

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA I PÓŁROCZE 2012 ROKU



Warszawa, 13 sierpnia 2012

Spis treści

Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej	4
1. Struktura	4
2. Zatrudnienie	10
3. Sprzedaż i pozyskanie gazu	10
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd	12
2. Rada Nadzorcza	12
Rozdział III: Akcjonariat	14
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	15
1. Koncesje	15
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	16
3. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa	19
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego	19
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie	22
1. Poszukiwanie	22
1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce	22
1.2. Prace poszukiwawcze za granicą	24
1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż	25
2. Wydobywanie	26
3. Planowane działania	28
4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania	29
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie	32
1. Zakupy	32
2. Sprzedaż	33
3. Magazynowanie	34
4. Planowane działania	35
5. Ryzyka obrotu i magazynowania	36
Rozdział VII: Dystrybucja	38
1. Działalność Spółek Gazownictwa	38
2. Planowane działania	40
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji	41

Rozdział VIII: Wytwarzanie	43
1. Prace segmentu.....	43
2. Planowane działania.....	44
3. Ryzyka wytwarzania	44
Rozdział IX: Pozostała działalność.....	46
1. Prace segmentu.....	46
2. Planowane działania.....	46
3. Ryzyka pozostałej działalności	47
Rozdział X: Ochrona środowiska.....	48
Rozdział XI: Pozostałe informacje.....	49
Rozdział XII: Sytuacja finansowa.....	52
1. Sytuacja finansowa.....	52
2. Przewidywana sytuacja finansowa.....	61

Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej

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

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

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

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

1. Struktura

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 40 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 29 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 11 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2012 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.					
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000,00	1 092 000 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (USD) ¹⁾²⁾	26 724,00	26 724,00	100,00%	100,00%
10	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
11	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
12	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
13	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
14	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
15	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
16	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
17	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	655 199 000,00	655 199 000,00	100,00%	100,00%
18	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
19	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG Energia S.A.	41 000 000,00	41 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Technologie S.A.	166 914 000,00	166 914 000,00	100,00%	100,00%
22	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
23	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
24	PGNiG SPV1 Sp. z o.o.	770 020 000,00	770 020 000,00	100,00%	100,00%
25	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
26	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000,00	9 995 000,00	100,00%	100,00%
27	MLV 27 Sp. z o.o.	5 000,00	5 000,00	100,00%	100,00%
28	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
29	„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 spółek zależnych PGNiG S.A.	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.
1	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
2	Powiśle Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
3	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
4	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000,00	105 000,00	100,00%	100,00%
5	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
6	PGNiG TERMIKA SA	246 300 000,00	246 045 490,00	99,89%	99,89%
7	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%
8	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 550 000,00	85,00%	85,00%
9	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	240 000,00	80,00%	80,00%
10	PT Geofizyka Torun Indonesia LLC (IDR) ¹⁾³⁾	8 773 000 000,00	4 825 150 000,00	55,00%	55,00%
11	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ waluta sprawozdawczości finansowej została zmieniona z EUR na USD

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

W I półroczu 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 11 stycznia 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży akcji, której przedmiotem było nabycie 24.591.544 akcji w kapitale zakładowym Vattenfall Heat Poland S.A.; akcje te stanowiły 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniały do 99,8% w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland S.A.; w I półroczu 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. skupiła od akcjonariuszy mniejszościowych 13,005 akcji PGNiG TERMIKA SA, w związku z czym jej udział w kapitale zakładowym spółki wzrósł do poziomu 99,9%
- 23 stycznia 2012 roku firma spółki Vattenfall Heat Poland S.A. została zmieniona na PGNiG TERMIKA SA
- 24 lutego 2012 roku Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zawarła dwie umowy nabycia łącznie 58 udziałów spółki GAZ Sp. z o.o. z siedzibą w Błoni, w związku z czym jej zaangażowanie w spółce wzrosło do poziomu 240.000 zł, a udział w kapitale zakładowym zwiększył się do 80%
- 6 czerwca 2012 roku PGNiG Sales & Trading GmbH nabyła 500.000 udziałów spółki XOOL GmbH o wartości nominalnej 1 EUR każdy, stanowiących 100% kapitału zakładowego; spółka została zakupiona w celu rozszerzenia działalności handlowej na terenie Niemiec
- 6 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. nabyła 100 udziałów spółki MLV 26 Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki; cena zakupu udziałów wyniosła 7.500 zł; w 2013 roku spółka rozpocznie świadczenie usług kadrowo-płacowych, finansowo-księgowych i informatycznych dla PGNiG TERMIKA SA; 16 czerwca 2012 roku została zarejestrowana w KRS zmiana firmy spółki na PGNiG Serwis Sp. z o.o.
- 8 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. nabyła 100 udziałów spółki MLV 27 Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki; cena zakupu udziałów wyniosła 7.500 zł; firma spółki została zmieniona na PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.; do dnia sporządzenia sprawozdania zmiana firmy spółki nie została zarejestrowana w KRS.

W I półroczu 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany kapitału zakładowego spółek:

- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. o kwotę 770.000.000 zł do poziomu 770.020.000 zł poprzez utworzenie 15.400.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 25 stycznia 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 1.553.000 zł do poziomu 655.199.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania nieruchomości gruntowej w Toruniu wraz z prawem własności postawionych na niej budynków i budowli; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 7 marca 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Energia S.A. o kwotę 11.000.000 zł do poziomu 41.000.000 zł poprzez emisję nowych 110.000 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda; wszystkie akcje nowej emisji zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 22 marca 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Serwis Sp. z o.o. do kwoty 9.995.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 29 czerwca 2012 roku.

Ponadto w I półroczu 2012 roku zarejestrowano przekształcenie następujących spółek w spółki akcyjne:

- 2 stycznia 2012 roku – PNiG Jasło Sp. z o.o.
- 1 czerwca 2012 roku – PNiG Kraków Sp. z o.o.
- 1 czerwca 2012 roku – PGNiG Technologie Sp. z o.o.
- 14 czerwca 2012 roku – PNiG NAFTA Sp. z o.o.

Zmiany po zakończeniu I półrocza 2012 roku

2 lipca 2012 roku zostało zarejestrowane przekształcenie spółek GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. i GEOVITA Sp. z o.o. w spółki akcyjne.

3 lipca 2012 roku zawiązana została spółka pod firmą PGNiG Poszukiwania S.A. w organizacji. Spółka została powołana w celu przeprowadzenia konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych PGNiG S.A. Kapitał zakładowy spółki wynosi 10.000.000 zł i dzieli się na 10.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Wszystkie akcje spółki zostały objęte przez jednego akcjonariusza PGNiG S.A. Rejestracja spółki w KRS miała miejsce 27 lipca 2012 roku.

Zmiany w strukturze segmentowej Spółki i GK PGNiG

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

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

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

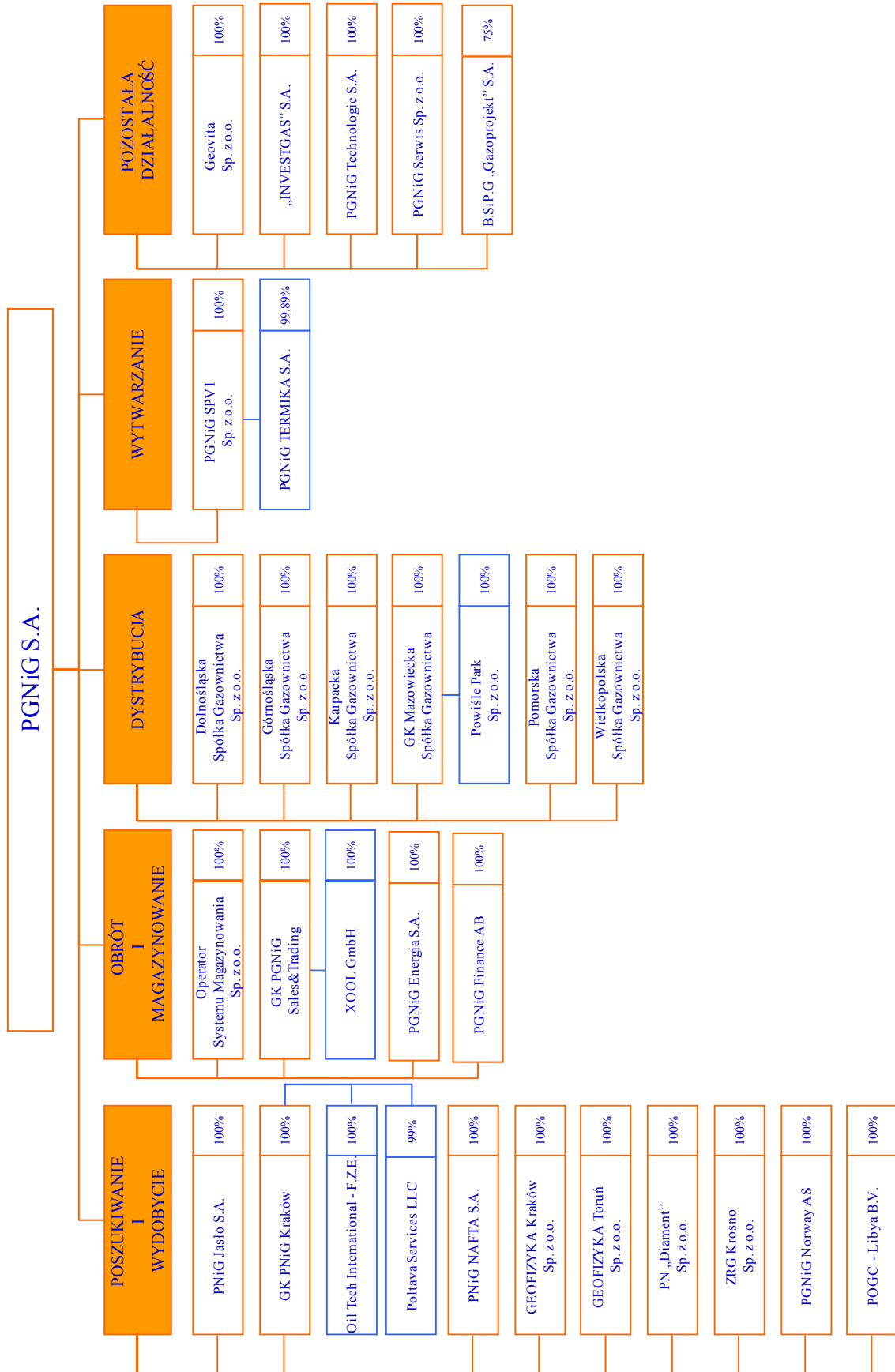
Spółka „INVESTGAS” S.A. została przesunięta z segmentu obrót i magazynowanie do segmentu pozostała działalność. Spółka specjalizuje się w kompleksowej realizacji usług projektowych,

budowlano-montażowych i nadzoru budowlanego z zakresu budowy magazynów gazu i rurociągów, a także usług związanych z eksploatacją magazynów gazu.

