5
Suma zobowiązań	13 228	14 669
Zobowiązania i kapitał własny razem	35 962	36 643

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Przychody ze sprzedaży	14 195	13 168
Koszty operacyjne razem	(12 886)	(13 725)
Zużycie surowców i materiałów	(8 904)	(9 677)
Świadczenia pracownicze	(383)	(400)
Amortyzacja	(353)	(274)
Usługi obce	(3 199)	(2 952)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	7	5
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(54)	(427)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 309	(557)
Przychody finansowe	649	492
Koszty finansowe	(280)	(161)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 678	(226)
Podatek dochodowy	(254)	79
Zysk/Strata netto	1 424	(147)

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 036	37
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(916)	(3 935)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 551)	3 679
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	569	(219)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 034	935
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 603	716
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	233	715

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2013	2012 rok
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 309	-557
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	1 662	-283
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	6,3%	-0,7%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	10,0%	-1,1%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,0%	-0,4%

Płynność

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) do zobowiązań krótkoterminowych	1,3	1,2
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	0,9

Zadłużenie

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	36,8%	40,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	58,2%	66,8%

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego PGNiG S.A. odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 1.866 mln zł. Umocnienie kondycji finansowej Spółki zostało spowodowane przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego oraz zwiększeniem sprzedaży ropy naftowej.

Na wzrost rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego decydujący wpływ miało obniżenie jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu. Zgodnie z podpisanym w listopadzie 2012 roku aneksem do „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport” zmianie uległy warunki cenowe na dostawy gazu z uwzględnieniem zakupów zrealizowanych od początku 2012 roku. Efekt finansowy osiągniętego porozumienia został ujęty jednorazowo w księgach Spółki w listopadzie 2012 roku.

Od 1 stycznia 2013 roku obowiązuje zmiana „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012”. Nowa taryfa wprowadziła niższą o 6,7% średnią wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczeniem do odbiorców gazu wysokometanowego. Pomimo obniżonej jednostkowej ceny zakupu gazu z importu nowa taryfa w dalszym ciągu nie gwarantuje pokrycia kosztów jego pozyskania.

Na poprawę rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego wpłynęła również deprecjacja dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. W relacji do I półrocza 2012 roku nastąpił spadek kursu dolara o 2,9%.

W relacji do I półrocza 2012 roku Spółka uzyskała wzrost wolumenu sprzedaży ropy naftowej o 69%. Do wzrostu wolumenu sprzedaży ropy naftowej przyczyniło się włączenie do eksploatacji na przełomie 2012 i 2013 roku złóż ropy naftowej Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG).

Na wynik na działalności operacyjnej w dużym stopniu wpływ miały pozostałe przychody i koszty operacyjne, których wartość w relacji do I półrocza 2012 roku wzrosła o 373 mln zł. Wzrost ten spowodowany został przede wszystkim wysokim poziomem dodatnich i niezrealizowanych różnic kursowych odnoszących się do zobowiązań z tytułu dostaw gazu oraz poprawą wyniku na transakcjach terminowych. Ponadto istotny wpływ na wynik miało rozwiązanie odpisów aktualizacyjnych wartości środków trwałych, które zostały poddane testowi na utratę wartości oraz utworzenie rezerwy na zakup świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów).

Wynik na działalności finansowej Spółki w relacji do pierwszego półrocza 2012 roku wzrósł o 38 mln zł przede wszystkim w rezultacie wyższego poziomu otrzymanych dywidend.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z -0,7% do 6,3%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 4,0% wobec -0,4% w 2012 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto wzrosła z poziomu -1,1% do 10,0%.

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej na dzień 30 czerwca 2013 roku wykazuje sumę bilansową w wysokości 35.962 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec czerwca 2012 roku o 681 mln zł.

Aktywa

Największą pozycję aktywów Spółki stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec czerwca 2013 roku wyniósł 14.004 mln zł i był o 94 mln zł (1%) niższy od stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku. Na spadek wartości rzeczowych aktywów trwałych główny wpływ miało przekazanie w leasing do Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. gazociągu wysokiego ciśnienia relacji KGZ Kościan – KGHM Polkowice/Żukowice.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość na dzień 30 czerwca 2013 roku wyniosła 8.177 mln zł i była wyższa od wartości na koniec grudnia 2012 roku o 914 mln zł. Wzrost ten spowodowany był zwiększeniem udziału Spółki w kapitałach własnych PGNiG TERMIKA SA. Kapitały własne PGNiG TERMIKA SA zostały podwyższone w wyniku przejęcia przez nią spółki PGNiG SPV1 Sp. z o.o. i konwersji jej części długu wobec PGNiG S.A. (z tytułu zaciągniętej pożyczki) na kapitał.

Wartość innych aktywów finansowych wyniosła 5.251 mln zł i była niższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku o 529 mln zł. Spadek ten nastąpił w efekcie spłaty pożyczek przez podmioty powiązane oraz z tytułu konwersji pożyczki udzielonej PGNiG SPV1 Sp. z o.o. na kapitały własne w PGNiG TERMIKA SA.

