



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK 2012**

Warszawa, 5 marca 2013

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Wydarzenia 2012 roku.....	5
Rozdział II: Dane o Grupie Kapitałowej.....	8
1. Kierunki rozwoju	8
2. Struktura	9
3. Powiązania kapitałowe	15
4. Zatrudnienie.....	16
5. Sprzedaż i pozyskanie gazu	17
Rozdział III: Organy Spółki	19
1. Zarząd	19
2. Rada Nadzorcza	20
Rozdział IV: Akcjonariat.....	22
Rozdział V: Otoczenie regulacyjne.....	24
1. Prawo energetyczne	24
1.1. Koncesje.....	24
1.2. Polityka taryfowa	25
1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	25
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego	29
3. Prawo geologiczne i górnicze.....	30
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego	31
Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie	33
1. Poszukiwanie	33
1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce	33
1.2. Prace poszukiwawcze za granicą	35
1.3. Usługi w obszarze poszukiwania złóż	38
2. Wydobywanie.....	43
3. Planowane działania	46
4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania	47

Rozdział VII: Obrót i magazynowanie	50
1. Zakupy	50
2. Sprzedaż.....	51
3. Magazynowanie.....	53
4. Spółki segmentu obrót i magazynowanie	54
5. Planowane działania	57
6. Ryzyka obrotu i magazynowania	57
Rozdział VIII: Dystrybucja	59
1. Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	59
2. Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	61
3. Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	63
4. GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa.....	64
5. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	67
6. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	68
7. Ryzyka dystrybucji.....	70
Rozdział IX: Wytwarzanie	72
1. Prace segmentu	72
2. Planowane działania	74
3. Ryzyka wytwarzania.....	74
Rozdział X: Pozostała działalność	76
1. PGNiG Technologie S.A.	76
2. „INVESTGAS” S.A.	78
3. B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.....	78
4. Geovita S.A.	79
5. Ryzyka pozostałej działalności.....	80
Rozdział XI: Inwestycje	81
Rozdział XII: Ochrona środowiska.....	84
Rozdział XIII: Pozostałe informacje	86

Rozdział XIV: Sytuacja finansowa	88
1. Wyniki finansowe w 2012 roku.....	88
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	89
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	93
2. Zarządzanie finansowe	100
2.1. Inwestycje krótkoterminowe.....	101
2.2. Umowy kredytów i pożyczek	101
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	103
3. Przewidywana sytuacja finansowa	104

Załącznik:

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

Rozdział I: Wydarzenia 2012 roku

Styczeń	PGNiG S.A. za pośrednictwem swojej spółki zależnej PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. nabyła 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland SA.
Luty	<p>PGNiG Norway AS objęła 50% udziałów i operatorstwo w koncesji PL648S, 20% udziałów w koncesji PL646 oraz 30% udziałów w koncesji PL350B na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>PGNiG Finance AB wyemitowała pierwszą transzę pięcioletnich euroobligacji na kwotę 500 mln EUR.</p>
Marzec	<p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała Grażynę Piotrowską-Oliwę na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A.</p> <p>PGNiG S.A. przystąpiła do umowy sprzedaży energii elektrycznej w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”.</p> <p>Prezes URE zatwierdził „Taryfę dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012)”. 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%.</p>
Kwiecień	PGNiG S.A. zakończyła budowę gazociągu w/c relacji Mieszalnia Kłodawa – KRNiGZ LMG. Gazociąg umożliwi przesył gazu z rejonu Dębna, przez Mieszalnię Kłodawa i KRNiGZ LMG, do Mieszalni i Odazotowni Grodzisk oraz będzie pełnił funkcję magazynu w celu uzupełnienia chwilowych niedoborów gazu zaazotowanego.
Maj	<p>PGNiG S.A. zawarła dokumentację ustanowienia pięcioletniego programu emisji obligacji do kwoty 4,5 mld zł z dwoma bankami: ING Bank Śląski S.A i Bank Pekao S.A. W ramach programu PGNiG S.A. może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym.</p> <p>PGNiG TERMIKA SA zakończyła budowę instalacji mokrego odsiarczania spalin w EC Siekierki. Instalacja obsługuje 8 z 14 zainstalowanych w EC Siekierki kotłów i odsiarcza 70% mocy produkcyjnych elektrociepłowni.</p> <p>Marek Karabuła złożył rezygnację z funkcji członka Zarządu PGNiG S.A.</p>
Czerwiec	PGNiG S.A. wyemitowała pierwszą transzę obligacji długoterminowych w ramach programu emisji obligacji z maja 2012 roku. Wartość nominalna emisji wyniosła 2,5 mld zł.

<p>Lipiec</p>	<p>PGNiG Norway AS na obszarze koncesji PL212E odkryła nowe złożo Snadd Outer. Nowe złożo zlokalizowane jest w pobliżu złoża gazu Snadd North i sąsiaduje ze złożem Skarv.</p> <p>PGNiG TERMIKA SA podpisała dokumentację ustanowienia pięcioletniego programu emisji obligacji do kwoty 1,5 mld zł z czterema bankami: PKO BP S.A, Nordea Bank Polska S.A., ING Bank Śląski S.A. i Bank Zachodni WBK S.A. W ramach programu PGNiG TERMIKA SA może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje dyskontowe oraz kuponowe z terminem zapadalności do jednego roku o oprocentowaniu opartym o WIBOR + marża.</p> <p>PGNiG TERMIKA SA wyemitowała pierwszą transzę obligacji krótkoterminowych o łącznej wartości nominalnej 450 mln zł.</p>
<p>Wrzesień</p>	<p>W związku z tym, że prace poszukiwawcze na obszarze koncesji PL 350 i PL 350B na Norweskim Szelfie Kontynentalnym nie potwierdziły założeń geologicznych, PGNiG Norway AS zrezygnowała z prac na powyższych koncesjach.</p>
<p>Październik</p>	<p>PGNiG S.A. i VNG-Verbundnetz Gas AG podpisały porozumienie zmieniające nr 1 do umowy sprzedaży gazu Lasów. Strony uzgodniły nową formułę cenową, która oparta jest na cenach produktów ropopochodnych i cenach rynkowych gazu ziemnego oraz nową stawkę opłaty za moc.</p> <p>PGNiG S.A. włączyła do eksploatacji złożo ropne Lubiatów oraz złożo gazowe Międzychód. Zagospodarowanie tych złóż stanowi część projektu Lubiatów – Międzychód – Grotów, którego celem jest umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki płynnej i mieszaniny propan-butan z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Włączenie do eksploatacji złóż Lubiatów i Międzychód wpłynie na wzrost wydobycia ropy naftowej.</p> <p>PGNiG S.A zakończyła prace poszukiwawcze w Danii. Ze względu na brak przemysłowego przyływu węglowodorów odwiert Felsted-1 został zlikwidowany, a koncesja 1/05 wygasła.</p>
<p>Listopad</p>	<p>PGNiG S.A. i OOO „Gazprom eksport” podpisały aneks do kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej. W związku z podpisaniem aneksu postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie zostało zamknięte.</p> <p>PGNiG S.A. zakończyła budowę gazociągu wysokiego ciśnienia oraz kabla światłowodowego wraz z infrastrukturą na trasie KGZ Kościan – KGHM Polkowice/Żukowice. Gazociąg umożliwi bezpośrednią sprzedaż gazu ziemnego z KGZ Kościan do KGHM Polkowice/Żukowice.</p>

Grudzień

Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012” oraz wydłużył okres jej obowiązywania do 30 września 2013 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) spadła o 6,7%, gazu zaazotowanego (Lw) o 8,0% natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 10,9%.

Prezes URE zatwierdził nowe „Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego” dla spółek gazownictwa.

PGNiG Norway AS rozpoczęła wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złoża Skarv. Uruchomienie produkcji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym stanowi realizację strategii GK PGNiG w zakresie wzrostu wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego.

Rozdział II: Dane o Grupie Kapitałowej

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

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

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

Grupa Kapitałowa PGNiG ma dominującą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania złóż, wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych, obrotu gazem ziemnym, a także jego dystrybucji. Wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej zapewnia Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. W 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG rozszerzyła swoją działalność o wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej

1. Kierunki rozwoju

Nadrzędnym celem strategicznym GK PGNiG jest realizacja wzrostu wartości dla akcjonariuszy. Wzrost wartości Spółki GK PGNiG planuje osiągnąć przez rozwój krajowego rynku gazu, energii elektrycznej i ciepła oraz ekspansję na wybranych rynkach zagranicznych. Ponadto w ramach budowania wartości rozpoczęto proces restrukturyzacji GK PGNiG polegającej m.in. na konsolidacji spółek z poszczególnych obszarów działalności oraz zmniejszaniu zaangażowania w działalność dodatkową. Przeprowadzenie procesu restrukturyzacji ma na celu dostosowanie GK PGNiG do spodziewanych zmian na rynku gazu ziemnego oraz wygenerowania środków na inwestycje.

Strategicznym celem w polityce Grupy Kapitałowej PGNiG jest rozwój działalności handlowej i zapewnienie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez zawieranie kontraktów na zakup gazu ziemnego. Stworzenie odpowiedniej struktury dywersyfikacyjnej umożliwi realizację dostaw gazu do Polski z różnych kierunków i od różnych dostawców, co w znaczący sposób poprawi pozycję negocjacyjną PGNiG S.A. i zapewni zrównoważone dostawy gazu dla klientów GK PGNiG.

Wysokie ceny surowców na świecie oraz nasilająca się konkurencja o dostęp do złóż gazu ziemnego powodują intensyfikację prac GK PGNiG w zakresie zwiększania potencjału rozwoju działalności poszukiwawczo-wydobywczej w kraju i za granicą poprzez poszerzanie własnych zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej oraz zakupu nowych koncesji na rynkach zagranicznych.