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

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 2012 roku.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



2. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2012 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższej tabeli. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	30 czerwca 2012
Centrala PGNiG S.A.	754
Poszukiwanie i wydobywanie	10 641
Obrót i magazynowanie	3 863
Dystrybucja	13 642
Wytwarzanie	1 068
Pozostała działalność	2 299
Razem	32 267

3. Sprzedaż i pozyskanie gazu

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 14,8 mld zł, z czego 83% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży (w mln zł)

	I półrocze 2012
Gaz ziemny, w tym:	12 273,4
- gaz ziemny wysokometanowy	11 557,9
- gaz ziemny zaazotowany	715,5
Ropa naftowa	589,7
Kondensat	3,8
Hel	66,5
Mieszanina propan-butan	30,6
Energia elektryczna	444,9
Ciepło	527,5
Świadczenia pochodzenia energii	132,1
Usługi magazynowania gazu	18,8
Usługi geofizyczno-geologiczne	161,7
Usługi wiertnicze i serwisowe	260,3
Produkcja budowlano-montażowa	50,6
Pozostała sprzedaż	204,5
Razem	14 764,4

W I półroczu 2012 roku GK PGNiG sprzedała 7,9 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z krajowego systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2012
Obrót i magazynowanie	7 533,6
Poszukiwanie i wydobywanie	365,4
Razem	7 899,0

W I półroczu 2012 roku GK PGNiG pozyskała 8,0 mld m³ gazu ziemnego, z czego 72% stanowił gaz z importu, głównie z kierunku wschodniego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 27% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu (w mln m³)

	I półrocze 2012
Import	5 761,5
Wydobywanie krajowe	2 163,5
Dostawcy krajowi	69,2
Razem	7 994,2

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

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

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

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

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

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2012 roku przedstawiał się następująco:

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

2. Rada Nadzorcza

W skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2012 roku wchodziło siedem osób:

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

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

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

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

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

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2012 roku przedstawiał się następująco:

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

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 30 czerwca 2012 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. 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 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2012	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2012	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2012
Skarb Państwa	4 271 911 724	72,40%	4 271 911 724	72,40%
Pozostali	1 628 088 276	27,60%	1 628 088 276	27,60%
Razem	5 900 000 000	100,00 %	5 900 000 000	100,00 %

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku uprawnionym pracownikom lub ich spadkobiercom przekazano 728.088.275 akcji PGNiG S.A., co stanowi 97,1% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia przez uprawnionych.

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

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 30 czerwca 2012 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji w zł
Mirosław 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 2012 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

- 1 koncesję na obrót paliwami gazowymi
- 1 koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej
- 1 koncesję na obrót energią elektryczną.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE, na wniosek PGNiG S.A., dokonał zmiany koncesji na magazynowanie paliw gazowych w zakresie określenia przedmiotu działalności jako „magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych”. Ponadto Prezes URE zatwierdził zmiany w wielkościach pojemności magazynowych czynnych w PMG Strachocina, PMG Wierzchowice i KPMG Mogilno ze względu na ich rozbudowę oraz w PMG Husów ze względu na techniczne uwarunkowania prowadzenia działalności.

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

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

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

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

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

15 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliwa gazowego nr 5/2012). Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

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

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5779	2,7648	7,3%
W-2	2,0167	2,2036	9,3%
W-3	1,8340	2,0209	10,2%
W-4	1,7036	1,8905	11,0%
W-5 - W-7C	1,5629	1,7507	12,0%
W-8A - W-10C	1,3185	1,5063	14,2%

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

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

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5468	2,7337	7,3%
W-2	2,0803	2,2672	9,0%
W-3	1,8014	1,9883	10,4%
W-4	1,7314	1,9183	10,8%
W-5 - W-7C	1,5854	1,7732	11,8%
W-8A - W-11C	1,3243	1,5121	14,2%

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,4284	2,6153	7,7%
W-2	1,9928	2,1797	9,4%
W-3	1,7450	1,9319	10,7%
W-4	1,6960	1,8829	11,0%
W-5 - W-7C	1,5918	1,7796	11,8%
W-8A - W-10C	1,2933	1,4811	14,5%

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,8082	2,9951	6,7%
W-2	1,9019	2,0888	9,8%
W-3	1,7044	1,8913	11,0%
W-4	1,6918	1,8787	11,0%
W-5 - W-7C	1,5658	1,7536	12,0%
W-8A - W-10C	1,2341	1,4219	15,2%

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,6499	2,8368	7,1%
W-2	2,0396	2,2265	9,2%
W-3	1,8144	2,0013	10,3%
W-4	1,7530	1,9399	10,7%
W-5 - W-7C	1,6114	1,7992	11,7%
W-8A - W-10C	1,3075	1,4953	14,4%

Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,6742	2,8611	7,0%
W-2	1,9479	2,1348	9,6%
W-3	1,8085	1,9954	10,3%
W-4	1,7181	1,9050	10,9%
W-5 - W-7C	1,5291	1,7169	12,3%
W-8A - W-10C	1,2698	1,4576	14,8%

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,8642	2,0115	7,9%
S-2	1,4032	1,5505	10,5%
S-3	1,2723	1,4196	11,6%
S-4	1,1974	1,3447	12,3%
S-5 - S-7B	1,1246	1,2699	12,9%
S-8 - S-10	-	-	

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

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

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,1818	1,3700	15,9%
Lw-1 - Lw-2	0,9130	1,0583	15,9%
Ls-1 - Ls-2	0,7564	0,8827	16,7%

13 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2012), która w rozliczeniach z odbiorcami miałaby obowiązywać od 1 kwietnia 2012 roku do 31 marca 2013 roku. Przedłożona do zatwierdzenia taryfa uwzględniała zmianę stawek opłat za usługi magazynowania związaną z planowanym udostępnieniem nowych pojemności magazynowych w PMG Strachocina (180 mln m³) oraz KPMG Mogilno (34 mln m³). 13 kwietnia 2012 roku Prezes URE zatwierdził przedłożoną przez Spółkę taryfę na okres obowiązywania do dnia 31 marca 2013 roku.

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

3. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa

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

Decyzją z dnia 9 stycznia 2012 roku Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Zmiana polega na wprowadzeniu w miejsce dotychczasowej grupy W-9, dwóch grup: W-9A i W-9B.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Zmiana polega na jej rozszerzeniu o taryfę w zakresie usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ustawa Prawo energetyczne

W I półroczu 2012 roku trwały prace nad pakietem projektu trzech ustaw regulujących sektor energetyczny, tzn. Prawem gazowym, Prawem energetycznym oraz Prawem o odnawialnych źródłach energii. Ponadto trwają prace nad nowelizacją rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe).

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko, wynikające przede wszystkim z niepewności co do ostatecznego zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótkiego

terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A. oraz perspektywy jej rozwoju.

Ustawa o efektywności energetycznej

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

Kalkulacja taryf

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

W 2012 roku Prezes URE ponownie jednostronnie wydłużył okres obowiązywania taryfy (podobnie jak w poprzednich postępowaniach taryfowych). Zdaniem Spółki, takie działanie Prezesa URE stwarza ryzyko skalkulowania taryfy poniżej kosztów, gdyż nie będą w niej uwzględnione koszty dostawy paliwa gazowego do odbiorcy w okresie, o który Prezes URE przedłuży obowiązywanie taryfy. W konsekwencji, w kolejnych postępowaniach o zatwierdzenie taryfy należy oczekiwać, że czynnik ten może być uwzględniany w kalkulacji taryf. Jednocześnie Prezes URE wydłuża postępowania w sprawie zatwierdzania taryf, co powoduje, że wchodzi one w życie w późniejszych terminach niż wnioskowane przez PGNiG S.A. Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012 została zatwierdzona dopiero 16 marca 2012 roku, pomimo że Spółka złożyła wniosek o jej zatwierdzenie 25 października 2011 roku.

Zapotrzebowanie na gaz

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat bazuje na planowanych wielkościach, w związku z czym przychody obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania przez odbiorców zapotrzebowania, przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wysokość kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe.

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

W I półroczu 2012 roku GK PGNiG zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż węglowodorów na terenie kraju oraz za granicą, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na własnych obszarach koncesyjnych GK PGNiG zrealizowała 10.237 m wierceń poszukiwawczo-rozpoznawczych, z czego w kraju 9.977 m, a w Danii 260 m. W ramach prac poszukiwawczych wykonano również 1.059 km sejsmiki 2D w kraju i 1.793 km w Egipcie oraz sejsmikę 3D na powierzchni 34 km² w kraju. Ponadto GK PGNiG współpracowała z firmami zewnętrznymi na koncesjach należących do tych podmiotów w Polsce i na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W I półroczu 2012 roku GK PGNiG świadczyła usługi w zakresie poszukiwania węglowodorów, surowców stałych i wód geotermalnych. W poszukiwaniu węglowodorów dla odbiorców spoza GK PGNiG wykonano 50.268 m wierceń oraz 3.388 km sejsmiki 2D i 2.081 km² sejsmiki 3D, a także usługi w zakresie specjalistycznych serwisów obejmujące m.in. remonty, rekonstrukcje, likwidacje odwiertów i zabiegi intensyfikacyjne.

1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

Prace wiertnicze w kraju prowadzone były w pięciu otworach: dwóch poszukiwawczych, dwóch badawczych i jednym po rekonstrukcji. Próby złożowe wykonano w I półroczu 2012 roku w trzech odwiertach, w tym w dwóch odwierconych w 2011 roku. Próby potwierdziły obecność gazu w dwóch otworach – jednym poszukiwawczym i jednym rozpoznawczym. W trzecim z odwiertów nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i otwór został zlikwidowany.

Jednym z odwiertów pozytywnych był wykonany na Przedgórzu Karpat w 2011 roku głęboki otwór badawczy Kramarzędka-1 (3.357 m). W odwiercie tym uzyskano przyływ gazu ziemnego. Zakończono wiercenie głębokiego otworu Dukla-1 w Karpatach. Na Lubelszczyźnie rozpoczęto wiercenie otworu Lubycza Królewska-1 (shale gas), otwierając nowy obszar poszukiwania gazu łupkowego.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 30 czerwca 2012 roku wynosił:

- 91,6 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy
- 21,0 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i Aurelian Oil & Gas PLC.

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

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

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

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

- „Ostrowiec” (bloki 163 i 164) z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Kutno” z FX Energy Poland Sp. z o.o.

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

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

W I półroczu 2012 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”.

Na obszarze „Poznań” w I półroczu 2012 roku kontynuowano eksploatację złóż gazu ziemnego Środa Wielkopolska, Kromolice i Kromolice S. Kontynuowano również zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Winna Góra oraz rozpoczęto zagospodarowanie złoża Lisewo. W otworze poszukiwawczym Pławce-2 (tight gas) prowadzono przygotowania do zabiegów intensyfikacyjnych. W rejonie Żerków-Pleszew zakończono processing II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D i rozpoczęto jego interpretację. Ponadto rozpoczęto wiercenie otworu Komorze-3k o głębokości 4.075 m. Wiercenie zakończono w lipcu 2012 roku; w II półroczu 2012 roku wykonane zostaną próby złożowe.

Na obszarze „Bieszczady” zakończono prace polowe 2D w rejonie Jaśliska-Baligród. W rejonie Hoczew-Lutowiska zakończono polowe prace grawimetryczne oraz interpretację wyników pomiarów. Ponadto udziałowcy dokonywali uzgodnień w zakresie wyboru optymalnego sposobu opróbowania głębokiego otworu Niebieszczany-1.

Na obszarze „Sieraków” w I półroczu 2012 roku, po weryfikacji zakresu prac poszukiwawczych, wyznaczono w terenie lokalizację otworu Sieraków-3. Otwór ten będzie wiercony, w miejsce planowanego otworu Sieraków-2, w II półroczu 2012 roku.

W I półroczu 2012 roku na obszarze „Warszawa-Południe” wykonano 235 km sejsmiki 2D. Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” kontynuowano wiercenie głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2.

Na obszarze „Karpaty Zachodnie” w I półroczu 2012 roku wykonano analizę perspektywiczności obszaru pod przyszłe prace wiertnicze oraz rozpoczęto realizację polowych prac sejsmicznych 2D w rejonie Bestwina. Na obszarze „Karpaty Wschodnie” wykonano przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego 2D w rejonie Jordanów oraz rozpoczęto jego interpretację.

4 lipca 2012 roku PGNiG S.A. podpisała umowę ramową w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo z czterema innymi polskimi spółkami: Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. Zgodnie z umową wspólne prace będą prowadzone m.in. w rejonie Kochanowa, Częstkowa i Tępcza, na części należącej do PGNiG S.A. koncesji Wejherowo, na której wstępne badania potwierdziły występowanie niekonwencjonalnych złóż gazu. Współpraca spółek na koncesji Wejherowo obejmie obszar o powierzchni ok. 160 km². Szacowane nakłady na projekt Kochanowo-Częstkowo-Tępcz (KCT) wyniosą maksymalnie 1,7 mld zł. Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem będzie PGNiG S.A.