Aktywa obrotowe Spółki na dzień 30 czerwca 2013 roku kształtowały się na poziomie 7.903 mln zł, co oznacza spadek w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku o 949 mln zł (11%).

Na dzień 30 czerwca 2013 roku wartość zapasów Spółki wyniosła 2.433 mln zł i kształtowała się na zbliżonym poziomie jak na koniec grudnia 2012 roku. Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2012 roku spadła o 1.846 mln zł (36%). Zmiana ta wynika przede wszystkim z sezonowego spadku należności powstałych ze sprzedaży gazu, uregulowania zobowiązań OOO „Gazprom eksport” wobec PGNiG S.A. wynikających z zawartego w listopadzie 2012 roku aneksu do „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport” oraz ze zmiany salda rozliczeń publicznoprawnych.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.603 mln zł i był wyższy o 569 mln zł od stanu na koniec 2012 roku, przede wszystkim w rezultacie poprawy rentowności działalności operacyjnej Spółki.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała Spółce całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 1,3 wobec poziomu 1,2 z końca grudnia 2012 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności pozostał na tym samym poziomie i wyniósł 0,9.

Zobowiązania i kapitał własny

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do 31 grudnia 2012 roku wzrosła o 760 mln zł (3%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2013 roku wyniósł 7.272 mln zł i był nieznacznie niższy (o 15 mln zł) od poziomu z końca grudnia 2012 roku. Zmiana ta wynika głównie z ze zmniejszenia o 95 mln zł stanu rezerw rozwiązywanych na likwidację odwiertów i zwiększenia o 83 mln zł stanu kredytów, pożyczek i papierów dłużnych.

W porównaniu do końca 2012 roku nastąpił spadek zobowiązań krótkoterminowych o 1.426 mln zł (19%) przede wszystkim w rezultacie spadku wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 1.378 mln zł, w tym głównie z tytułu wykupu wyemitowanych obligacji.

W związku z obniżeniem poziomu zadłużenia zewnętrznego Spółki zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 66,8% do 58,2% , natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, obniżył się z poziomu 40,0% do 36,8%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

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

Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie udzielały poręczeń kredytu lub pożyczki oraz nie udzielały gwarancji jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu o łącznej wartości stanowiącej równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych PGNiG S.A.

Możliwości zrealizowania publikowanych prognoz wyników

W I półroczu 2013 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

2. Przewidywana sytuacja finansowa

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

Notowania cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych oraz gazu ziemnego odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej PGNiG S.A. W relacji do I półrocza 2012 roku nastąpił spadek o 2,3% średniokresowych notowań ropy Brent. Utrzymanie się tej tendencji w kolejnych miesiącach korzystnie wpłynie na efektywność działalności regulowanej Spółki.

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 wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych, ożywienie gospodarcze może spowodować wzrost notowań rynkowych cen tego surowca, co dla PGNiG S.A. będzie oznaczało wzrost kosztów pozyskania gazu z importu.

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W I półroczu 2013 roku nastąpiło osłabienie kursu dolara. Ewentualna dalsza deprecjacja dolara spowoduje obniżenie kosztów zakupu gazu wysokometanowego z importu wyrażone w walucie krajowej i pozytywnie oddziaływać będzie na wyniki finansowe Spółki.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poziom wyników finansowych Spółki jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Od 1 stycznia 2013 roku została wprowadzona obniżona taryfa dla gazu wysokometanowego, która nie gwarantuje w 100% pokrycia kosztów jego pozyskania. Termin obowiązywania powyższej taryfy upływa 30 września 2013 roku, dlatego w lipcu 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy na dostarczanie paliw gazowych.

W grudniu 2012 roku Spółka 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 (tzw. „mały trójpak energetyczny”) wprowadza obbligo giełdowe dla sprzedaży gazu w Polsce na poziomie 30% (w 2013 roku) całości gazu wprowadzanego do systemu przesyłowego, a następnie w 2014 roku na poziomie 40%. Niepewność co do terminu wprowadzenia powyższych zapisów, a także ich ostatecznego kształtu utrudnia prognozowanie sytuacji finansowej, nawet w perspektywie kolejnych 6 miesięcy.

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 powoduje wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej i nie znajduje odzwierciedlenia w obowiązującej taryfie.

Na przełomie 2012 i 2013 roku PGNiG S.A. włączyła do eksploatacji złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów. Pozwoliło to na zwiększenie wydobycia ropy naftowej i korzystnie będzie wpływać na wyniki finansowe PGNiG S.A. W I półroczu 2013 roku Spółka zintensyfikowała poszukiwanie konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, jednak jego pierwsze efekty ekonomiczne widoczne będą w perspektywie kilku lat.

W II półroczu 2013 roku PGNiG S.A. 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.

Członkowie Zarządu

Wiceprezes Zarządu Jerzy Kurella

Wiceprezes Zarządu Jacek Murawski

Wiceprezes Zarządu Mirosław Szkałuba