Kolejnym ważnym kierunkiem rozwoju GK PGNiG jest rozbudowa i budowa podziemnych magazynów gazu. GK PGNiG dąży do zapewnienia odpowiednich pojemności magazynowych w celu zwiększenia elastyczności reagowania na potrzeby klientów, zapewnienia ciągłości i stabilności dostaw gazu oraz ograniczenia ryzyka w sytuacjach zagrożenia dostaw ze źródeł zagranicznych.

Działalność w obszarze dystrybucji odgrywa istotną rolę w budowaniu wartości GK PGNiG. Podniesienie rentowności w tym obszarze poprzez maksymalizację przychodów z działalności regulowanej, racjonalizację kosztów oraz rozwój sieci dystrybucyjnej stanowi jeden z celów strategicznych GK PGNiG. Aby zoptymalizować powyższe procesy przeprowadzona zostanie konsolidacja spółek w obszarze dystrybucji GK PGNiG.

Ponadto GK PGNiG rozwija działalność na rynku energii elektrycznej i ciepła oraz zwiększa swoje zaangażowanie w projekty z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa tj. budowę bloków gazowo-parowych, a także rozwój komunalnych i przemysłowych systemów ciepłowniczych. Grupa intensyfikuje również działalność handlową na rynku energii elektrycznej.

Realizacja powyższych celów prowadzi do stopniowego przekształcania Grupy Kapitałowej PGNiG z pionowo zintegrowanej organizacji gazowo-naftowej w silny koncern multienergetyczny, skupiający wokół siebie firmy z sektorów: elektroenergetycznego oraz ciepłowniczego. Rozbudowa i zwiększenie skali działalności o sprzedaż energii elektrycznej i ciepła zapewni GK PGNiG umocnienie pozycji na rynku energetycznym w Polsce i Europie Środkowej.

2. Struktura

Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 39 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

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

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 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. - I stopnia					
1	PGNiG Poszukiwania S.A.	981 500 000,00	981 500 000,00	100,00%	100,00%
2	GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
4	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000,00	1 092 000 000,00	100,00%	100,00%
5	Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. (USD) ¹⁾²⁾	26 724,00	26 724,00	100,00%	100,00%
6	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
8	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
9	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
10	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
11	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
12	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
13	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	655 199 000,00	655 199 000,00	100,00%	100,00%
14	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
15	Geovita S.A.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
16	PGNiG Energia S.A.	41 000 000,00	41 000 000,00	100,00%	100,00%
17	PGNiG Technologie S.A.	166 914 000,00	166 914 000,00	100,00%	100,00%
18	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
19	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG TERMIKA SA	862 316 000,00	616 016 000,00	71,44%	99,99%
21	PGNiG Finance AB (SEK)	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
22	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000,00	9 995 000,00	100,00%	100,00%
23	PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.	5 000,00	5 000,00	100,00%	100,00%
24	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
25	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%
Spółki zależne od PGNiG S.A. - II stopnia					
		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
26	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
27	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
28	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
29	Poszukiwania Naftowe „Diamant” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
30	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
31	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
32	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	165 000,00	165 000,00	100,00%	100,00%
33	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
34	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 550 000,00	85,00%	85,00%
35	GAZ Sp. z o.o.	300 000,00	240 000,00	80,00%	80,00%
36	PT Geofizyka Torun Indonesia LLC w likwidacji (IDR) ¹⁾³⁾	8 773 000 000,00	4 825 150 000,00	55,00%	55,00%

Wykaz spółek GK PGNiG – cd.

	Spółki zależne od PGNiG S.A. - III stopnia	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
1	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
2	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
3	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%

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

Zmiany struktury GK 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. 23 stycznia 2012 roku firma spółki Vattenfall Heat Poland S.A. została zmieniona na PGNiG TERMIKA SA.

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

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

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

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

Ponadto w 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 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 Błoniu, 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 XOOOL 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; 14 czerwca 2012 roku została zarejestrowana w KRS zmiana firmy

- spółki na PGNiG Serwis Sp. z o.o.; spółka została zakupiona w celu świadczenia usług kadrowo-płacowych, finansowo-księgowych i informatycznych dla podmiotów GK PGNiG
- 8 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. nabyła 100 udziałów spółki MLV 27 Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki; cena zakupu udziałów wyniosła 7.500 zł; firma spółki została zmieniona na PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.; rejestracja zmiany firmy spółki w KRS miała miejsce 29 sierpnia 2012 roku
 - 3 lipca 2012 roku zawiązana została spółka pod firmą PGNiG Poszukiwania S.A. w organizacji; spółka została powołana w celu przeprowadzenia konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych PGNiG S.A.; kapitał zakładowy spółki wynosił 10.000.000 zł i dzielił się na 10.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda; wszystkie akcje spółki zostały objęte przez jednego akcjonariusza PGNiG S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 27 lipca 2012 roku; 19 grudnia 2012 roku NWZ PGNiG Poszukiwania S.A. podjęło uchwałę o połączeniu spółki ze spółkami: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.; na koniec 2012 roku połączenie nie zostało zarejestrowane w KRS
 - 11 sierpnia 2012 roku walne zgromadzenie PT Geofizyka Torun Indonesia LLC podjęło decyzję o otwarciu postępowania likwidacyjnego spółki z dniem 15 sierpnia 2012 roku
 - 5 grudnia 2012 roku Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zbyła wszystkie posiadane 102 udziały w spółce GAZ MEDIA Sp. z o.o. na rzecz spółki w trybie umorzenia za wynagrodzeniem
 - 18 grudnia 2012 roku Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. nabyła od B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. 5.000 udziałów w spółce Powiśle Park Sp. z o.o.; w związku z tym udział spółki w kapitale zakładowym GAZ MEDIA Sp. z o.o. wzrósł do 100%.

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

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

Po zakończeniu okresu sprawozdawczego nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

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

Zmiany kapitału zakładowego

W 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
 - podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Poszukiwania S.A. o kwotę 971.500.000 zł do poziomu 981.500.000 zł przez utworzenie nowych 971.500.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda; wszystkie akcje zostały pokryte wkładem niepieniężnym w postaci posiadanych przez PGNiG S.A. akcji/ udziałów w spółkach: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 10 września 2012 roku
 - podwyższenie kapitału zakładowego Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. o kwotę 60.000 zł do poziomu 165.000 zł poprzez utworzenie 1.200 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy; nowo utworzone udziały objęte zostały przez jedynego wspólnika PGNiG Energia S.A. i pokryte wkładem pieniężnym; na koniec 2012 roku podwyższenie kapitału nie zostało zarejestrowane w KRS.

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

Zmiany w strukturze segmentowej Spółki i GK PGNiG

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

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

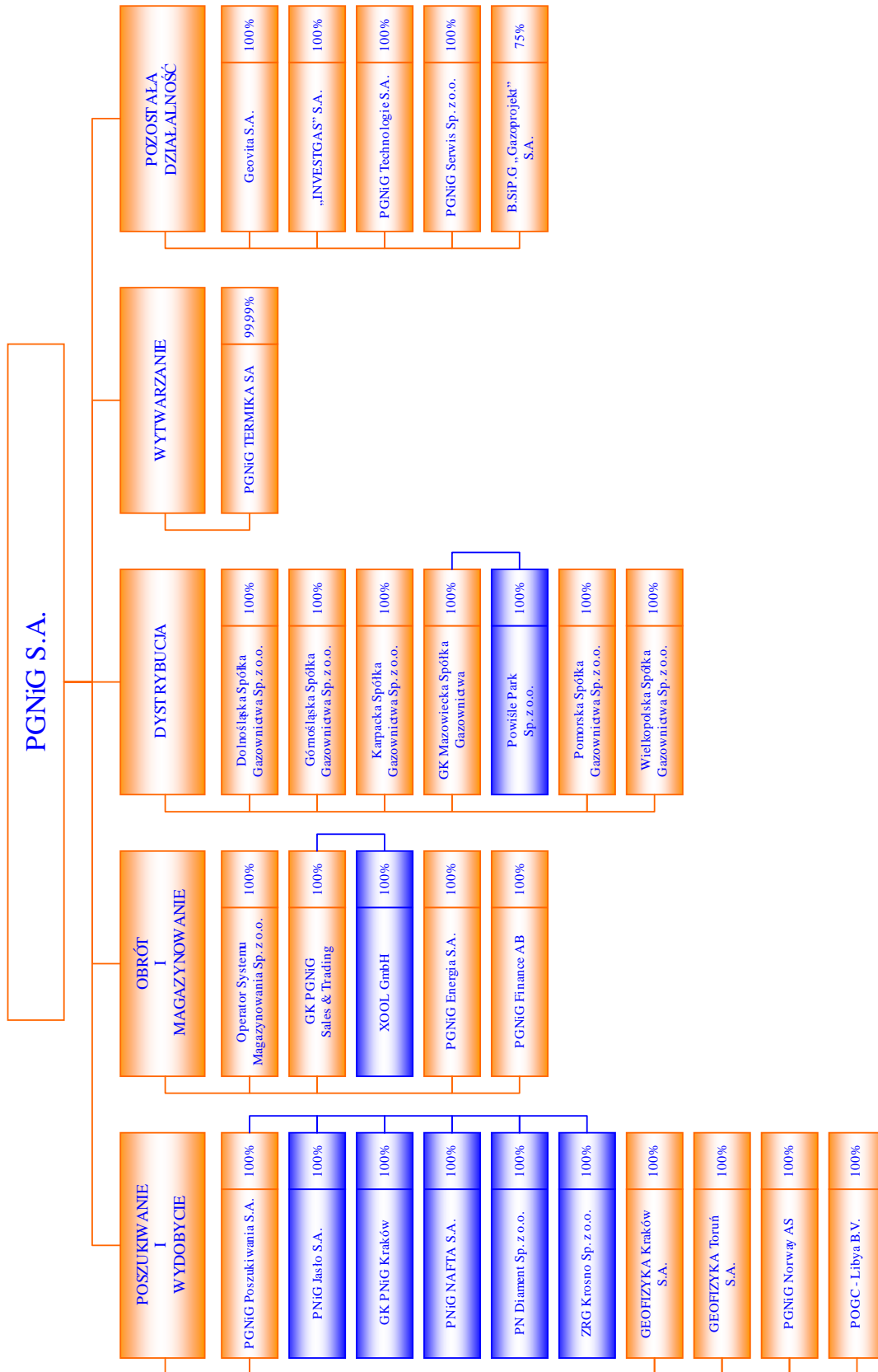
Przez nabycie w 2012 roku spółki PGNiG TERMIKA SA (dawniej Vattenfall Heat Poland S.A.) GK PGNiG rozszerzyła zakres swojej działalności o wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Utworzony został segment wytwarzanie, w którym ujęte zostały dane spółek PGNiG TERMIKA SA i PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.