1.2. Prace poszukiwawcze za granicą

Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie GK PGNiG prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W I półroczu 2012 roku zakończono rekonstrukcję otworu Hallel-1 i wiercenie z niego otworu poziomego Hallel-X1, w którym uzyskano przypływ gazu. Ponadto dodatkowa interpretacja danych sejsmiki 3D potwierdziła obecność potencjalnych obiektów złożowych na północy koncesji. 6 lipca 2012 roku pakistański organ koncesyjny (Directorate General of Petroleum Concessions) zakwalifikował złożę Rehman jako niekonwencjonalne (tight gas). Uprawnia to udziałowców do zwiększenia ceny gazu o 50% w stosunku do ceny gazu ze złóż konwencjonalnych. W II połowie 2012 roku planowane jest rozpoczęcie budowy instalacji niezbędnej do przeprowadzenia wspólnego testu produkcyjnego dla otworów Rehman-1 i Hallel-x1.

Dania

Od podpisania umowy cesji udziałów w 2007 roku GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsøfonden – 20%. Na początku 2012 roku zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Felsted-1. Ze względu na brak przemysłowego przypływu węglowodorów odwiert został zlikwidowany, jednak zabieg likwidacji okazał się nieskuteczny. W związku z koniecznością ponownej likwidacji odwiertu PGNiG S.A. uzyskała zgodę Duńskiej Agencji Energii (DEA) na przedłużenie koncesji. Spółka planuje opuścić koncesję przed końcem 2012 roku.

Egipt

W Egipcie GK PGNiG 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 2012 roku zakończono połowe prace sejsmiczne 2D i rozpoczęto przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego. Na koncesji Bahariya do końca I półrocza wykonano 2.300 km sejsmiki 2D. Na II półroczu 2012 roku planowane są zakończenie przetwarzania zdjęcia 2D, jego interpretacja oraz rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego.

Norwegia

PGNiG Norway AS, spółka GK PGNiG, posiada udziały w dwunastu koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowane na Morzu Norweskim. Wspólnie z partnerami spółka prowadzi projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%. Spółka posiada prekwalfikację norweskich władz do pełnienia roli operatora.

W I półroczu 2012 roku prowadzono prace wykończeniowe oraz odbiory techniczne na zakotwiczonej na Morzu Norweskim pływającej jednostce wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO). Platforma została od podstaw zbudowana w Korei Południowej i jest największą na świecie jednostką FPSO, operującą w trudnych warunkach pogodowych. Długość jej kadłuba wynosi 292 metry, a szerokość 51 metrów. Ładowność FPSO wynosi 140 tys. m³ (880 tys. baryłek), natomiast przewidywaną ładowność tankowców wahadłowych obsługujących złożę Skarv określa się na ok. 135 tys. m³ (850 tys. baryłek).

W I półroczu 2012 roku zakończono instalowanie wszystkich 13 przewodów produkcyjnych do platformy FPSO. Z uwagi na opóźnienie instalacji przewodów produkcyjnych wynikające z trudnych warunków pogodowych rozpoczęcie wydobywania surowców uległo przesunięciu na IV kwartał 2012 roku. Ponadto w I półroczu 2012 roku spółka prowadziła prace poszukiwawcze na koncesjach PL350, PL212E i PL558. Rezultatem prac na koncesji PL212E było odkrycie złoża Snadd Outer.

W wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej w I półroczu 2012 roku PGNiG Norway AS objęła:

- 50% udziałów i operatorstwo w koncesji PL648S
- 20% udziałów w koncesji PL646; operatorem na tej koncesji jest Wintershall Norge AS (40% udziałów)
- 30% udziałów w koncesji PL350B; operatorem na tej koncesji jest E.ON Ruhrgas Norge AS (40% udziałów).

Libia

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V., spółka GK PGNiG, prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii. W I półroczu 2012 roku Spółka podjęła przygotowania do przywrócenia realizacji umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement), zawieszanej w 2011 roku z powodu wojny domowej w Libii. Wznowiono pracę oddziału w Trypolisie oraz rozpoczęto wdrażanie procedur bezpieczeństwa.

Spółka podjęła starania o formalne zniesienie stanu siły wyższej, które jest warunkiem przedłużenia okresu poszukiwawczego w ramach umowy EPSA. Zgody uzyskane przed wojną na wiercenie dwóch otworów (w tym jednego warunkowo) wygasły. Spółka zgłosiła wnioski w sprawie wznowienia wydanych przed wojną zgód oraz uzyskania zgód na pozostałe dwa odwierty. Zgody formalnie mogą być wydane po zniesieniu stanu siły wyższej. W II półroczu 2012 roku, po wznowieniu umowy EPSA, spółka planuje wykonanie jednego otworu poszukiwawczego i rozpoczęcie drugiego, jak również zamierza przystąpić do akwizycji danych sejsmicznych drugiej fazy zdjęcia 3D. W przypadku uzyskania pozytywnych wyników wierzeń planowane jest rozpoczęcie prac rozpoznawczych.

1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W I półroczu 2012 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie prowadziły wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych i eksploatacyjnych. Prace wiertnicze prowadzono w poszukiwaniu węglowodorów ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, jak również innych surowców. Wiercenia realizowane były głównie dla odbiorców zewnętrznych. Na rynku krajowym wiercenia dla kontrahentów spoza PGNiG S.A. wykonywane były m.in. dla firm poszukujących niekonwencjonalnych złóż gazu: Talisman Energy Polska Sp. z o.o. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. (poszukiwanie shale gas). Odwierty w poszukiwaniu konwencjonalnych złóż węglowodorów realizowano dla FX Energy Poland Sp. z o.o. i Energia Torzym Sp. z o.o. Inne wiercenia wykonywane przez spółki GK PGNiG to otwory dla KGHM Polska Miedź S.A. na obszarze koncesyjnym złóż rud miedzi, dla NWR Karbonia Sp. z o.o. w poszukiwaniu węgla, dla Dart Energy w poszukiwaniu metanu z pokładów węgla, otwór geotermalny dla Termo-Glob Sp. z o.o. i otwory odwadniające dla KWB Bełchatów. Za granicą wiercenia prowadzone były głównie w Azji (Kazachstan, Indie, Pakistan), Europie (Niemcy, Austria, Ukraina, Czechy, Dania, Litwa, Hiszpania) oraz Afryce (Uganda, Egipt, Libia).

Spółki świadczyły również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego, m.in. zabiegi intensyfikacji wydobywania, usługi płuczkowe, cementacyjne oraz wykonywały remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów. W kraju głównym odbiorcą usług serwisowych była GK PGNiG. Dla inwestorów spoza GK PGNiG wykonywano m.in. prace serwisu datawell dla FX Energy Poland Sp. z o.o., testy produkcyjne, opróbowanie odwiertów, zbrojenie pakerowe i zbrojenie w linery

(profilaktyka przeciwerupcyjna) dla Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. k. i Exxonmobil Usługi Sp. z o.o., serwis pakerowy dla Hydro Nafta Sp. z o.o., prace cementacyjne i intensyfikacyjne, prace w zakresie płuczek wiertniczych dla Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. k. i KGHM Polska Miedź S.A. oraz prace przy użyciu coiled tubing i urządzenia azotowego dla Energia Zachód Sp. z o.o. Za granicą spółki wykonywały głównie zabiegi intensyfikacyjne, likwidacje odwiertów i rekonstrukcje w Czechach, prace serwisu cementacyjnego w Hiszpanii, serwisu datawell na Ukrainie oraz prace rekonstrukcyjne w Pakistanie, na Ukrainie i w Ugandzie.

W I półroczu 2012 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobycie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu sejsmiki polowej, projektowania i akwizycji oraz przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, jak również wykonywały pomiary geofizyczne i prace geologiczno-wiertnicze. Na rynku krajowym spółki wykonywały prace głównie dla PGNiG S.A.: sejsmikę 2D i 3D. Ponadto dla spółek GK PGNiG wykonywano prace z zakresu geofizyki wiertniczej. Dla podmiotów zewnętrznych w kraju spółki wykonywały głównie sejsmikę polową 2D dla FX Energy Poland Sp. z o.o. i BNK Polska Sp. z o.o. Na rynkach zagranicznych prowadzono sejsmiczne prace polowe dla kontrahentów zewnętrznych: akwizycję danych 2D w Egipcie, 3D – w Austrii i w Niemczech oraz 2D i 3D – w Indiach.

2. Wydobycie

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. wydobyla 2,2 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) oraz 217,1 tys. ton ropy naftowej. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w I półroczu 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

		Jednostka	I półrocze 2012
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	2 163,5
a	wysokometanowy, w tym	mln m ³	807,9
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	807,9
b	zaazotowany, w tym	mln m ³ *	1 355,6
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	1 317,2
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	38,4
2	Ropa naftowa	tys. ton	217,1
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	193,5
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	23,6

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Na terenie działania Oddziału w Sanoku włączono do eksploatacji złoża Ryłowa i Rajsco oraz podłączono nowy odwiert na już eksploatowanym złożu Zagorzyce. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego z podłączonych odwiertów wynosi około 7,5 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze nie było nowych podłączeń.

W celu przywrócenia sprawności technicznej odwiertów eksploatacyjnych w I półroczu 2012 roku przeprowadzono remonty 8 odwiertów. Ponadto wykonano 38 obróbek odwiertów (w tym zabiegów intensyfikacyjnych), których celem było utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnym urządzeń wydobywczych.

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

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2012
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	365,4
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	35,6
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	329,8
2 Ropa naftowa	tys. t.	221,5
3 Kondensat	tys. t.	1,4
4 Hel	mln m ³	1,7
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	10,2
6 Azot	tys. kg	227,4
7 Siarka	tys. t.	11,8

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała sprzedaż ropy naftowej do Rafinerii Trzebinia S.A. i TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A. w ramach umów zawartych w 2009 roku oraz do Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. w ramach dziesięcioletniego kontraktu z 2007 roku.

GK PGNiG sprzedała poza granice kraju 43% wolumenu ropy naftowej oraz 71% helu. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do niemieckiej rafinerii, natomiast większość wolumenu helu sprzedano w formie ciekłej zagranicznym odbiorcom hurtowym działającym na terenie Unii Europejskiej.

Podziemne magazyny gazu segmentu poszukiwanie i wydobywanie

W I półroczu 2012 roku segment poszukiwanie i wydobywanie na potrzeby wydobywania 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. Podstawowym zadaniem podziemnych magazynów gazu jest zapewnienie możliwości zagospodarowania wydobywanego gazu w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na gaz. Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie na dzień 30 czerwca 2012 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie w mln m³

	30 czerwca 2012
PMG Daszewo (Ls)	30,0
PMG Bonikowo (Lw)	200,0
Razem	230,0

3. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W II półroczu 2012 roku GK PGNiG planuje prowadzenie prac poszukiwawczych geofizycznych i wiertniczych obejmujących obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niżu Polskiego. Działania te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami zagranicznymi. Przewiduje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania, w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż shale oil/gas i tight gas. Na Pomorzu Spółka planuje wiercenie otworu Lubocino-2h w ramach rozwiercania struktury Lubocino. Na Lubelszczyźnie planowana jest kontynuacja wiercenia otworu Lubycza Królewska-1. W Karpatach w otworze Dukla-1 zostaną przeprowadzone próby złożowe. W otworze Piaski-3 na Pomorzu planowane jest przeprowadzenie szczelinowania. Ponadto planowane jest wiercenie nowych otworów: Opalino-2 i Kochanowo-1.