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

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

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 31 grudnia 2012 roku.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



GK PNiG Kraków obejmuje PNiG Kraków S.A. oraz jej spółki zależne Oil Tech International F.Z.E. i Poltava Services LLC

Zmiany w zasadach zarządzania

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

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

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

3. Powiązania kapitałowe

Wykaz pozostałych spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
Spółki powiązane z PGNiG S.A. - I stopnia					
1	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
2	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
3	InterTransGas GmbH (EUR) ¹⁾	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
4	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
5	Sahara Petroleum Technology LLC w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
6	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
7	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
8	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
9	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
10	„ZRUG TORUŃ” S.A. w upadłości likwidacyjnej	5 150 000,00	1 300 000,00	25,24%	25,24%
Spółki powiązane z PGNiG S.A. - II stopnia					
	Firma spółki	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	NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%
2	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000,00	14 100 000,00	50,00%	50,00%
3	Al Mashariq – Geofizyka Torun Limited Company (SAR) ¹⁾ w likwidacji	500 000,00	250 000,00	50,00%	50,00%
4	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	79 500,00	37 500,00	47,20%	47,20%

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG – cd.

	Spółki powiązane z PGNiG S.A. - III stopnia	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
1	Przedsiębiorstwo Badawczo - Usługowe „Petromin” Sp. z o.o. w likwidacji	200 000,00	80 000,00	40,00%	40,00%
2	Geotermia Sp. z o.o.	4 000,00	1 000,00	25,00%	25,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

W 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany w powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- postanowieniem sądu z dnia 24 lutego 2012 roku spółka NAFTEK Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS
- 8 maja 2012 roku NZW Al Mashariq – Geofizyka Torun Limited Company podjęło uchwałę o otwarciu postępowania likwidacyjnego spółki
- 9 października 2012 roku Sąd Rejonowy w Toruniu ogłosił upadłość ZRUG TORUŃ S.A. obejmującą likwidację majątku spółki
- 19 grudnia 2012 roku NZW spółki Przedsiębiorstwo Badawczo - Usługowe „Petromin” Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęciu postępowania likwidacyjnego.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2012 roku wyniosła 34,6 mln zł. W 2012 roku GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

4. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2012 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższym zestawieniu. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	2012	2011
Centrala PGNiG S.A.	617	838
Poszukiwanie i wydobywanie	10 990	12 054
Obrót i magazynowanie	3 780	3 841
Dystrybucja	13 255	13 865
Wytwarzanie	1 069	-
Pozostała działalność	2 327	2 185
Razem	32 038	32 783

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

Ponadto w drugiej połowie 2012 roku został uruchomiony program dobrowolnych odejść dla pracowników PGNiG S.A., w wyniku którego 855 pracowników Spółki rozwiązało umowy o pracę.

Większość pracowników, którzy skorzystali z programu dobrowolnych odejść, rozwiązała umowy o pracę z dniem 31 grudnia 2012 roku.

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

W 2012 roku program został wdrożony w pięciu spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG. W PGNiG S.A. Centrala Spółki, w PGNiG Technologie S.A. i w ZRG Krosno Sp. z o.o. Programem łącznie objętych zostało 139 byłych pracowników. Koszty jednorazowych świadczeń osłonowych, przysługujących zwalnianym pracownikom w przypadku powyższych spółek pokryte zostały z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą "Centralny Fundusz Restrukturyzacji". Ponadto w ramach programu świadczenia osłonowe dla łącznie 86 pracowników z własnych środków wypłaciły spółki Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

5. Sprzedaż i pozyskanie gazu

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 28,7 mld zł, z czego 83% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2012	2011
Gaz ziemny, w tym:	23 752	20 269
- gaz ziemny wysokometanowy	22 363	19 052
- gaz ziemny zaazotowany	1 389	1 217
Ropa naftowa	1 256	1 095
Kondensat	7	5
Hel	161	58
Mieszanina propan-butan	66	60
Energia elektryczna	842	11
Ciepło	978	0
Świadcstwa pochodzenia energii	125	0
Usługi magazynowania gazu	36	31
Usługi geofizyczno-geologiczne	329	448
Usługi wiertnicze i serwisowe	586	578
Pozostała sprzedaż	592	449
Razem	28 730	23 004

W 2012 roku GK PGNiG sprzedała 14,6 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2012	2011
Obrót i magazynowanie	13 865,6	13 595,7
Poszukiwanie i wydobywanie	723,3	681,7
Razem	14 588,9	14 277,4

W 2012 roku PGNiG S.A. pozyskała 15,4 mld m³ gazu ziemnego, z czego 71,2% stanowił gaz z importu, głównie z kierunku wschodniego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 28,0% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu w mln m³

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

Rozdział III: Organy Spółki

1. Zarząd

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Podział kompetencji członków Zarządu

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

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

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

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

Umowy z osobami zarządzającymi

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

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

Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

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

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

2. Rada Nadzorcza

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym Jednostkowym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku (nota 38.5).

Rozdział IV: Akcjonariat

Na dzień 30 grudnia 2012 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. w sposób bezpośredni był Skarb Państwa. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B, są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

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

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

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

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 31 grudnia 2012 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji w zł
Mirosław Szałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425

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

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

Kurs akcji PGNiG S.A.

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

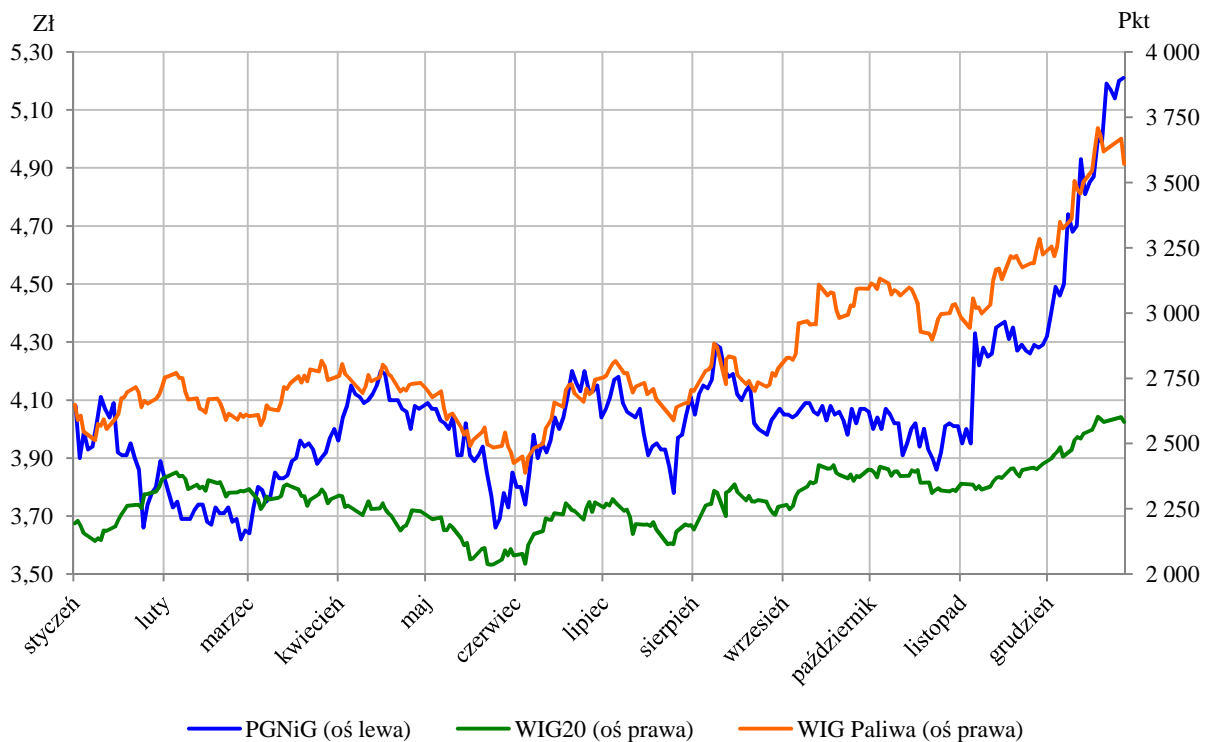
- WIG – indeks spółek giełdowych

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

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

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

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



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

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

Źródło: gpwinfostrefa.pl

Rozdział V: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność GK PGNiG są:

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

1. Prawo energetyczne

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

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

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

1.1. Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

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

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

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

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

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

1.2. Polityka taryfowa

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

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

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

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

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

1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

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

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

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

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

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

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

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

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

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

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

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

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

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

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

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

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

13 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2012)”, która w rozliczeniach z odbiorcami miałyby 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 31 marca 2013 roku.

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

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

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

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

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

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

- możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA, po spełnieniu warunków określonych w ustawie
- możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego z obowiązku magazynowania, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys., a przywóz gazu ziemnego w roku kalendarzowym nie przekracza 100 mln m³.

3. Prawo geologiczne i górnicze

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ustawa Prawo energetyczne

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

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

Ustawa o efektywności energetycznej

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

Kalkulacja taryf

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen i stawek opłat decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności PGNiG S.A. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A., czynniki zewnętrzne. W dążeniu do

ochrony odbiorców, Prezes URE nie uznaje części kosztów prowadzonej działalności za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez PGNiG S.A. założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. W konsekwencji wnioskowane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określone w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zanizanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

W 2012 roku Prezes URE ponownie jednostronnie wydłużył okres obowiązywania taryfy (podobnie jak w poprzednich postępowaniach taryfowych). Zdaniem Spółki, takie działanie Prezesa URE stwarza ryzyko skalkulowania taryfy poniżej kosztów, gdyż nie będą w niej uwzględnione koszty dostawy paliwa gazowego do odbiorcy w okresie, o który Prezes URE przedłuży obowiązywanie taryfy. W konsekwencji, w kolejnych postępowaniach o zatwierdzenie taryfy należy oczekiwać, że czynnik ten może być uwzględniany w kalkulacji taryf. Jednocześnie Prezes URE wydłuża postępowania w sprawie zatwierdzania taryf, co powoduje, że wchodzi one w życie w późniejszych terminach niż wnioskowane przez PGNiG S.A. Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012 została zatwierdzona dopiero 16 marca 2012 roku, pomimo że Spółka złożyła wniosek o jej zatwierdzenie 25 października 2011 roku. Ponadto Prezes URE decyzją z dnia 13 września 2012 roku odmówił zmiany Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliwa gazowego nr 5/2012), w związku z czym PGNiG S.A. złożyła odwołanie od powyższej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Zapotrzebowanie na gaz

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

Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obciążona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie

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

1. Poszukiwanie

W 2012 roku GK PGNiG prowadziła poszukiwanie gazu zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych (typu *shale gas* i *tight gas*). Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze Grupa Kapitałowa realizowała na terenie Polski, Pakistanu, Danii, Egiptu, Norwegii i Libii, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami.

1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2012 roku prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju GK PGNiG realizowała na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim. GK PGNiG prowadziła prace we własnym zakresie oraz współpracowała z innymi podmiotami. Prace wiertnicze na własnych koncesjach prowadzone były w 8 otworach poszukiwawczych, w tym 3 badawczych (Lubycza Królewska-1, Opalino-2 i Lubocino-2H) oraz w 1 otworze rozpoznawczym.

W 2012 roku próby złożowe wykonano w trzech odwiertach na Przedgórzu Karpat, w tym w dwóch odwierconych w 2011 roku. Próby potwierdziły obecność gazu w dwóch otworach: jednym poszukiwawczym (Kramarzędka-1) i jednym rozpoznawczym (Lubliniec-12). W trzecim z odwiertów (Łapanów-6K) nie uzyskano przemysłowego przypiływu 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 przypiływ gazu ziemnego. Zakończono wiercenie głębokiego otworu Dukła-1 w Karpatach. Na Lubelszczyźnie wykonano wiercenie otworu Lubycza Królewska-1 (*shale gas*) oraz rozpoczęto analizy pod kątem wykonania zabiegów szczelinowania.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2012 roku wynosił:

- 89,4 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 20,7 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

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

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

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

(operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%

- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4 lipca 2012 roku PGNiG S.A. podpisała umowę ramową w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo z czterema innymi polskimi spółkami: Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. Zgodnie z umową wspólne prace będą prowadzone m.in. w rejonie Kochanowa, Częstkowa i Tęczza, 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 – Tęcz (KCT) wyniosą maksymalnie 1,7 mld zł. Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem będzie PGNiG S.A.

1.2. Prace poszukiwawcze za granicą

W 2012 roku GK PGNiG prowadziła prace na obszarach koncesyjnych w Pakistanie, Danii, Egipcie, Libii i Norwegii, przy czym projekty w Libii i Norwegii realizowane były przez spółki zależne PGNiG S.A.

Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2012 roku zakończono rekonstrukcję otworu Hallel-1 i wiercenie z niego otworu poziomego Hallel-xl, w którym uzyskano przyływ gazu, po czym rozpoczęto budowę instalacji niezbędnej do przeprowadzenia wspólnego testu produkcyjnego dla otworów Rehman-1 i Hallel-X1. Ponadto wykonano dodatkową interpretację danych sejsmiki 3D, która potwierdziła obecność potencjalnych obiektów złożowych na północy koncesji. 6 lipca 2012 roku pakistański organ koncesyjny (*Directorate General of Petroleum Concessions*) zakwalifikował złożo Rehman jako niekonwencjonalne (*tight gas*). Uprawnia to udziałowców do zwiększenia ceny gazu o 50% w stosunku do ceny gazu ze złóż konwencjonalnych. W oparciu o wycenę koncesji Kirthar, dokonaną przez kanadyjską firmę DeGolyer&McNaughton, w 2012 roku operator podjął decyzję o wejściu w II

etap poszukiwawczy, w ramach którego do lipca 2014 roku odwiercony zostanie nowy otwór poszukiwawczy.

Dania

Od podpisania umowy cesji udziałów w 2007 roku PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsøfonden – 20%. 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. Otwór ostatecznie zlikwidowano, a koncesja 1/05 została wygaszona.

Egipt

W Egipcie PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W 2012 roku zakończono połowe prace sejsmiczne 2D (łącznie 2.300 km) i wykonano przetwarzanie i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D. W związku z wydłużającymi się procedurami administracyjnymi rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego przewidywane jest na początku roku 2013.

PGNiG Norway AS

PGNiG Norway AS została powołana do realizacji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projektu, którego celem jest zwiększenie wydobywalnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego poza granicami Polski. Podstawowym zadaniem spółki PGNiG Norway AS jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka posiada prekwalifikację norweskich władz do pełnienia roli operatora.

Spółka posiada udziały w szeregu koncesji poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzu Norweskim. Wspólnie z partnerami spółka prowadzi projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, BP – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON – 28%. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Projekt Skarv jest jednym z największych projektów inwestycyjnych prowadzonych w Norwegii. Obejmuje on 17 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 6 – gazu ziemnego i 4 odwierty iniekcyjne (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Eksploatacja złoża Skarv odbywa się przy użyciu nowej pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO) z wieżą wyciągową. Platforma ta 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 złożo Skarv określa się na ok. 135 tys. m³ (850 tys. baryłek). W 2012 roku po opóźnieniach spowodowanych trudnymi warunkami pogodowymi zakończono prace wykończeniowe, montaż wszystkich podmorskich instalacji (płyty fundamentowe, gazociągi itp.), przeprowadzono odbiory techniczne oraz przygotowano odwierty eksploatacyjne do rozpoczęcia produkcji.

31 grudnia 2012 roku rozpoczęto wydobywanie ropy i gazu ze złoża Skarv. Wydobyta ropa naftowa sprzedawana będzie bezpośrednio z platformy do spółki Shell International Trading and Shipping Company Ltd. (zgodnie z umową z 19 października 2011 roku) i transportowana za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców. Gaz natomiast przesyłany będzie poprzez istniejący

system podmorskich gazociągów bezpośrednio na rynek europejski. 11 września 2012 roku PGNiG Norway AS podpisała ze spółką PGNiG Sales&Trading GmbH umowę, na mocy której spółka będzie sprzedawać swoją część gazu ziemnego wydobytego ze złoża Skarv. Umowa została podpisana na 10 lat, a jej szacowana wartość wynosi ok. 1,3 mld EUR. Cena gazu będzie ustalana w odniesieniu do jego notowań na Europejskiej Giełdzie Energii (*European Energy Exchange*), a płatności za dostawy surowca będą rozliczane w EUR.

W 2012 roku PGNiG Norway AS prowadziła również prace poszukiwawcze. Na przełomie 2011 i 2012 roku wykonany został odwiert poszukiwawczy na koncesji PL350. Wyniki wiercenia okazały się niesatysfakcjonujące i spółka zrezygnowała z kontynuowania prac na powyższej koncesji. Koncesja 350 i jej rozszerzenie PL350B zostały zwrócone norweskim władzom. Ponadto w 2012 roku spółka prowadziła prace poszukiwawcze na koncesjach PL212E i PL558. Rezultatem prac na koncesji PL212E było odkrycie złoża Snadd Outer. Udział PGNiG Norway AS w nowo odkrytym złożu wynosi 15%.

W wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej w 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), koncesja wygasła we wrześniu 2012 roku.

W 2012 roku PGNiG Norway AS wzięła udział w dwóch rundach koncesyjnych. Rozstrzygnięcie tych rund nastąpi w I półroczu 2013 roku.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0	0
Zysk/strata netto	mln zł	74	-132
Kapitał własny	mln zł	370	291
Aktywa ogółem	mln zł	5 019	4 661
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	22	23

W 2013 roku PGNiG Norway AS planuje wydobycie ropy naftowej na poziomie ok. 370 tys. ton oraz ok. 0,3 mld m³ gazu ziemnego. Ostateczny poziom wydobycia będzie zależał od wydajności poszczególnych odwiertów oraz efektywności fazy rozruchu produkcji i sekwencyjnego włączania odwiertów do eksploatacji.

Ponadto w 2013 roku spółka będzie kontynuowała prace rozpoznawcze na złożu Snadd Outer oraz prace poszukiwawczo-rozpoznawcze na złożu Snadd. Spółka planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych lub akwizycję od innych podmiotów. W przyszłości Spółka zamierza uczestniczyć, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1.000 m) oraz w strefie arktycznej.

POGC – Libya B.V.

Podstawowym przedmiotem działalności Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. jest poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów w Libii. Spółka prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii na podstawie umowy EPSA (*Exploration and Production Sharing Agreement*) z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii.