Prace poszukiwawcze za granicą

GK PGNiG w II połowie 2012 roku zamierza kontynuować prace prowadzone w Pakistanie i Egipcie. Z Danii GK PGNiG zamierza wycofać się do końca 2012 roku. W Libii planowane jest wznowienie umowy EPSA. W Norwegii GK PGNiG planuje rozpoczęcie wydobywania ze złoża Skarv, a ponadto prowadzenie prac poszukiwawczych na innych koncesjach.

Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W II połowie 2012 roku GK PGNiG będzie świadczyła usługi w zakresie prac wiertniczych na Litwie, Ukrainie, w Gruzji, Kazachstanie, Pakistanie i Etiopii. W kraju planowane są wiercenia dla podmiotów GK PGNiG, jak również dla odbiorców zewnętrznych: Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. (shale gas), Talisman Energy Polska Sp. z o.o. (shale gas), Dart Energy, KWB Bełchatów, FX Energy, i Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. k.

Rekonstrukcje, intensyfikacje, pomiary parametrów złożowych, prace cementacyjne i likwidacje odwiertów planowane są dla PGNiG S.A. w kraju oraz w Danii, a dla kontrahentów zagranicznych w Ugandzie, Czechach, Hiszpanii i Rumunii. Natomiast usługi geofizyczne będą realizowane dla odbiorców w Austrii, Niemczech i na Węgrzech oraz w Pakistanie, Indiach i Egipcie, a w kraju dla spółek GK PGNiG oraz dla odbiorców zewnętrznych: Wisent Oil & Gas Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o. i Sierra Bravo Sp. z o.o.

Wydobycie gazu ziemnego

W 2012 roku w kraju GK PGNiG planuje wydobyć na poziomie 4,4 mld m³ gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³. W kraju w II półroczu 2012 roku, po zakończeniu rozbudowy węzła Kościan i oddaniu do eksploatacji wybudowanego gazociągu Kościan-Szczyglice, możliwa będzie sprzedaż do odbiorców bezpośrednich i systemu dystrybucyjnego dodatkowych ilości gazu Lw. Ponadto przewiduje się nowe podłączenia złóż i odwiertów o łącznej zdolności wydobywczej ok. 19 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Na obszarze działania Oddziału w Sanoku zostaną podłączone do eksploatacji złoża: Góra Ropczycka, Wola Rokietnicka i Lubliniec oraz odwierty na złożach już eksploatowanych: Rudka, Pruchnik, Mirocin i Cierpisz. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planowane jest podłączenie dwóch odwiertów na złożach eksploatowanych: Bogdaj-Uciechów i Jarocin oraz, we współpracy ze spółką FX Energy Poland Sp. z o.o., podłączenie odwiertu na złożu Winna Góra.

W II półroczu 2012 roku GK PGNiG rozpocznie wydobywanie ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W związku z przesunięciem na IV kwartał 2012 roku terminu uruchomienia wydobywania ze złoża Skarv, spowodowanego opóźnieniem instalacji przewodów produkcyjnych

wynikającym ze złych warunków pogodowych, prognoza wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w Norwegii, a tym samym prognoza wydobycia dla GK PGNiG, zostanie określona po otrzymaniu przez PGNiG S.A. danych od operatora złoża Skarv.

Wydobycie ropy naftowej

W 2012 roku, po podłączeniu w II półroczu 2012 roku kolejnych trzech odwiertów na złożu BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo), GK PGNiG planuje uzyskać wydobycie krajowe ropy naftowej na poziomie ok. 480 tys. ton. Prognoza wydobycia ropy naftowej ze złoża Skarv zostanie określona po otrzymaniu przez PGNiG S.A. danych od operatora złoża.

4. Ryzyka poszukiwania i wydobycia

Odkrycia i szacowanie zasobów

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

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

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

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

Konkurencja

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów

i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Opóźnienia prac

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

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

- brakiem lub zmianą uchwalonych Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego 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 PGNiG S.A. w celu obniżenia kosztów prac wiertniczych przy wyborze wykonawców stosuje się system Daily Rate.

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

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

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

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

1. Zakupy

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów 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 poprzez wykorzystanie reverse flow z PGNiG Sales & Trading GmbH
- Umowy Indywidualnej sprzedaży gazu ziemnego z dnia 13 maja 2011 roku z Vitol SA, obowiązującej do 1 października 2014 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku.

Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego wprowadzonego do krajowego systemu gazowego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2012	%
Import w tym:	5 761,5	98,8%
- OOO "Gazprom eksport"	4 570,1	79,3%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	1 191,4	20,7%
Dostawcy krajowi	69,2	1,2%
Razem	5 830,7	100,0%

Nowe umowy

W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu ziemnego PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. umowę o świadczenie usługi wirtualnego rewर्सu (usługa przesyłania zwrotnego) na gazociągu jamalskim w okresie od 1 stycznia 2012 roku do 31 grudnia 2015 roku.

W I półroczu 2012 roku PGNiG Sales & Trading GmbH podpisała, na niemieckiej giełdzie energii (EXX) oraz na wirtualnych platformach handlowych Gaspool i NetConnet Germany, krótkoterminowe kontrakty na dostawy gazu ziemnego. W omawianym okresie spółka zapewniła, poprzez wykorzystanie usługi przesyłania zwrotnego, dostawy gazu dla PGNiG S.A. w ilości ok. 510 mln m³.

19 marca 2012 roku PGNiG S.A., w ramach uprawnień wynikających z postanowień Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku, wystąpiła do VNG-Verbundnetz Gas AG z wnioskiem o obniżenie ceny gazu ziemnego. 29 marca 2012 roku VNG-Verbundnetz Gas AG przesłała do PGNiG S.A. wniosek o zmianę ceny gazu ziemnego w kierunku jej podwyższenia. Do dnia sporządzenia sprawozdania proces renegocjacji ceny gazu ziemnego nie został zakończony.

2. Sprzedaż

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 33,4 tys. nowych odbiorców.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. W I półroczu 2012 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do I półrocza 2011 roku wzrosła o ok. 4%. Największy wzrost sprzedaży gazu nastąpił wśród odbiorców przemysłowych, w tym głównie z grupy przemysł rafineryjny i petrochemiczny. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie GK PGNiG w I półroczu 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2012
Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	7 533,6
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	7 259,2
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	274,4
Propan-butan	tys. t.	0,6

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy przemysłowi (głównie z grupy przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny, hutnictwo) oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. W porównaniu do I półrocza 2011 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców wzrósł o 4,5%. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. W relacji do I półrocza 2011 roku sprzedaż gazu do tej grupy odbiorców wzrosła o 4,6%. 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 2012	%
Odbiorcy przemysłowi	4 275,2	56,7%
Handel, usługi	925,1	12,3%
Odbiorcy domowi	2 213,4	29,4%
Odbiorcy hurtowi	119,9	1,6%
Razem	7 533,6	100,0%

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

Ponadto w I półroczu 2012 roku GK PGNiG prowadziła handel energią elektryczną i uprawnieniami do emisji CO₂ na Europejskiej Giełdzie Energii w Lipsku (EEX – European Energy Exchange). Grupa Kapitałowa rozpoczęła również działalność operacyjną w zakresie:

- handlu energią elektryczną i uprawnieniami do emisji CO₂ na Towarowej Giełdzie Energii
- handlu gazem na Europejskiej Giełdzie Energii w Lipsku (EEX– European Energy Exchange) oraz na wirtualnych platformach handlowych Gaspool i NetConnet Germany
- sprzedaży gazu odbiorcom końcowym na terenie Niemiec.

3. Magazynowanie

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

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

Ponadto PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno wykorzystywane są 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.

11 maja 2012 roku PGNiG S.A. i Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. podpisały Umowę o wyłączne dysponowanie instalacjami magazynowymi oraz o powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania. Obowiązek zawarcia umowy wynikał z ustawy Prawo energetyczne i stanowił warunek wydania decyzji operatorskiej dla OSM Sp. z o.o.

Do 31 maja 2012 roku funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM) pełniła PGNiG S.A. Decyzją z dnia 22 maja 2012 roku Prezes URE, na wniosek PGNiG S.A., wyznaczył spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Operatorem Systemu Magazynowania na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku. Ponadto Prezes URE w dniu 16 maja 2012 roku udzielił OSM Sp. z o.o. koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku.

W celu zapewnienia przestrzegania zasady równoprawnego traktowania zleceniodawców usług magazynowania, usługi magazynowania świadczone są w oparciu o „Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych” oraz Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego. Aktualny „Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych” oraz Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dostępne są na stronie internetowej Operatora Systemu Magazynowania.

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. zakończyła rozbudowę PMG Strachocina. Pojemność czynna magazynu zwiększyła się z 150 mln m³ do 330 mln m³. Ponadto spółka oddała do eksploatacji jedną z kawern KPMG Mogilno, co spowodowało zwiększenie pojemności czynnej magazynu do 411,9

mln m³. W związku z powyższym 1 maja 2012 roku PGNiG S.A. udostępniła na zasadach TPA dodatkowe 214 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych.

Na dzień 30 czerwca 2012 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 1.642,5 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 1.621,0 mln m³ na zasadach umowy długoterminowej, a 21,5 mln m³ na zasadach umowy krótkoterminowej. Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 30 czerwca 2012 roku przedstawia poniższa tabela.

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)	Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)
PMG Brzeźnica	65,0	65,0
PMG Husów	350,0	350,0
KPMG Mogilno	411,9	407,5
PMG Strachocina	330,0	330,0
PMG Swarzów	90,0	90,0
PMG Wierzchowice	575,0	400,0
Razem	1 821,9	1 642,5

1 lipca 2012 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA 173,5 mln m³ pojemności czynnej instalacji magazynowej PMG Wierzchowice w ramach usług magazynowych długoterminowych, a kolejne 1,5 mln m³ udostępniła 1 sierpnia 2012 roku.

4. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W II półroczu 2012 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z importu w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi. Ponadto w celu optymalizacji kosztów pozyskania paliwa gazowego Spółka, za pośrednictwem spółki PGNiG Sales & Trading GmbH, będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim w ramach umów krótkoterminowych. Gaz dostarczany będzie z wykorzystaniem usługi przesyłania zwrotnego na gazociągu jamalskim.

Sprzedaż energii elektrycznej

GK PGNiG planuje rozpoczęcie działalności operacyjnej w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym na terenie Niemiec. Rozpoczęcie sprzedaży planowane jest w IV kwartale 2012 roku w ramach programu dual fuel tj. łączonej sprzedaży gazu i energii elektrycznej.

Magazynowanie

W II półroczu 2012 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno oraz PMG Wierzchowice. W IV kwartale 2012 roku planowane jest przekazanie do eksploatacji PMG Wierzchowice, natomiast pierwsze zatłaczanie gazu do magazynu oraz odbiór gazu z magazynu odbędzie się w sezonie 2013/2014. W dniu 21 maja 2012 roku podjęto decyzję o rozbudowie KPMG

Mogilno poprzez budowę 5 nowych kawern. Ponadto Spółka kontynuować będzie budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo. Zakończenie ługowania pierwszej komory planowane jest na 2013 rok.

5. Ryzyka obrotu i magazynowania

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

W 2010 roku Prezes URE nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 2 mln zł za naruszenie warunku udzielonej Spółce koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą poprzez nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007 i 2008. Poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku określone są w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. 4 stycznia 2011 roku PGNiG S.A. złożyła, za pośrednictwem Prezesa URE, do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie od powyższej decyzji. Spółka zakwestionowała w całości decyzję Prezesa URE, zarzucając jej m.in. naruszenie przepisów konstytucji, błędną wykładnię i niewłaściwe zastosowanie przepisów ustawy Prawo energetyczne. Postępowanie w przedmiotowej sprawie nie zostało zakończone. W 2011 roku Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w roku 2009. Analogiczne postępowanie administracyjne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w roku 2010 zostało wszczęte przez Prezesa URE w dniu 11 maja 2012 roku. Oba postępowania 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, PGNiG S.A. zwróciła się do Trybunału Konstytucyjnego z pytaniem prawnym co do zgodności Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy z konstytucją.

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

Uwolnienie cen gazu dla odbiorców

PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu szacowany jest na około 96%, pozostałe 4% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Jednakże w latach 2012-2013 należy spodziewać się istotnych zmian na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła prace nad Programem Uwolnienia Gazu, który przewiduje od 1 stycznia 2013 roku uwolnienie cen gazu dla odbiorców instytucjonalnych, a w dalszej kolejności (po upływie 2-3 lat) cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Ponadto w 2012 roku planowane jest przyjęcie tzw. trójpacku energetycznego w tym m.in. ustawy Prawo gazowe. W konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki w wolumenie sprzedawanego gazu ziemnego może znacznie się zmniejszyć na rzecz dotychczas działających, jak również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem. Z drugiej strony uwolnienie cen gazu spowoduje, że ich poziom będzie kształtowany głównie przez rynek.

Magazynowanie

Od dnia 1 października 2012 roku ustawa o zapasach wprowadza obowiązek zwiększenia wielkości zapasu obowiązkowego z 20 dni do 30 dni średniorocznego importu. W związku z powyższym istnieje ryzyko braku możliwości realizacji zobowiązań handlowych wynikających z zawartych umów sprzedaży gazu, ze względu na znaczne pojemności magazynowe, które trzeba będzie przeznaczyć na utworzenie i utrzymanie zwiększonego zapasu obowiązkowego.

Ponadto istotnym czynnikiem wpływającym na działalność Operatora Systemu Magazynowania (OSM) jest projekt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) dla Operatora Systemu Gazociągów Przesyłowych, który zakłada, że OSM będzie jedynym podmiotem uprawnionym do zamawiania przepustowości w punktach wejścia do systemu przesyłowego z podziemnych magazynów gazu oraz w punktach wyjścia z systemu przesyłowego do podziemnych magazynów gazu. Wprowadzone zmiany mogą spowodować wzrost stawek opłat dla Zleceniodawców Usług Magazynowania ustalonych w taryfie OSM, a w konsekwencji spadek atrakcyjności usług magazynowania świadczonych przez OSM Sp. z o.o. na tle usług oferowanych przez operatorów z państw ościennych.

Rozdział VII: Dystrybucja

1. Działalność Spółek Gazownictwa

W I półroczu 2012 roku Spółki Gazownictwa zajmowały się przede wszystkim przesyłaniem siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego. Na podstawie decyzji Prezesa URE Spółki Gazownictwa od połowy 2007 roku posiadają status Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

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

Do największych zadań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci gazowej realizowanych przez Spółki Gazownictwa w I półroczu 2012 roku należały:

- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski; realizacja projektu rozłożona jest do roku 2015
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów-Kielce; realizacja projektu rozłożona jest do końca 2015 roku
- kontynuacja przebudowy gazociągu w/c o długości 20,2 km relacji Warzyce-Gorlice etap IV i V na terenie gmin Skołyszyn i Jasło; w I półroczu 2012 roku prowadzono prace budowlano-montażowe na odcinku I w gminie Skołyszyn i na odcinku II w gminie Jasło (wykonano 12 km sieci gazowej w/c) oraz prowadzono prace projektowe dla odcinka III obejmującego miasto Jasło
- kontynuacja przebudowy gazociągu w/c o długości 12,2 km relacji Tuszymia-Mielec; w I półroczu 2012 roku zmodernizowano ok. 3 km sieci gazowej oraz stację ochrony katodowej wraz z uziemieniem
- kontynuacja budowy (II etap) gazociągu w/c w ramach zadania inwestycyjnego „Drugostronne zasilanie miasta Torunia”; inwestycja ma na celu zapewnienie dostaw gazu dla miasta Torunia, odbiorców przemysłowych, gmin Łysomice, Wielka Nieszawka oraz dla Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej; w I półroczu 2012 roku kontynuowano budowę gazociągu w/c relacji Ostaszewo-Różankowo
- kontynuacja prac budowlanych dla I etapu gazyfikacji miejscowości Długołęka, Domaszczyn, Kamień, Szczodre w gminie Długołęka; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c i stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia; w I półroczu 2012 roku kontynuowano budowę gazociągu na odcinku od stacji w Mirkowie do obwodnicy w Długołęce oraz na odcinku Długołęka-Byków
- gazyfikacja miejscowości Pęgów, Zajączków, Gołędzinów i Paniowice w gminie Oborniki Śląskie oraz miejscowości Szewce w gminie Wisznia Mała; projekt obejmuje budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami; w I półroczu 2012 roku opracowywano dokumentację projektową dla budowy gazociągów w miejscowości Pęgów i Zajączków
- modernizacja gazociągu w/c relacji Piotrków Trybunalski-rzeka Warta etap I (miasto Piotrków) o długości ok. 15 km; w I półroczu 2012 roku rozpoczęto prace budowlane
- kontynuacja budowy gazociągu s/c relacji Kopytów-Pass w gminie Błonie; inwestycja ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do odbiorców zasilanych z sieci gazowej na terenie gminy Błonie oraz zwiększenie poboru paliwa gazowego przez największego odbiorcę przemysłowego znajdującego się na tym obszarze, tj. Zakładu Kogeneracji „Błonie-Pass Strefa Przemysłowa”; zakończenie projektu planowane jest na 2012 rok; do zakończenia projektu pozostało dokończenie dokumentacji projektowej dla przebudowy przyłączy gazowych oraz przełączenie ich do nowo wybudowanego gazociągu

- budowa gazociągu s/c Warszawa, ul. Zdziarska wzdłuż wschodniej strony Kanału Markowskiego oraz ul. Wyszowska i Chudoby wzdłuż północnej strony Kanału Markowskiego; w I półroczu 2012 roku prowadzono prace związane z opracowaniem dokumentacji projektowej 3,6
- kontynuacja gazyfikacji miejscowości Mioszów przy wykorzystaniu technologii LNG; w I półroczu 2012 roku zakończono budowę gazociągu s/c o długości ok. 1,4 km na odcinku pomiędzy stacją LNG a ul. Hożą w Mioszowie.

Spółki Gazownictwa prowadziły również prace w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na realizację których podpisały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Do największych z nich należały:

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; w I półroczu 2012 roku realizowano budowę gazociągu s/c w miejscowości Barciany, gdzie do końca czerwca wybudowano 1,4 km sieci oraz budowę gazociągu s/c w miejscowości Sątopy-Samulewo, gdzie wykonano 2,4 km sieci, opracowywano dokumentację projektową dla II etapu budowy gazociągu w/c relacji Szczytno-Rybno, gazociągu w/c relacji Rybno-Młynowo, gazociągu w/c relacji Młynowo-Muławki oraz stacji redukcyjno-pomiarowych w Mikołajkach i w Muławkach k/Kętrzyna
- kontynuacja projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej; w I półroczu 2012 roku zakończono budowę gazociągu w/c relacji Kolnik-Gdańsk, budowę stacji gazowej w/c dla miasta Gdańska oraz budowę stacji gazowej w/c dla Grupy Lotos S.A., zakończono prace projektowe dla gazyfikacji Wyspy Sobieszewskiej oraz opracowywano dokumentację projektową dla gazyfikacji Wiślinki i gmin żuławskich
- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica-Nowe Miasto Lubawskie-Ława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c relacji Brodnica-Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową i relacji Nowe Miasto Lubawskie-Ława oraz gazociągów s/c w miejscowości Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętniki; w I półroczu 2012 roku kontynuowano prace związane z opracowaniem dokumentacji projektowo-kosztowej dla gazociągu w/c relacji Brodnica-Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w miejscowości Kurzętnik oraz dla gazociągów s/c w miejscowościach Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik
- kontynuacja gazyfikacji gmin Blachownia, Herby, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów, Krzepice; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową o długości ok. 18 km, relacji Blachownia-Kłobuck, gazociągów w/c i s/c oraz dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych dla miast Herby i Blachownia oraz gazociągu s/c o długości ok. 52 km dla Wręczyca Wielkiej i Kłobucka; w I półroczu 2012 roku kontynuowano prace projektowe oraz uzyskano pozwolenie na budowę dla gminy Krzepice i jednego z zadań w gminie Blachownia
- kontynuacja projektu „Gazyfikacja Rejonu Włodawy”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 54,8 km, relacji Kamień-Włodawa wraz z siecią gazową s/c o długości ok. 18,6 km i 3 stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia; zakończenie inwestycji planowane jest w 2015 roku; w I półroczu 2012 roku kontynuowano prace projektowe, które są na ukończeniu oraz ogłoszono przetarg na roboty budowlane
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji gmin Włoszczowa i Małogoszcz; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 43,3 km wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c o długości około 51 km wraz z 8 stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015
- kontynuacja prac projektowych związanych z doprowadzeniem gazu do odbiorców przemysłowych i komunalno-bytowych na terenie gmin Chęciny i Sitówka; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 4,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 67,2 km wraz ze stacją pomiarową i stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w I półroczu 2012 roku ogłoszono przetarg na roboty budowlane dla I etapu inwestycji

- kontynuacja projektu „Rozwój gazyfikacji wybranych miejscowości gminy Strzelin i Wiązów w powiecie Strzelińskim”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c i s/c wraz z przyłączami, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia oraz przyłącza i stacji redukcyjnej dla kluczowego odbiorcy; w I półroczu 2012 roku opracowano dokumentację projektową dla I etapu inwestycji tj. budowy gazociągu s/c o długości ok. 1,6 km na odcinku pomiędzy stacją I stopnia w Chociwelu a Strzelinem oraz rozpoczęto prace projektowe dla etapów II-VII
- kontynuacja projektu „Rozwój gazyfikacji na terenie gmin Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria i Żabia Wola – etap I”; inwestycja obejmuje wybudowanie ok. 100 km gazociągu s/c i ok. 1.400 przyłączy w latach 2011-2014; w I półroczu 2012 roku zakończono realizację I etapu projektu tj. budowę 5,5 km gazociągu wraz z przyłączami w miejscowości Ustanów w gminie Prażmów (oddanie do użytkowania planowane jest na II półrocze 2012 roku) oraz kontynuowano prace projektowe dla pozostałej części zakresu rzeczowego projektu
- kontynuacja projektu „Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w m. Suwałki w oparciu o technologie LNG”: projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG, gazociągu s/c o długości ok. 23 km wraz z przyłączami oraz stacji redukcyjno-pomiarowej; budowa przewidziana jest na lata 2012-2014; w I półroczu 2012 uzyskano pozwolenie na budowę i wyłoniono wykonawcę prac budowlanych stacji redukcyjno-pomiarowej oraz prowadzono prace projektowe dla kolejnych odcinków sieci gazowych s/c
- „Stworzenie równego dostępu do sieci gazowej na terenie powiatu gorzowskiego”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 11,6 km relacji Mościszki (gmina Witnica)-Osiedle Warniki (gmina Kostrzyn n. Odrą) oraz budowę gazociągu s/c o długości 13,2 km wraz z przyłączami we wsi Białcz; w I półroczu 2012 roku prowadzono prace budowlano-montażowe dla gazociągu w/c oraz prace projektowe dla gazociągu s/c
- kontynuacja gazyfikacji gmin Komprachcice i Dąbrowa; inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c o długości ok. 62 km; oddanie gazociągów do użytku planowane jest na lata 2012-2013; do 30 czerwca 2012 roku wybudowano ok. 20 km sieci gazowej.

W poniższej tabeli przedstawiono wolumen gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym, długość sieci dystrybucyjnej, liczbę odbiorców gazu, liczbę nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci oraz stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2012 roku.