W 2012 roku POGC – Libya B.V. wznowiła pracę oddziału w Trypolisie oraz rozpoczęła wdrażanie procedur bezpieczeństwa niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracownikom biura oddziału spółki w Trypolisie oraz wykonawcom prac terenowych. W drugiej połowie 2012 roku został zniesiony stan siły wyższej i wznowione zostały prace poszukiwawcze zgodnie z umową EPSA, zawieszoną w 2011 roku z powodu wojny domowej w Libii. Wraz ze wznowieniem prac spółka uzyskała wszystkie niezbędne zgody na wiercenia otworów i zleciła wykonanie prac przygotowawczych do planowanych wierceń.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0	0
Zysk/strata netto	mln zł	-9	-21
Kapitał własny	mln zł	315	48
Aktywa ogółem	mln zł	321	53
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	58	36

W 2013 roku spółka zamierza zakończyć prace przygotowawcze do zaplanowanych wierceń i wykonać trzy odwierty poszukiwawcze. Spółka planuje również rozpoczęcie prac sejsmicznych ostatniej fazy 3D oraz dodatkowego zdjęcia 2D. W dalszej perspektywie spółka zakłada pozyskanie nowych projektów w ramach umów DPSA (*Development and Production Sharing Agreement*) i EPSA na terenie Libii.

1.3. Usługi w obszarze poszukiwania złóż

W 2012 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie świadczyły usługi w zakresie badań geofizycznych, a także prac wiertniczych i usług specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego. Prace wiertnicze prowadzono w poszukiwaniu węglowodorów i innych surowców. Spółki wykonywały prace dla GK PGNiG oraz dla kontrahentów zewnętrznych.

GEOFIZYKA Kraków S.A.

GEOFIZYKA Kraków S.A. świadczy usługi geofizyczne w zakresie prac sejsmiki polowej z użyciem źródeł wzbudzania wibratorowego i dynamitowego metodą 2D i 3D, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych z pomiarów geofizycznych, wykonywania pomiarów, zabiegów i prac specjalnych w otworach wiertniczych, interpretacji, perforacji oraz usług sejsmometrii wiertniczej.

W 2012 roku GEOFIZYKA Kraków S.A. osiągnęła 169 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 59% stanowiły przychody z usług wykonywanych w Polsce. Głównymi odbiorcami prac prowadzonych w kraju były podmioty powiązane z GK PGNiG. Zakres świadczonych usług obejmował sejsmikę polową 2D i 3D oraz geofizykę wiertniczą. Ponadto spółka realizowała kontrakty z zakresu sejsmiki polowej dla Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. oraz mikrosejsmiki dla ENI Polska Sp. z o.o. i Akademii Górniczo-Hutniczej. Na rynkach zagranicznych spółka wykonywała usługi sejsmiczne 2D i 3D wyłącznie na rzecz podmiotów zewnętrznych tj. OMV Exploration & Production GmbH w Austrii, Hjørring Varmeforsyning w Danii, RWE Gas Storage w Czechach oraz OGDCL w Pakistanie. Sprzedaż usług do odbiorców zewnętrznych za granicą stanowiła 41% całkowitych przychodów spółki.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	169	247
Zysk/strata netto	mln zł	-16	9
Kapitał własny	mln zł	86	103
Aktywa ogółem	mln zł	232	236
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 182	1 604

W 2013 roku na rynku krajowym spółka będzie świadczyć usługi sejsmiczne 2D i 3D na rzecz PGNiG S.A. Za granicą realizowane będą kontrakty na usługi sejsmiczne 3D dla OMV Exploration & Production GmbH w Austrii oraz 2D i 3D na rzecz POGC – Libya B.V.

GEOFIZYKA Toruń S.A.

GEOFIZYKA Toruń S.A. zajmuje się świadczeniem usług geofizycznych w zakresie badań sejsmicznych, począwszy od projektowania i akwizycji danych, poprzez ich cyfrowe przetwarzanie, do kompleksowej interpretacji geofizyczno-geologicznej włącznie. Ponadto spółka świadczy usługi z zakresu pomiarów geofizycznych i zabiegów w otworach oraz ich interpretacji. Spółka oferuje również płytkie badania geofizyczne w ramach ochrony środowiska, geologii i hydrogeologii, a także projektuje i wykonuje głębokie uziomy anodowe do ochrony katodowej.

W 2012 roku GEOFIZYKA Toruń S.A. osiągnęła 349 mln zł przychodów ze sprzedaży. Przychody z usług wykonanych dla klientów zewnętrznych stanowiły 73% całkowitej sprzedaży. Na rynkach zagranicznych spółka świadczyła usługi głównie dla podmiotów zewnętrznych. Prace obejmowały przede wszystkim akwizycję danych sejsmicznych 2D i 3D i prowadzone były w Niemczech, Indiach, Egipcie i na Węgrzech. Na rynku krajowym spółka kontynuowała prace w zakresie akwizycji danych sejsmicznych dla FX Energy Poland Sp. z o.o., BNK Polska Sp. z o.o. oraz Wisent Oil&Gas Sp. z o.o. Usługi wykonane dla podmiotów powiązanych z GK PGNiG obejmowały akwizycję, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych oraz prace geofizyki otworowej.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	349	371
Zysk/strata netto	mln zł	12	21
Kapitał własny	mln zł	189	188
Aktywa ogółem	mln zł	262	253
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 576	1 881

W 2013 roku na rynku krajowym GEOFIZYKA Toruń S.A. zamierza kontynuować prace w zakresie akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych 2D i 3D oraz pomiarów sejsmicznych w otworach wraz z interpretacją. Usługi wykonywane będą dla podmiotów zewnętrznych tj. FX Energy Poland Sp. z o.o., Cuadrilla Poland Sp. z o.o., Lane Energy Poland Sp. z o.o. oraz PGNiG S.A. Za granicą natomiast kontynuowane będą prace z zakresu akwizycji danych sejsmicznych w Niemczech i Indiach. Ponadto spółka realizować będzie nowy projekt obejmujący prace polowe we Włoszech.

PNiG Jasło S.A.

Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A. zajmuje się wierceniem otworów geologiczno-poszukiwawczych i eksploatacyjnych, przeprowadzaniem rekonstrukcji i likwidacji odwiertów oraz świadczeniem usług specjalistycznych serwisów wiertniczych w zakresie usług cementacyjnych, płuczkowych, zbrojenia odwiertów oraz aparatury kontrolno-pomiarowej na wiertniach.

W 2012 roku spółka uzyskała przychody ze sprzedaży w wysokości 148 mln zł, z czego 75% stanowiły przychody z usług wykonanych na rzecz PNiG S.A. Dla PNiG S.A. spółka wykonywała wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i eksploatacyjne, przeprowadzała remonty, obróbki i likwidacje odwiertów, a także świadczyła usługi serwisów specjalistycznych tj. serwisów płuczkowego, *datawell*, pakerowego i cementacyjnego. Dla odbiorców zewnętrznych spółka wykonywała m.in. wiercenia otworów gazowych dla Orlen Upstream Sp. z o.o. i FX Energy Poland Sp. z o.o., wiercenie otworu geotermalnego dla Termo-Glob Sp. z o.o. oraz świadczyła usługi serwisów specjalistycznych tj. serwisu cementacyjnego dla FX Energy Poland Sp. z o.o. i Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. k. oraz serwisu pakerowego dla Hydro Nafta Sp. z o.o. Spółka wykonywała również usługi serwisów specjalistycznych poza granicami kraju: serwisu *datawell* na Ukrainie i serwisu cementacyjnego na Litwie.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	148	302
Zysk/strata netto	mln zł	-77	2
Kapitał własny	mln zł	66	141
Aktywa ogółem	mln zł	262	280
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	814	917

GK PNiG Kraków

Grupa Kapitałowa PNiG Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A. oraz jej spółki zależne: Oil Tech International - F.Z.E. i Poltava Services LLC. Poltava Services LLC została powołana w 2011 roku na Ukrainie. Podstawowym przedmiotem działalności PNiG Kraków S.A. są wiercenia geologiczne, poszukiwawcze i eksploatacyjne, rekonstrukcje otworów wiertniczych oraz usługi serwisowe związane z wierceniem otworów, ich opróbowaniem i eksploatacją. Spółka świadczy również usługi w zakresie hotelarstwa, gastronomii, wynajmu i szkoleń. Spółka Oil Tech International - F.Z.E. świadczy usługi w zakresie wynajmu załóg wiertniczych, materiałów, maszyn i urządzeń. Spółka Poltava Services LLC wykonuje m.in. usługi wiertnicze oraz usługi wynajmu załóg wiertniczych.

W 2012 roku GK PNiG Kraków uzyskała przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 333 mln zł. Przychody z usług wykonywanych na rzecz kontrahentów zewnętrznych wyniosły 296 mln zł tj. 89% sprzedaży ogółem, z czego 87% stanowił eksport. W 2012 roku GK PNiG Kraków kontynuowała prace wiertnicze w Ugandzie, Kazachstanie, Pakistanie i na Ukrainie. Ponadto grupa podpisała nowe kontrakty na wiercenia prowadzone w Ugandzie, na Ukrainie i w Etiopii oraz rozpoczęła ich realizację. W 2012 roku grupa zakończyła prace na rynku czeskim. Na rynku krajowym głównym odbiorcą usług była PNiG S.A., na rzecz której grupa wykonywała głównie wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze, w tym w poszukiwaniu gazu łupkowego.

Podstawowe dane o grupie

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	333	421
Zysk/strata netto	mln zł	16	17
Kapitał własny	mln zł	152	175
Aktywa ogółem	mln zł	488	498
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 036	1 226

PNiG NAFTA S.A.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A. jest poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego głównie w zakresie projektowania, wykonania i dokumentowania wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych. Spółka zajmuje się również wierceniami otworów na potrzeby podziemnych magazynów gazu, likwidacją otworów na wyeksploatowanych złożach, rekonstrukcją otworów będących w eksploatacji oraz prowadzi działalność pomocniczą świadczoną przez warsztat naprawy sprzętu wiertniczego i bazę magazynową.

W 2012 roku spółka osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 239 mln zł, z czego 71% stanowiła sprzedaż usług wykonanych na rzecz odbiorców zewnętrznych. Spółka świadczyła usługi głównie na terenie kraju. Usługi te obejmowały przede wszystkim prace wiertnicze prowadzone dla spółek Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. k., ORLEN Upstream Sp. z o.o. i FX Energy Poland Sp. z o.o. Ponadto spółka wykonała wiercenia otworów dla firm poszukujących niekonwencjonalnych złóż gazu (*shale gas*): Talisman Energy Polska Sp. z o.o., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. i ORLEN Upstream Sp. z o.o. W ramach kontraktów zagranicznych realizowano wiercenia otworów w Egipcie i rozpoczęto prace wiertnicze w Gruzji. Dla PGNiG S.A. spółka wykonywała wiercenia poszukiwawcze i rekonstrukcje odwiertów na terenie kraju.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	239	302
Zysk/strata netto	mln zł	-5	16
Kapitał własny	mln zł	188	201
Aktywa ogółem	mln zł	346	359
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	808	860

PN „Diament” Sp. z o.o.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o. jest świadczenie usług w zakresie specjalistycznych serwisów wiertniczych obejmujących wiercenia otworów, remonty i likwidacje odwiertów, zabiegi cementacyjne i intensyfikacyjne oraz inne z użyciem urządzeń *coiled tubing* i azotowego, zbrojenia otworów, pomiary wgłębne i opróbowania próbnikami złoża, jak również prace w zakresie serwisu płuczek wiertniczych. Ponadto Spółka prowadzi działalność związaną z budownictwem ogólnym, drogowym i ekologicznym.

W 2012 roku PN „Diament” Sp. z o.o. uzyskała przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 201 mln zł. Przychody z usług wykonywanych na rzecz kontrahentów zewnętrznych stanowiły 55%

sprzedaży ogółem. Dla odbiorców zewnętrznych prowadzono głównie wiercenia otworów badawczych, w ramach których wykonano m.in. 2 odwierty na obszarze koncesyjnym złóż miedzi dla KGHM Polska Miedź S.A., 5 odwiertów na Litwie i 2 poszukiwawcze dla Liesa Energy Sp. z o.o. Spółka wykonywała również prace serwisowe m.in. na Litwie i Ukrainie oraz w Hiszpanii i Rumunii. Ponadto spółka świadczyła usługi związane z budownictwem ogólnym i drogowym oraz usługi z zakresu budowy i rekultywacji składowisk odpadów.

Na rzecz spółek powiązanych z GK PGNiG spółka wykonywała remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów, m.in. likwidację odwiertu w Danii dla PGNiG S.A. oraz szereg prac specjalistycznych m.in. prace w zakresie płuczek wiertniczych, opróbowania i zbrojenia odwiertów, cementowania kolumn rur, zabiegów kwasowania i wykonania korków cementowych, a także zabiegi przy użyciu urządzeń *coiled tubing*, *slickline* i azotowego.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	201	206
Zysk/strata netto	mln zł	3	10
Kapitał własny	mln zł	104	103
Aktywa ogółem	mln zł	196	152
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	723	707

ZRG Krosno Sp. z o.o.

Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. jest specjalistyczną firmą serwisową górnictwa otworowego. Zakres prowadzonej działalności obejmuje głównie usługi w odwiertach, a w szczególności rekonstrukcje odwiertów ropnych i gazowych, płytkie wiercenia, rdzeniowanie, likwidacje odwiertów, infrastruktury i dołów urobkowych oraz innych skutków działalności górnictwa otworowego. Spółka świadczy również szeroki zakres prac w zakresie specjalistycznych serwisów intensyfikacji wydobywania, pomiarowych i laboratoryjnych.

W 2012 roku ZRG Krosno Sp. z o.o. osiągnęła 50 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 55% stanowiły przychody z usług świadczonych na rzecz PGNiG S.A. Dla PGNiG S.A. spółka wykonywała prace w odwiertach: rekonstrukcje, obróbki, zabiegi intensyfikacyjne i pomiary parametrów złożowych. Dla kontrahentów zewnętrznych spółka świadczyła usługi na terenie kraju i za granicą. Na rynku krajowym spółka m.in. zakończyła wiercenie otworu węglowego dla NWR KARBONIA S.A., wykonała intensyfikację wydobywania dla Geotermia Podhalańska S.A. oraz przeprowadziła pomiary parametrów złożowych dla DART ENERGY Poland Sp. z o.o. Na rynku zagranicznym spółka wykonywała rekonstrukcje i likwidacje odwiertów dla RWE Gas Storage s.r.o. i „Unigeo” w Czechach oraz intensyfikację wydobywania dla Tacrom Services s.r.l. w Rumunii.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	50	72
Zysk/strata netto	mln zł	-10	1
Kapitał własny	mln zł	32	43
Aktywa ogółem	mln zł	50	59
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	360	395

W grudniu 2012 roku został zakończony proces konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych w segmencie poszukiwanie i wydobywanie GK PGNiG. PGNiG Poszukiwania S.A. została połączona ze spółkami: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. i ZRG Krosno Sp. z o.o. Cały majątek spółek przejmowanych został przeniesiony do PGNiG Poszukiwania S.A. 6 lutego 2013 roku spółka zmieniła nazwę na Exalo Drilling S.A.

W 2013 roku Exalo Drilling S.A. będzie świadczyła usługi wiertnicze w zakresie poszukiwania złóż węglowodorów, w tym w poszukiwaniu gazu łupkowego, poszukiwaniu miedzi oraz wiercenia otworu geotermalnego. Ponadto spółka planuje kontynuować prace serwisowe i prace w odwiertach, a w szczególności rekonstrukcje, intensyfikację wydobywania i pomiary parametrów złożowych oraz likwidacje odwiertów.

Na rynku krajowym znaczącym odbiorcą usług pozostanie PGNiG S.A. Natomiast istotnymi odbiorcami zewnętrznymi pozostaną inwestorzy polscy i zagraniczni posiadający koncesje na poszukiwanie węglowodorów w Polsce, m.in.: Orlen Upstream Sp. z o.o., FX Energy Sp. z o.o., Lane Energy Poland Sp. z o.o. i ExxonMobil Usługi Sp. z o.o. Ponadto spółka planuje wiercenia w poszukiwaniu miedzi dla KGHM Polska Miedź S.A. i Mozów Copper Sp. z o.o., a także wiercenie otworów: geotermalnego dla Geotermii Podhalańskiej i wentylacyjnego dla KWK Knurów-Szczygłowice.

Na rynku zagranicznym spółka będzie kontynuowała realizację kontraktów wiertniczych w Ugandzie, Egipcie, Etiopii, Gruzji, Kazachstanie, Pakistanie oraz na Ukrainie i na Litwie. Ponadto spółka prowadzić będzie prace urządzeń *coiled tubing* i azotowego oraz prace serwisu *datawell* na Ukrainie. Spółka planuje również rekonstrukcje i likwidacje odwiertów w Czechach.

2. Wydobywanie

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

W 2012 roku PGNiG S.A. wydobyła 4.317,3 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Wydobywanie ropy naftowej wyniosło 478,4 tys. ton. Wielkość wydobywania PGNiG S.A. w 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

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

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W 2012 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 4 złoża: Ryłowa, Rajsko, Góra Ropczycka i Lubliniec oraz podłączono 7 nowych odwiertów na już eksploatowanych złożach: Zagorzyce, Cierpisz, Mirocin, Pruchnik – Pantałowice i Rudka. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego z podłączonych odwiertów wynosi około 13,1 tys.m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze podłączono 3 odwierty ropne na złożu BMB (Barnówko – Mostno – Buszewo) o łącznej zdolności wydobywczej 332 t/d oraz 2 odwierty gazowe (na złożu Radlin i Bogdaj – Uciechów) o łącznej zdolności wydobywczej 4,3 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto w grudniu włączono do eksploatacji złożo ropne Lubiatów o zdolności wydobywczej wynoszącej 960 t/d i złożo gazowe Międzychód o zdolności wydobywczej 11,2 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

W 2012 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac dla utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W celu uzyskania przyrostu wydobycia węglowodorów wykonano 4.088 m wierceń eksploatacyjnych. Przeprowadzono łącznie remonty 24 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację, z czego w 19 otworach uzyskano przemysłowy przyływ węglowodorów. W 3 odwiertach prace remontowe wykonano na potrzeby PMG. Natomiast 2 odwierty przeznaczone były do zatłaczania wód złożowych. Ponadto w 2012 roku wykonano łącznie 63 obróbek odwiertów, których celem było głównie utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnym urządzeniom wydobywczych. Obróbki wykonywano również w odwiertach na rzecz PMG oraz w odwiertach do zatłaczania wód złożowych.

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

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

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	2012	2011
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	723,3	681,7
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	71,9	63,9
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	651,4	617,8
2 Ropa naftowa	tys. t.	482,1	464,6
3 Kondensat	tys. t.	2,5	2,2
4 Hel	mln m ³	3,3	3,4
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	22,6	20,7
6 Azot	tys. kg	455,7	489,8
7 Siarka	tys. t.	25,3	23,8

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

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

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

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

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

Podziemne magazyny gazu

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

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

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie w mln m³

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

3. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

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

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

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2013 roku GK PGNiG kontynuować będzie prace poszukiwawcze w Egipcie oraz w Pakistanie. W Egipcie zostanie rozpoczęte wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego. W Norwegii PGNiG Norway AS będzie kontynuowała prace rozpoznawcze na złożu Snadd Outer oraz prace poszukiwawczo-rozpoznawcze na złożu Snadd. POGC – Libya B.V. planuje wykonać trzy odwierty poszukiwawcze, a także rozpocząć prace sejsmiczne ostatniej fazy 3D oraz dodatkowego zdjęcia 2D.

Wydobycie gazu ziemnego

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

W 2013 roku GK PGNiG planuje wydobycie na poziomie 4,8 mld m³ gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³, z tego 4,4 mld m³ ze złóż w kraju oraz 0,3 mld m³ na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i 0,1 mld m³ w Pakistanie. Na obszarze działania Oddziału w Sanoku zostaną oddane do eksploatacji odwierty na złożach już eksploatowanych tj. Pruchnik, Maćkowice, Wola Różaniecka oraz nowe złożo Mołodycz. Natomiast na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planowane jest włączenie do eksploatacji odwiertów na złożach już eksploatowanych tj. Radlin, Jarocin i Winna Góra. Ponadto GK PGNiG kontynuować będzie eksploatację złoża Skarv oraz rozpocznie wydobycie gazu ziemnego w Pakistanie.