Podstawowe dane o Spółkach Gazownictwa

	Jednostka	DSG	GSG	KSG	MSG	PSG	WSG
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym	mln m ³	540,5	1 006,9	1 112,2	1 212,5	538,3	863,8
Długość sieci bez przyłączy*	km	7 859,3	21 058,2	45 180,1	19 276,0	10 052,3	16 105,2
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę	tys. szt.	750,9	1 306,5	1 450,5	1 519,3	744,0	919,4
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci	tys. szt.	2,8	2,9	4,5	10,1	2,6	2,8
Zatrudnienie	osoby	1 385	2 589	3 259	2 879	1 726	1 804

*sieci własne oraz obce

2. Planowane działania

Do największych projektów inwestycyjnych planowanych na II półrocze 2012 roku należą:

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”
- kontynuacja projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica-Nowe Miasto Lubawskie-Łława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”
- kontynuacja prac projektowych związanych z modernizacją gazociągów w/c Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski oraz Parszów-Kielce
- gazyfikacja rejonu Włodawy oraz Włoszczowa i Małogoszcz
- kontynuacja przebudowy gazociągów w/c Warzyce-Gorlice oraz Tuszyna-Mielec
- kontynuacja prac projektowych związanych z gazyfikacją miast Herby i Blachownia
- kontynuacja prac budowlanych w Komprachcicach i Dąbrowie
- gazyfikacja gmin Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria i Żabia Wola

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

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

3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Konkurencja bezpośrednia

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

Ustawodawstwo

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

Substytucja

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

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego MSG Sp. z o.o.

Sieć gazowa MSG Sp. z o.o. połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM S.A. i głównie z niego zasilana. Położenie źródeł zasilania oraz topologia krajowych sieci przesyłowych jest niekorzystna dla znacznej części obszaru działania spółki. Istnieje ryzyko braku rezerw przepustowości sieci przesyłowej na punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego spółki, co może uniemożliwić dalszy rozwój rynku paliwa gazowego na dużym obszarze działania spółki.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

Spółki Gazownictwa coraz częściej spotykają się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Według obowiązujących przepisów spółki nie posiadają uregulowanego tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości tj. nie posiadają ustanowionej służebności przesyłu. Służebność przesyłu stanowi podstawowy sposób ustalenia zakresu korzystania z cudzej nieruchomości przez przedsiębiorstwo przesyłowe, za co właścicielowi przysługuje odpowiednie wynagrodzenie. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe spółek gazownictwa.

Zmniejszenie ilości przesłanego paliwa gazowego

Ogóln światowy kryzys gospodarczy wpływa na osłabienie wzrostu gospodarczego kraju. W wyniku pogorszenia się sytuacji ekonomicznej obecnych jak i potencjalnych odbiorców gazu istnieje ryzyko spadku zapotrzebowania na gaz ziemny i usługę dystrybucji.

Rozdział VIII: Wytwarzanie

W 2012 roku PGNiG TERMIKA SA (wcześniej Vattenfall Heat Poland S.A.) stała się częścią Grupy Kapitałowej PGNiG. PGNiG S.A. nabyła aktywa Vattenfall Heat Poland S.A. w styczniu 2012 roku za pośrednictwem swojej spółki zależnej, PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. Zakup aktywów Vattenfall i związane z nim rozszerzenie działalności GK PGNiG o wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła skutkowało utworzeniem segmentu wytwarzanie.

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Segment obejmuje swoim zakresem również realizację dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo. W skład segmentu wchodzi spółki PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. i PGNiG TERMIKA SA.

1. Prace segmentu

PGNiG TERMIKA SA zajmuje się produkcją, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej osiągalnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiągalnej w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 75% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego. PGNiG TERMIKA SA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa.

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

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

W I półroczu 2012 roku PGNiG TERMIKA SA wyprodukowała 2.402,9 GWh energii elektrycznej z czego 93,2% stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła (proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i energii cieplnej) oraz 23.415,2 TJ ciepła.

Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. (SPEC S.A.), która kupiła 97 % ciepła. Moc zamówiona przez SPEC S.A. w I półroczu 2012 roku wyniosła 3,6 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców lokalnych głównie w rejonie Pruszkowa i okolic.

Głównymi odbiorcami energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA były spółki Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o., i Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o., których udział w sprzedaży energii elektrycznej spółki w I półroczu 2012 roku wyniósł 93%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

W I półroczu 2012 roku spółka świadczyła również usługę Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS) w ramach umowy z PSE Operator S.A. Przedmiot umowy GWS stanowi usługa utrzymania długoterminowej rezerwy mocy pozwalającej na usunięcie ograniczeń punktów zasilania sieci krajowego systemu elektroenergetycznego. PGNiG TERMIKA SA zobligowana jest do wytworzenia energii elektrycznej na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego. W ramach powyższej umowy do dnia 30 czerwca 2012 roku spółka sprzedała 66,4 GWh energii elektrycznej.

Ponadto PGNiG TERMIKA SA sprzedawała prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej. Świadectwa pochodzenia energii z kogeneracji (tzw. czerwone certyfikaty) sprzedawane były głównie w ramach kontraktów terminowych. W I półroczu 2012 roku spółka zawarła kontrakty na sprzedaż świadectw pochodzenia energii z produkcji roku 2012 ze spółkami: Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. PKP Energetyka S.A. oraz ENERGA SA.

2. Planowane działania

Sprzedaż energii elektrycznej i ciepła oraz świadectw pochodzenia będzie podstawowym źródłem przychodów PGNiG TERMIKA SA. Spółka planuje zwiększenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła użytkowego w blokach kogeneracyjnych. Ponadto mając na uwadze ryzyko rosnących kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO₂ spółka będzie dążyć do dywersyfikacji rodzajów zużywanych paliw w warszawskich aktywach wytwórczych, stopniowo zastępując węgiel paliwem gazowym lub paliwem odnawialnym (biomasą).

We współpracy ze SPEC S.A. spółka będzie dążyć do umocnienia pozycji czołowego dostawcy ciepła na rynkach Warszawy i Pruszkowa oraz zwiększenia obszaru dostaw ciepła z miejskiej sieci ciepłowniczej i liczby przyłączanych obiektów.

Głównymi odbiorcami energii elektrycznej wyprodukowanej w II półroczu 2012 roku w zakładach PGNiG TERMIKA SA w dalszym ciągu pozostaną spółki Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o. i Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o.

W II półroczu 2012 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA SA przejęła PGNiG Energia S.A., która zawiera kontrakty sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym z dostawą od 2013 roku. PGNiG TERMIKA SA również będzie kontynuować sprzedaż energii elektrycznej na rynku terminowym za pośrednictwem spółki ALPIQ S.E. Ponadto w II półroczu 2012 roku PGNiG Energia S.A. rozpoczęła obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnieniami do emisji CO₂ PGNiG TERMIKA SA.

3. Ryzyka wytwarzania

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów w roku 2016 wymusi bardzo głęboką modernizację elektrowni i elektrociepłowni oraz spowoduje wyłączenie wielu jednostek wytwórczych (pomiędzy 4-6 tys. MWe do 2020 roku), których nie będzie opłacało się wyposażać w drogie instalacje odsiarczania i odazotowania spalin. Aby sprostać zaostrzonym standardom emisyjnym PGNiG TERMIKA SA sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze.

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Powyższe wpłynie na zmianę udziału PGNiG TERMIKA SA w produkcji ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

Współpraca ze SPEC S.A. w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny w znaczny sposób zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA.

Ponadto w celu utrzymania udziału w rynku ciepła sieciowego spółka oferuje sprzedaż „zielonego” ciepła pochodzącego z jednostek spalających biomasę, utrzymuje konkurencyjność cenową oraz wykorzystuje zasady TPA w celu pozyskania klienta końcowego.

Rozdział IX: Pozostała działalność

1. Prace segmentu

W I półroczu 2012 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz zagospodarowania złóż węglowodorów. Ponadto spółki zajmowały się produkcją urządzeń wiertniczych, remontami urządzeń dla górnictwa węglowego, projektami instalacji do przesyłu gazu oraz usługami hotelarsko-gastronomicznymi i odnowy biologicznej.

Głównym odbiorcą usług świadczonych przez segment była Grupa Kapitałowa PGNiG. Do najważniejszych zadań realizowanych w I półroczu 2012 roku należały usługi budowlano-montażowe z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, budowy i rozbudowy magazynów gazu ziemnego oraz zagospodarowania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Zakres prac obejmował m.in.:

- budowę gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Węzeł Szczyglice- KGHM Polkowice-Żukowice
- przygotowanie i nadzór budowy gazociągu relacji KGZ Kościan-KGHM Polkowice-Żukowice
- rozbudowę KPMG Mogilno
- budowę PMG Kosakowo
- zagospodarowanie odwiertów gazowych na złożach Rylowa-Rajsko, Pruchnik, Góra Ropczycka, Lubliniec i KGZ Mirocin oraz odwiertów ropnych Barnówko-Mostno na złożu BMB.

Ponadto dla odbiorców z GK PGNiG spółki segmentu świadczyły usługi operatorskie i remontowe związane z eksploatacją KPMG Mogilno, sporządzały dokumentacje projektowe instalacji przesyłu gazu oraz zajmowały się produkcją urządzeń wiertniczych, w tym m.in. ciśnieniowych urządzeń do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów, głowic, wieżb i części zamiennych do urządzeń eksploatacyjnych.

Dla odbiorców spoza GK PGNiG spółki segmentu realizowały kontrakty związane z budową gazociągów wysokiego ciśnienia, projektowaniem instalacji do przesyłu gazu, produkcją urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych. Ponadto spółki zajmowały się remontami urządzeń dla górnictwa węglowego oraz świadczyły usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej. Najważniejszymi kontraktami wykonanymi dla odbiorców zewnętrznych były m.in.:

- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Wiczlino-Kosakowo dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Rogaska Slatina-Trojane na Słowenii dla Geoplin Plinovodi d.d.

2. Planowane działania

W II półroczu 2012 roku segment prowadzić będzie prace rozpoczęte w poprzednim okresie sprawozdawczym, jak i rozpocząć realizację nowych projektów. Kontynuowana będzie m.in. budowa gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Węzeł Szczyglice-KGHM Polkowice-Żukowice, Wiczlino-Kosakowo, Hermanowice-Strachocina oraz Rogaska Slatina-Trojane na Słowenii. Kontynuowane będą również prace związane z zagospodarowaniem odwiertów gazowych na złożach Rylowa-Rajsko, Pruchnik, Góra Ropczycka, Lubliniec i KGZ Mirocin i odwiertów ropnych na złożu BMB. Ponadto rozpoczęta zostanie realizacja nowych kontraktów budowlanych i projektowych, z których najistotniejszymi są umowy z zakresu budowy gazociągów przesyłowych relacji Rembelszczyzna-Gustorzyn, Terminal Wierzbno-KGZ Paproć i Koszalin-Słupsk oraz modernizacji węzła rozdzielczo pomiarowego Hermanowice.

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

3. Ryzyka pozostałej działalności

Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskiwaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska mogą powodować opóźnienia w terminach rozpoczynania inwestycji, narażając spółkę na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży. Natomiast przepisy ustawy Prawo zamówień publicznych i zapisy wymieniające cenę jako jedyne kryterium oceny oferty powodują, że oferty spółek segmentu przegrywają z ofertami firm deklarujących wykonanie usługi po niższych cenach, ale i na niższym poziomie jakościowym. Ponadto w I półroczu 2012 roku zostały opublikowane niekorzystne dla biur projektowych wytyczne Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych odnośnie obowiązku organizowania przetargu na świadczenie nadzoru autorskiego. Dotychczas usługa ta była zastrzeżona wyłącznie dla autora projektu budowlanego i uzyskanie zlecenia na jej świadczenie nie podlegało ustawie Prawo zamówień publicznych.

Konkurencja

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

Rozdział X: 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 ulatniającego się gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W I półroczu 2012 roku zlikwidowano 4 kopanki.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2011. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2011 roku pozostało 8.884 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji. W 2011 roku w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz KPMG Mogilno, a emisja CO₂ z tych instalacji wyniosła 91.098 Mg.