Wydobycie ropy naftowej

W 2013 roku GK PGNiG planuje wydobycie ok. 1.120 tys. ton ropy naftowej, z tego 750 tys. ton ze złóż krajowych i 370 tys. ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wzrost wydobycia spowodowany jest włączeniem do eksploatacji pod koniec 2012 roku złóż: Lubiatów i Międzychód oraz z włączeniem w styczniu 2013 roku złoża Grotów.

4. Ryzyka poszukiwania i wydobycia

Odkrycia i szacowanie zasobów

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

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

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

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

Konkurencja

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

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów

na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

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

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

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

Koszty prac poszukiwawczych

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

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

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

Wykwalifikowana kadra

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

Nieprzewidziane zdarzenia

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

Zmiany prawne

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza

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

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

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

Rozdział VII: Obrót i magazynowanie

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

1. Zakupy

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

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

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

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

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

Nowe umowy

W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu ziemnego PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. umowę o świadczenie usługi wirtualnego rewesu (usługa przesyłania zwrotnego) na gazociągu jamalskim w okresie od 1 stycznia 2012 roku do 31 grudnia 2015 roku. W 2012 roku PGNiG S.A. zawarła z PGNiG Sales & Trading GmbH krótkoterminowe umowy na dostawy gazu ziemnego, poprzez wykorzystanie wirtualnego rewesu na gazociągu jamalskim, w łącznej ilości ok. 890,0 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, obowiązującej do 1 października 2016 roku” wystąpiła do VNG-Verbundnetz Gas AG z wnioskiem o obniżenie ceny gazu ziemnego. 29 marca 2012 roku VNG-Verbundnetz Gas AG przesłała do PGNiG S.A. wniosek o zmianę ceny gazu

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

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

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

2. Sprzedaż

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

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. W 2012 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do 2011 roku wzrosła o ok. 2,0% tj. 269,9 mln m³. Największy wzrost sprzedaży gazu nastąpił wśród odbiorców przemysłowych, w tym głównie z grupy przemysł rafineryjny i petrochemiczny oraz wśród odbiorców domowych. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie PGNiG S.A. w 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Jednostka	2012	2011
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	13 865,6	13 595,7
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	13 360,9	13 102,9
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	504,7	492,8
2 Propan-butan	tys. t.	1,2	1,8

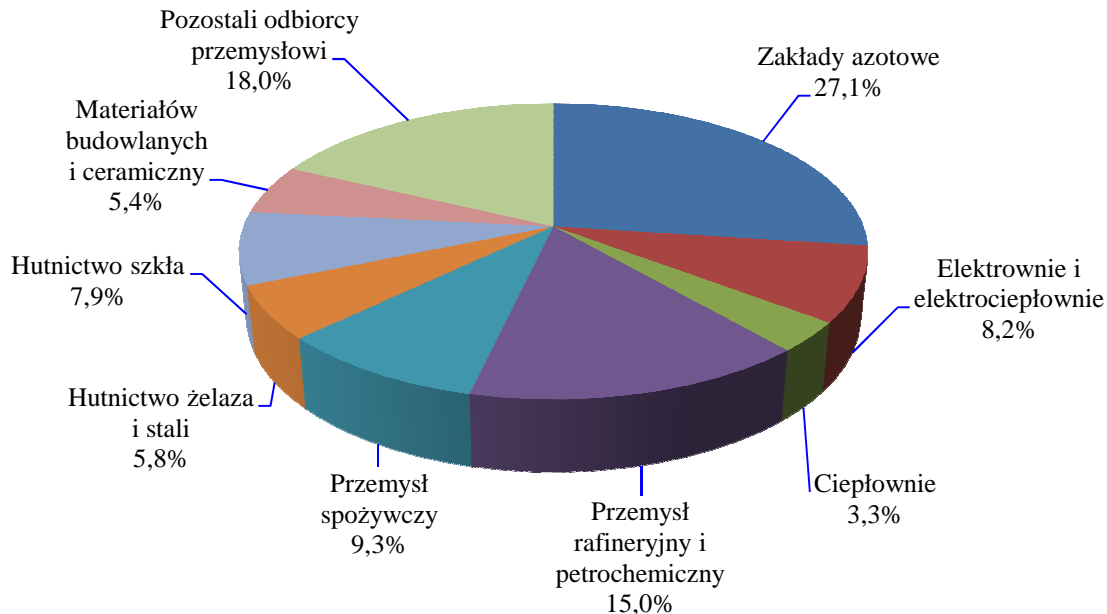
* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

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

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	2012	%	2011	%
Odbiorcy przemysłowi	8 268,2	59,6%	8 149,7	60,0%
Handel, usługi	1 523,3	11,0%	1 467,6	10,8%
Odbiorcy domowi	3 851,7	27,8%	3 730,2	27,4%
Odbiorcy hurtowi	222,4	1,6%	221,5	1,6%
Eksport	0,0	0,0%	26,7	0,2%
Razem	13 865,6	100,0%	13 595,7	100,0%

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2012 roku do odbiorców przemysłowych



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

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

Sprzedaż energii elektrycznej

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

3. Magazynowanie

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

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

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

W 2012 roku PGNiG S.A. zakończyła 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.

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.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 1.821,5 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 1.796,0 mln m³ na zasadach umowy długoterminowej, a 25,5 mln m³ na zasadach umowy krótkoterminowej. Dodatkowo w KPMG Mogilno, 0,39 mln m³ wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego magazynu. Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 31 grudnia 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	411,5
PMG Strachocina	330,0	330,0
PMG Swarzów	90,0	90,0
PMG Wierzchowice	575,0	575,0
Razem	1 821,9	1 821,5

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

4. Spółki segmentu obrót i magazynowanie

Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. została powołana w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2009/73/WE w zakresie prawnego rozdzielenia działalności magazynowania paliw gazowych od innych rodzajów działalności realizowanych przez przedsiębiorstwo gazownicze zintegrowane pionowo. Spółka świadczy usługi magazynowania paliw gazowych w oparciu o PMG Husów, PMG Wierzchowice, KPMG Mogilno, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina. Na dzień 31 grudnia 2012 roku spółka dysponowała instalacjami magazynowymi o łącznej pojemności czynnej 1.821,9 mln m³.

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 Magazynowania” oraz „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego”. Aktualny

„Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania” oraz „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego” dostępne są na stronie internetowej Operatora Systemu Magazynowania.

29 października 2012 roku Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. i OGP GAZ-SYSTEM S.A. zawarły Międzyoperatorską Umowę Przesyłową („MUP”). Umowa określa szczegółowe warunki i sposoby współpracy pomiędzy spółkami, a także jest podstawą do przydziału na rzecz OSM Sp. z o.o. przepustowości w międzysystemowych fizycznych punktach wejścia do systemu przesyłowego i w międzysystemowych fizycznych punktach wyjścia z systemu przesyłowego na połączeniach z instalacjami magazynowymi. Podstawą zawarcia umowy było zatwierdzenie przez Prezesa URE w dniu 24 lipca 2012 roku Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej ustalonej przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	339	0
Zysk netto	mln zł	15	-1
Kapitał własny	mln zł	19	4
Aktywa ogółem	mln zł	78	4
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	27	3

GK PGNiG Sales & Trading

Grupa Kapitałowa PGNiG Sales & Trading obejmuje PGNiG Sales & Trading GmbH oraz jej spółkę zależną XOOOL GmbH. PGNiG Sales & Trading GmbH powołana została w celu prowadzenia działalności handlowej na międzynarodowych rynkach gazu ziemnego i energii elektrycznej. W 2012 roku PGNiG Sales & Trading GmbH nabyła 100% udziałów w spółce XOOOL GmbH oferującej gaz ziemny odbiorcom końcowym na rynku niemieckim i posiadającej około 17.000 klientów na terenie Niemiec.

W 2012 roku 74% przychodów PGNiG Sales & Trading GmbH pochodziło ze sprzedaży gazu ziemnego do PGNiG S.A. Dostawy paliwa do Polski odbywały się przy wykorzystaniu dostępnych mocy przesyłowych w punkcie wejścia do polskiego systemu przesyłowego Lasów, a także przy wykorzystaniu usługi przesyłania zwrotnego (*reverse flow*) na gazociągu jamalskim w punkcie Mallnow. W 2012 roku spółka sprzedała i dostarczyła do PGNiG S.A. 890 mln m³ gazu ziemnego.

Ponadto PGNiG Sales & Trading GmbH zajmowała się obrotem gazem ziemnym na terenie Niemiec, w ramach którego zawierała transakcje na giełdzie *EEX (European Energy Exchange)*. Spółka dokonywała również transakcji na wirtualnych platformach handlowych oraz zawierała umowy na dostawy gazu na bazie standardu *EFET (European Federation of Energy Traders)* w ramach transakcji pozagiełdowych. W celu realizacji fizycznych dostaw gazu na rynku niemieckim PGNiG Sales & Trading GmbH zawarła umowy z operatorami systemów przesyłowych na obszarach rynkowych *NetConnectGermany* i *Gaspool*.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	1 462	450
Zysk/strata netto	mln zł	0	-3
Kapitał własny	mln zł	38	41
Aktywa ogółem	mln zł	518	221
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	37	14

W 2013 roku planowane jest włączenie działalności obrotu hurtowego PGNiG Sales & Trading GmbH do struktur PGNiG S.A. Po przekształceniach spółka kontynuować będzie sprzedaż gazu i energii elektrycznej do odbiorców końcowych na rynku niemieckim.

PGNiG Energia S.A.