Emisje metanu

W I półroczu 2012 zakończony został I etap rozpoczętej w 2011 roku inwentaryzacji emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Celem inwentaryzacji jest oszacowanie wielkości emisji metanu z poszczególnych elementów systemu oraz weryfikacja dotychczas stosowanych współczynników emisji, a także opracowanie ujednoliconych wskaźników i metod obliczeniowych emisji tego gazu. Ujednolicone i wiarygodne wskaźniki emisji metanu pozwolą na obniżenie kosztów opłat środowiskowych.

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG S.A. prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska. W I półroczu 2012 roku przeprowadzono badania monitoringowe wpływu na środowisko zrekultywowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu oraz badania uzupełniające na nieruchomości w Szczecinie.

REACH i CLP

W 2011 roku PGNiG S.A. prowadziła prace nad dostosowaniem oznakowania wytwarzanych przez Spółkę substancji do wymagań rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w zakresie bezpiecznego stosowania chemikaliów (REACH) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (CLP). W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. dostosowała do wymagań rozporządzenia CLP karty charakterystyk dla gazu ziemnego, ropy naftowej, kondensatu węglowodorowego, LPG, LNG, helu i azotu.

Zintegrowany System Zarządzania i System Zarządzania Środowiskowego

W I półroczu 2012 roku w Centrali Spółki PGNiG S.A. został przeprowadzony z wynikiem pozytywnym audyt recertyfikacyjny Systemu Zarządzania Środowiskowego. Certyfikat potwierdzający zgodność funkcjonowania powyższego systemu z normą PN-EN ISO 14001:2005 został przedłużony do 2015 roku. Ponadto w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. odbył się audyt certyfikacyjny wdrożonego w 2011 roku Systemu Zarządzania Środowiskowego.

Rozdział XI: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2011

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

Udzielenie absolutorium

6 czerwca 2012 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2011.

Emisja obligacji

10 lutego 2012 roku PGNiG S.A. wyemitowała (poprzez swoją spółkę zależną PGNiG Finance AB) pięcioletnie euroobligacje na kwotę 500 mln EUR. Powyższe obligacje otrzymały rating kredytowy na poziomie Baa1 (agencja Moody's) i BBB+ (agencja Standard & Poor's). Ponadto w maju 2012 roku PGNiG S.A. podpisała dokumentację pięcioletniego programu emisji obligacji kierowanego do inwestorów krajowych w kwocie 4,5 mld zł. Pierwsza emisja obligacji o wartości nominalnej 2,5 mld zł została przeprowadzona 19 czerwca 2012 roku.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł, toczyło się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 24 kwietnia 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną, która do dnia sporządzenia sprawozdania nie została przyjęta przez Sąd Najwyższy do rozpoznania.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 22 czerwca 2012 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. Do dnia sporządzenia sprawozdania PI GAZOTECH Sp. z o.o. nie wniosła skargi kasacyjnej od powyższego wyroku.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie

6.552.000 zł zostało wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach oraz w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa toczą się od 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. Dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa i oddalił wnioski o uchylenie prawomocnego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa. Wyrokiem z dnia 21 maja 2012 roku Sąd Okręgowy w Warszawie stwierdził nieważność uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. o dopłatach. Do dnia sporządzenia sprawozdania PI GAZOTECH Sp. z o.o. nie złożyła apelacji od powyższego wyroku.

Postępowania przed Prezesem UOKiK

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

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

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

Postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym

31 marca 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do OOO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegowacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. W związku z tym, że strony w okresie 6 miesięcy nie doszły do porozumienia, 7 listopada 2011 roku PGNiG S.A. skierowała wniosek do OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” o wszczęcie postępowania arbitrażowego przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie. Zgodnie z harmonogramem postępowania przed Trybunałem Arbitrażowym, 20 lutego 2012 roku został złożony pozew przeciwko OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport”. W dniu 24 maja 2012 roku OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” przedstawiły odpowiedź, w której odrzuciły argumenty zawarte w pozwie PGNiG S.A. Do

dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym nie zostało zakończone. PGNiG S.A. nie wyklucza również możliwości porozumienia na poziomie handlowym, o ile OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” zaakceptują obniżenie ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach Kontraktu jamalskiego.

Rozdział XII: Sytuacja finansowa

Śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2012 roku zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2012 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu Śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały ujęte w Śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2012 roku.

1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zrealizowała stratę netto w wysokości 16,5 mln zł, co oznacza, że w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wynik netto spadł o 1.021,4 mln zł.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w I półroczu 2012 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.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
Aktywa trwałe (długoterminowe)	35 060,5	30 435,4
Rzeczowe aktywa trwałe	31 841,1	28 427,0
Nieruchomości inwestycyjne	12,8	7,1
Wartości niematerialne	1 081,5	275,5
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	685,0	598,4
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	56,5	56,4
Inne aktywa finansowe	81,6	9,4
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	1 206,5	963,8
Pozostałe aktywa trwałe	95,5	97,8
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	7 120,2	7 529,0
Zapasy	2 719,3	2 082,4
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 379,2	3 378,1
Należności z tytułu podatku bieżącego	136,7	164,5
Rozliczenia międzyokresowe	307,6	83,9
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	2,8	22,3
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	197,9	284,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 369,5	1 504,8
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	7,2	8,4
Suma aktywów	42 180,7	37 964,4

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

PASYWA	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
Kapitał własny	24 398,1	24 496,7
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(11,2)	(23,0)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	16 011,8	14 149,3
Zyski (straty) zatrzymane	750,7	2 723,5
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	24 391,4	24 489,9
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	6,7	6,8
Zobowiązania długoterminowe	10 728,6	5 621,5
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 819,3	1 382,3
Rezerwy	1 883,7	1 625,8
Przychody przyszłych okresów	1 204,6	1 160,1
Rezerwa na podatek odroczony	1 797,8	1 433,4
Inne zobowiązania długoterminowe	23,2	19,9
Zobowiązania krótkoterminowe	7 054,0	7 846,2
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 001,6	3 354,9
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	3 137,5	3 616,6
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	399,1	416,8
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	45,3	57,7
Rezerwy	371,7	305,2
Przychody przyszłych okresów	98,8	95,0
Suma zobowiązań	17 782,6	13 467,7
Suma pasywów	42 180,7	37 964,4

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2012	I półrocze 2011
Przychody ze sprzedaży	14 764,4	11 523,4
Koszty operacyjne razem	(14 817,0)	(10 450,6)
Zużycie surowców i materiałów	(10 633,2)	(6 890,1)
Świadczenia pracownicze	(1 365,4)	(1 380,2)
Amortyzacja	(1 003,9)	(776,9)
Usługi obce	(1 487,4)	(1 567,5)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	362,4	481,4
Pozostałe koszty operacyjne netto	(689,5)	(317,3)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	-52,6	1 072,8
Przychody finansowe	68,8	192,7
Koszty finansowe	(196,4)	(25,5)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	86,6	(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	-93,6	1 239,6
Podatek dochodowy	77,1	(234,7)
Zysk/Strata netto	-16,5	1 004,9
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	-13,3	1 003,5
Udziałom niekontrolującym	-3,2	1,4
	-16,5	1 004,9

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2012	I półrocze 2011
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 179,6	2 256,5
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 288,1)	(2 107,9)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	2 974,1	(487,5)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(134,4)	(338,9)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 503,8	1 372,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 369,4	1 034,1

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2012	2011 rok
EBIT w mln zł zysk operacyjny	-52,6	1 072,8
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	951,3	1 849,7
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	-0,1%	4,1%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	-0,1%	8,7%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	0,0%	2,6%

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOSCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,0	0,9
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOSCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,6	0,7

Zadłużenie

	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	42,2%	35,5%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	72,9%	55,0%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego GK PGNiG odnotowała spadek wyniku z działalności operacyjnej (EBIT) o 1.125,4 mln zł. Zmniejszenie wyniku operacyjnego spowodowane zostało znaczącym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Poszukiwanie i wydobywanie

Wysokie straty na sprzedaży gazu wysokometanowego zostały częściowo zrekompensovane korzystną sytuacją w segmencie poszukiwanie i wydobywanie. Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 769,8 mln zł i był wyższy o 316,6 mln zł w stosunku do I półrocza 2011 roku. W relacji do I półrocza 2011 roku nastąpiła znaczna poprawa rentowności sprzedaży ropy naftowej. Wskutek wzrostu notowań ropy naftowej na rynkach światowych ceny jej sprzedaży wzrosły o 23%. Ponadto wskutek wzrostu rynkowych cen sprzedaży helu nastąpiła poprawa zyskowności sprzedaży tego surowca. Istotny wpływ na wynik operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie miał również spadek pozostałych kosztów operacyjnych netto. Spadek ten nastąpił w rezultacie wzrostu rozwiązanych odpisów aktualizujących majątek związany głównie z działalnością wydobywczą.

Obrót i magazynowanie

Największy spadek wyników finansowych nastąpił w segmencie obrót i magazynowanie, gdzie strata operacyjna wyniosła 1.435,9 mln zł, co oznacza, że w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wynik z działalności operacyjnej spadł o 1.559,5 mln zł. Zmniejszenie wyniku operacyjnego spowodowane zostało znaczącym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miały następujące czynniki:

- wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu
- poziom średnich cen i stawek opłat sprzedaży gazu.

W efekcie wzrostu notowań cen ropy naftowej na rynkach światowych, a także znacznie wyższego niż w I półroczu 2011 roku kursu dolara, jednostkowe koszty zakupu gazu z importu wzrosły o 47%.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywać miała w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2012 roku. Brak decyzji Prezesa URE odnośnie zatwierdzenia nowej taryfy z początkiem I kwartału 2012 roku uniemożliwił Spółce pokrycie wzrostu kosztów zakupu gazu wyższym poziomem cen dla odbiorców gazu, w rezultacie czego rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła znacznie poniżej progu opłacalności. Pomimo że z dniem 31 marca 2012 roku weszła w życie nowa taryfa dla paliw gazowych, nowe ceny gazu w dalszym ciągu nie zapewniły Spółce rentowności na obrocie gazem wysokometanowym. W porównaniu do I półrocza 2011 roku średni wzrost cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wyniósł 13,1%, gazu zaazotowanego (Lw) 12,6% natomiast gazu zaazotowanego (Ls) 10,5%.

Istotny wpływ na wynik operacyjny segmentu obrót i magazynowanie miał wzrost pozostałych kosztów operacyjnych netto. Wzrost ten spowodowany został przede wszystkim ujemną wyceną pochodnych instrumentów finansowych oraz spadkiem wyniku z tytułu różnic kursowych. Ponadto w segmencie obrót i magazynowanie odnotowano wzrost utworzonych rezerw (z tytułu kary nałożonej przez UOKiK za stosowanie praktyk monopolistycznych) oraz wzrost utworzonych odpisów aktualizujących wartości zapasów gazu. Jednocześnie GK PGNiG uzyskała znaczne przychody z tytułu sprzedaży gazociągów spółce OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 566,4 mln zł i był wyższy o 64,4 mln zł w relacji do I półrocza 2011 roku. Wzrost wyniku nastąpił przede wszystkim w efekcie wyższego poziomu przychodów ze sprzedaży, na co wpłynął wzrost stawek i opłat za usługi sieciowe od 15 lipca 2011 roku oraz wzrost wolumenu przesłanego gazu. Poprawa wyniku nastąpiła równolegle ze wzrostem kosztów działalności operacyjnej, w tym przede wszystkim kosztów zużycia materiałów i energii (głównie zużycia gazu na różnicę bilansową). Pozostałe pozycje kosztów operacyjnych wykazują tendencję spadkową w efekcie realizowania w segmencie dystrybucja inicjatyw oszczędnościowych.

Wytwarzanie

W efekcie zakupu aktywów spółki Vattenfall Heat Poland S.A. w styczniu 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG rozpoczęła działalność związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wytwarzaniem i dystrybucją ciepła. Zrealizowany w I połowie 2012 roku wynik w segmencie wytwarzanie wyniósł 53,8 mln zł.

Wyniki operacyjne segmentów

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

I półrocze 2012	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 475,9	12 032,5	63,6	1 114,5	77,9	-	14 764,4
Sprzedaż między segmentami	570,7	266,8	1 864,9	-	151,9	(2 854,3)	-
Przychody segmentu ogółem	2 046,6	12 299,3	1 928,5	1 114,5	229,8	(2 854,3)	14 764,4
Koszty segmentu	(1 276,8)	(13 735,2)	(1 362,1)	(1 060,7)	(259,7)	2 877,5	(14 817,0)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	769,8	(1 435,9)	566,4	53,8	(29,9)	23,2	(52,6)
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(127,6)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	86,6	-	-	-	-	86,6
Zysk/Strata przed opodatkowaniem							(93,6)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	77,1
Zysk/Strata netto							(16,5)
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(796,6)	(149,0)	(583,4)	(59,6)	(12,4)	(16,0)	(1 617,0)

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

I półrocze 2011	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja		Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 275,3	10 099,1	54,6		94,4		11 523,4
Sprzedaż między segmentami	564,4	93,3	1 777,2		219,2	(2 654,1)	-
Przychody segmentu ogółem	1 839,7	10 192,4	1 831,8		313,6	(2 654,1)	11 523,4
Koszty segmentu	(1 386,5)	(10 068,8)	(1 329,8)		(304,8)	2 639,3	(10 450,6)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	453,2	123,6	502,0	0,0	8,8	(14,8)	1 072,8
Koszty finansowe netto	-	-	-		-	-	167,2
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(0,4)	-		-	-	(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem							1 239,6
Podatek dochodowy	-	-	-		-	-	(234,7)
Zysk/Strata netto							1 004,9
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(1 346,4)	(487,8)	(460,8)		(6,9)	25,8	(2 276,1)

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2011 roku spadł o 294,8 mln zł, przede wszystkim w rezultacie wzrostu kosztów z tytułu odsetek, na co wpływ miało zwiększenie poziomu zadłużenia GK PGNiG oraz spadku wyniku z tytułu różnic kursowych. Jednocześnie w efekcie aktualizacji wyceny udziałów SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała wzrost udziału w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności o kwotę 87,0 mln zł.

Pogorszenie sytuacji finansowej GK PGNiG odzwierciedlone zostało w spadku podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) spadła z 4,1% do -0,1%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 0,0 wobec 2,6% w I połowie 2011 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto spadła z poziomu 8,7 do -0,1%.

Bilans na dzień 30 czerwca 2012 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 42.180,7 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2011 roku o 4.216,3 mln zł.

Największą pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec czerwca 2012 roku wyniósł 31.841,1mln zł i był o 3.414,1 mln zł wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku. Tak znaczny wzrost tej pozycji spowodowany został włączeniem do skonsolidowanego sprawozdania finansowego majątku PGNiG TERMIKA SA, w wyniku zakupu w styczniu 2012 roku 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland S.A. Ponadto na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły również realizowane przez GK PGNiG inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku trwałego.

Na dzień 30 czerwca 2012 roku stan wartości niematerialnych wyniósł 1.081,5 mln zł i był wyższy o 806,0 mln zł od stanu z dnia 31 grudnia 2011 roku, przede wszystkim w rezultacie konsolidacji aktywów PGNiG TERMIKA SA i rozliczenia tej transakcji metodą nabycia. Zmiana ta związana jest głównie z wyceną prawa wieczystego użytkowania gruntów oraz uprawnień do emisji CO₂ nie ujmowanych wcześniej w sprawozdaniach Vattenfall Heat Poland S.A.

Wzrost inwestycji w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności o kwotę 86,6 mln złotych w porównaniu do stanu z dnia 31 grudnia 2011 roku spowodowany został przede wszystkim aktualizacją wyceny udziałów SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Wartość innych aktywów finansowych była wyższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku o 72,2 mln zł. Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w efekcie udzielenia pożyczki Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A.

W relacji do 31 grudnia 2011 roku GK PGNiG odnotowała wzrost wartości aktywa z tytułu podatku odroczonego o 242,7 mln zł, przede wszystkim w efekcie aktywowania przewidzianej do odliczenia w latach następnych od podatku dochodowego straty podatkowej bieżącego okresu oraz ulg inwestycyjnych w PGNiG Norway AS.

Aktywa obrotowe Grupy Kapitałowej na dzień 30 czerwca 2012 roku kształtowały się na poziomie 7.120,2 mln zł, co oznacza spadek w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku o 408,8 mln zł (5%).

W relacji do 31 grudnia 2011 roku GK PGNiG odnotowała wzrost zapasów o 636,9 mln zł (31%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wzrost stanu zapasów spowodowany został przede wszystkim wzrostem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu oraz konsolidacją w sprawozdaniu finansowym stanu magazynowego PGNiG TERMIKA SA (zapasy węgla do produkcji ciepła i energii elektrycznej). Ponadto na koniec bieżącego okresu sprawozdawczego GK PGNiG dokonała odpisu aktualizującego wartość zapasu gazu wysokometanowego w podziemnych magazynach gazu.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2011 roku spadła o 998,9 mln zł (30%). Spadek ten spowodowany był sezonowym zmniejszeniem wielkości sprzedaży paliw gazowych.

W relacji do 31 grudnia 2011 roku wartości rozliczeń międzyokresowych wrosła o 223,7 mln zł, co związane jest z ujęciem w aktywach bilansu rozliczanych w czasie kosztów z tytułu podatku od nieruchomości, w tym głównie podatku od gazociągów i infrastruktury gazowniczej oraz kosztów z tytułu odpisu na ZFŚS.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.369,5 mln zł i był niższy o 135,3 mln zł od stanu na koniec 2011 roku. Spadek ten nastąpił pomimo znacznego wzrostu finansowania zewnętrznego GK PGNiG i był spowodowany przede wszystkim wysokim poziomem nakładów na działalność inwestycyjną oraz stratami ponoszonymi na działalności operacyjnej.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 1,0 wobec poziomu 0,9 z końca grudnia 2011 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 0,7 do poziomu 0,6.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2011 roku spadła o 98,6 mln zł. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miała przede wszystkim zrealizowana w bieżącym okresie strata netto (16,5 mln zł) oraz zmiana innych kapitałów rezerwowych.

Stan zobowiązań długoterminowych według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku wyniósł 10.728,6 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2011 roku o 5.107,1 mln zł. Wynika to przede wszystkim ze wzrostu zadłużenia długoterminowego o 4.437,0 mln zł, który nastąpił w efekcie emisji euroobligacji przez PGNiG Finance AB (500 mln EUR) oraz emisji pięcioletnich obligacji na rynku krajowym (2,5 mld zł). Ponadto na wzrost poziomu zobowiązań długoterminowych wpłynął również wzrost rezerw o 257,9 mln zł, w efekcie wyższego poziomu rezerw na likwidację odwiertów i konsolidacji rezerw PGNiG TERMIKA SA oraz wzrost rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 364,4 mln zł.

W porównaniu do końca grudnia 2011 roku nastąpił spadek zobowiązań krótkoterminowych o 792,2 mln zł (10%) w rezultacie spadku wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 479,1 mln zł (w efekcie wykupu obligacji krótkoterminowych) oraz spadku zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań o 353,3 mln zł. Niższy poziom zobowiązań z tytułu dostaw i usług wynikał przede wszystkim ze spadku zobowiązań publicznoprawnych oraz niższego poziomu zobowiązań z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych.

W związku ze znacznym wzrostem finansowania zewnętrznego Grupy Kapitałowej PGNiG zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 55,0% do 72,9%, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 35,5% do 42,2%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2012 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 2012 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 2012 roku GK PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

2. Przewidywana sytuacja finansowa

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

Notowania cen ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej GK PGNiG, ze względu na ich bezpośredni wpływ na cenę zakupu gazu z importu. Notowania cen ropy naftowej w II kwartale 2012 roku były niższe niż w I kwartale. W następnych miesiącach cena ropy naftowej będzie uzależniona przede wszystkim od koniunktury w światowej gospodarce oraz rozwoju sytuacji geopolitycznej w krajach producentów ropy naftowej.

Grupa Kapitałowa PGNiG w dużym stopniu eksponowana jest na zmianę kursów walutowych, a w konsekwencji cen zakupu gazu z importu denominowanych w walucie polskiej. W I półroczu 2012 roku rynek walutowy był bardzo zmienny, co wpłynęło na osłabienie polskiej waluty. Trudna sytuacja gospodarcza wielu krajów Unii Europejskiej może spowodować dalsze wahania kursów walutowych.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poziom wyników finansowych GK PGNiG jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Obowiązujące w I kwartale 2012 roku ceny taryfowe w zakresie dostarczania paliw gazowych były wyjątkowo niekorzystne dla PGNiG S.A. Zgodnie z decyzją Prezesa URE nowa taryfa na paliwo gazowe weszła w życie z dniem 31 marca 2012 roku i ma obowiązywać do końca roku. Pomimo zatwierdzenia nowej taryfy PGNiG S.A. w dalszym ciągu generowała straty na sprzedaży gazu wysokometanowego, w związku z czym w czerwcu 2012 roku złożyła wniosek o kolejną podwyżkę cen gazu.

W 2011 roku PGNiG S.A. przystąpiła do renegocjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport”, a następnie przekazała sprawę do Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie. Z analogicznym wnioskiem o obniżenie ceny gazu i opłat za jego przesył Spółka wystąpiła w 2012 roku do niemieckiej spółki VNG-Verbundnetz Gas AG. Korzystne rozstrzygnięcie sporu arbitrażowego oraz negocjacji z VNG-Verbundnetz Gas AG zapewniłoby Spółce istotną redukcję kosztów pozyskania paliwa gazowego.

W czerwcu 2012 roku walne zgromadzenie akcjonariuszy jednostki dominującej podjęło decyzję o przeznaczeniu całego zysku bilansowego w kwocie 1.615,7 mln zł oraz zysku zatrzymanego w kwocie 72,5 mln zł za rok 2011 na zwiększenie kapitału zapasowego GK PGNiG. Zwiększenie kapitałów własnych GK PGNiG sprzyjać będzie finansowaniu zaplanowanych na 2012 rok inwestycji.

Ze względu na wysoki poziom aktualnych i planowanych nakładów inwestycyjnych PGNiG S.A. korzysta z finansowania zewnętrznego opartego w szczególności o emisje krajowych i zagranicznych papierów dłużnych. Spółka rozpoczęła emisję obligacji krajowych w 2010 roku. Dostępna w ramach gwarantowanego programu emisji obligacji kwota wynosi 7 mld zł. W lutym bieżącego roku spółka

wyemitowała (poprzez swoją spółkę zależną PGNiG Finance AB) pięcioletnie euroobligacje na kwotę 500 mln EUR. Ponadto w maju 2012 roku PGNiG S.A. podpisała dokumentację pięcioletniego programu emisji obligacji kierowanego do inwestorów krajowych w kwocie 4,5 mld zł. Pierwsza emisja obligacji o wartości nominalnej 2,5 mld zł została przeprowadzona 19 czerwca 2012 roku. W II półroczu 2012 roku PGNiG S.A. nie planuje przeprowadzać emisji obligacji na rynku krajowym i europejskim.

Planowane uruchomienie wydobycia ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym zostało przesunięte z II kwartału 2012 roku na IV kwartał 2012 roku z powodu opóźnienia instalacji przewodów produkcyjnych wynikającego z trudnych warunków pogodowych.

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

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu Grażyna Piotrowska-Oliwa

Wiceprezes Zarządu Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu Mirosław Szałuba