PGNiG Energia S.A. prowadzi działalność w zakresie przygotowania projektów inwestycyjnych oraz działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂.

W 2012 roku PGNiG Energia S.A. prowadziła obrót: energią elektryczną na polskim i niemieckim hurtowym rynku energii, prawami majątkowymi do świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii i kogeneracji oraz uprawnieniami do emisji CO₂. Ponadto spółka świadczyła usługi bilansowania handlowego oraz obsługi handlowej PGNiG TERMIKA SA., a także sprzedawała energię elektryczną do podmiotów Grupy Kapitałowej PGNiG.

W 2012 roku PGNiG Energia S.A. osiągnęła 165 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 61% stanowiły przychody ze sprzedaży na rzecz klientów zewnętrznych. Sprzedaż energii elektrycznej stanowiła 90% całkowitych przychodów sprzedaży spółki. Głównymi odbiorcami energii elektrycznej, spoza GK PGNiG, były spółki PSE Operator S.A. i Alpiq SE. Spółka sprzedawała również energię na sesjach Towarowej Giełdy Energii S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	165	24
Zysk/strata netto	mln zł	-4	-2
Kapitał własny	mln zł	34	27
Aktywa ogółem	mln zł	54	32
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	38	48

W 2013 roku planowane jest połączenie PGNiG Energia S.A. z PGNiG S.A.

5. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

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

Magazynowanie

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

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

Koncentracja działalności obrotu

W 2013 roku planowane jest skoncentrowanie w strukturach PGNiG S.A. działalności obrotu hurtowego gazem ziemnym, energią elektryczną, ciepłem, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnieniami do emisji CO₂.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

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

W celu uniknięcia podobnych sytuacji w kolejnych latach, w 2011 roku PGNiG S.A. zwróciła się do Trybunału Konstytucyjnego z pytaniem prawnym co do zgodności Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy z konstytucją.

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

Uwolnienie cen gazu dla odbiorców

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

Działalność elektroenergetyczna

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

Magazynowanie

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

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

Rozdział VIII: Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć Spółek Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej. Na podstawie decyzji Prezesa URE Spółki Gazownictwa od połowy 2007 roku posiadają status Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Do dnia 31 grudnia 2012 roku w rozliczeniach z odbiorcami Spółki Gazownictwa obowiązywały „Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego” zatwierdzone przez Prezesa URE w dniu 30 czerwca 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.

Decyzjami z dnia 17 grudnia 2012 roku Prezes URE zatwierdził nowe „Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego” dla Spółek Gazownictwa, które w rozliczeniach z odbiorcami obowiązują od 1 stycznia 2013 roku.

W dniach 5-6 grudnia 2012 roku Prezes URE zatwierdził nowe „Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych” dla Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, które weszły w życie 1 stycznia 2013 roku. Powyższe instrukcje uwzględniają wymagania zawarte w nowej „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej”.

1. Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego, lubuskiego oraz powiatu wolsztyńskiego w województwie wielkopolskim. W 2012 roku DSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.038,6 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego około 719,6 mln m³ stanowił gaz wysokometanowy, a 319,0 mln m³ gaz zaazotowany. Spółka obsługuje około 752,9 tys. odbiorców. W 2012 roku DSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci około 8,2 tys. nowych odbiorców.

W 2012 roku spółka kontynuowała wymianę gazociągów żeliwnych. Pozostała do wymiany sieć żeliwna występuje w dużym rozproszeniu na obrzeżach miast i przyłączona jest do niej niewielka liczba obiektów. Spółka zrealizowała m.in. wymianę gazociągów żeliwnych n/c w Wałbrzychu (ul. Niepodległości, Burczykowskich i Beskidzka), w Jaworze (ul. 1-go Maja) oraz w Bolesławcu (ul. Matejki).

Ponadto DSG Sp. z o.o. prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Do największych zadań inwestycyjnych zrealizowanych w 2012 roku należały:

- modernizacja gazociągu podwyższonego s/c, o długości około 5 km, na odcinku Łądek Zdrój – Stronie Śląskie; inwestycja miała na celu likwidację nieszczelności istniejącej sieci gazowej; inwestycja została zakończona

- 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 2012 roku zakończono budowę gazociągu i uruchomiono dostawę gazu do pierwszych odbiorców na odcinku od stacji gazowej w Mirkowie do stacji paliw Shell w Długołęce oraz na odcinku od skrzyżowania ulic Słonecznej i Robotniczej do ulicy Polnej w Długołęce, a także prowadzono roboty budowlane dla odcinka od stacji paliw Shell do skrzyżowania ulic słonecznej i Robotniczej w Długołęce; zakończenie budowy gazociągu oraz uruchomienie sieci planowane jest na I kwartał 2013 roku
- budowa stacji redukcyjno-pomiarowej w gminie Miękinia; inwestycja została zakończona
- kontynuacja I etapu gazyfikacji miejscowości Mieroszów przy wykorzystaniu technologii LNG; w 2012 roku zakończono budowę stacji regazyfikacji LNG, stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia oraz sieci gazowej s/c wraz z przyłączem do kluczowego odbiorcy gazu; inwestycja została zakończona
- gazyfikacja miejscowości Radomierzyce i Biestrzyków w gminie Siechnice oraz Suchy Dwór, Mędłów, Żórawina i Wojkowice w gminie Żórawina; w 2012 roku kontynuowano prace projektowe dla głównego gazociągu zasilającego dla ww. miejscowości; w trakcie prac zaszła konieczność zmiany trasy gazociągu
- gazyfikacja osiedli: Jerzmanowo i Jarnołów we Wrocławiu; w 2012 roku opracowywano dokumentację projektową dla I etapu inwestycji
- gazyfikacja miejscowości Pszenno w gminie Świdnica w 2012 roku opracowywano dokumentację projektową.

W 2012 roku spółka realizowała również projekty, na które podpisała umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko i Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Dolnośląskiego tj.:

- gazyfikacja miejscowości Pęgów i Zajączków w gminie Oborniki Śląskie; projekt obejmuje budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami; w 2012 roku opracowano dokumentację projektową dla budowy gazociągów
- gazyfikacja miejscowości Krzeszów w gminie Kamienna Góra; projekt obejmuje budowę gazociągu s/c wraz z przyłączami; w 2012 roku zakończono budowę sieci gazowej i pierwszych przyłączy gazowych
- „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 pomiarowej II stopnia dla kluczowego odbiorcy; w 2012 roku opracowano dokumentację projektową dla I, II, III, IV i VI etapu inwestycji oraz kontynuowano opracowanie dokumentacji dla gazociągu w/c (etap V)
- modernizacja i poprawa parametrów technicznych gazociągu podwyższonego średniego ciśnienia w rejonie ulic: Sportowej i Armii Krajowej w Żarowie
- modernizacja i poprawa parametrów technicznych sieci gazowej w rejonie ulic Złotoryjskiej, Mikołaja Reja i Władysława Grabskiego w miejscowości Legnica
- modernizacja i poprawa parametrów technicznych sieci gazowej w miejscowości Lubin (ul. Gajowa, Ptasia i Wrzosowa)
- modernizacja i poprawa parametrów technicznych sieci gazowej na osiedlu Polanka w miejscowości Polkowice
- modernizacja i poprawa parametrów technicznych sieci gazowej w rejonie ulicy Kolejowej w Świdnicy
- modernizacja i poprawa parametrów technicznych newralgicznych odcinków sieci gazowej na terenie Wrocławia
- rozwój infrastruktury gazowej w rejonie ulic: Bystrzyckiej, Noworudzkiej i Świdnickiej w miejscowości Wałbrzych
- rozwój infrastruktury gazowej w rejonie ulicy Spółdzielczej w miejscowości Jaworzyna Śląska.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	368	356
Zysk netto	mln zł	66	45
Kapitał własny	mln zł	1 201	1 157
Aktywa ogółem	mln zł	1 396	1 373
Długość sieci bez przyłączy	km	7 976,7	7 809,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 299	1 424

W 2013 roku spółka kontynuować będzie gazyfikację miejscowości: Długołęka, Domaszczyn, Kamień i Szczodre w gminie Długołęka oraz Pęgów, Zajączków w gminie Oborniki Śląskie. Ponadto spółka kontynuować będzie prace projektowe dla gazyfikacji miejscowości Strzelin, Kurów, Witowice i Wiązów w gminie Strzelin, Radomierzyce i Biestrzyków w gminie Siechnice, Suchy Dwór, Mędłów, Żórawina i Wojkowice w gminie Żórawina, Pszenno w gminie Świdnica oraz osiedli: Jerzmanowo i Jarnołtów we Wrocławiu.

Na obszarze działania DSG Sp. z o.o. intensyfikują swoje działania podmioty zajmujące się sprzedażą i dystrybucją gazu. Podmioty te mogą w przyszłości doprowadzić do przejęcia potencjalnych i istniejących klientów (przemysłowych i indywidualnych) spółki. Do istotnych konkurentów na obszarze działania spółki należą trzy firmy: G.EN. Gaz Energia S.A., EWE Energia sp. z o.o. oraz Grupa DUON S.A.

2. Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województwa śląskiego, opolskiego, 41 gmin województwa małopolskiego, 5 gmin województwa łódzkiego i 3 gmin województwa świętokrzyskiego. Spółka obsługuje około 1,3 mln odbiorców. W 2012 roku GSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.812,2 mln m³ gazu.

W 2012 roku GSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci około 7,1 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka prowadziła prace związane z modernizacją sieci gazowej oraz kontynuowała prace nad gazyfikacją terenów położonych na zachód od Częstochowy. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2012 roku należały:

- zakończenie przebudowy gazociągu w/c relacji Zdieszowice – Tworzeń na odcinku Wielowieś – Tworóg; inwestycja po odbiorze technicznym oraz zagazowaniu
- przebudowa gazociągu s/c na odcinku od ul. Obrońców Poczty Gdańskiej w Zawierciu do ul. Niepodległości w Porębie; w 2012 roku wykonano próbę szczelności i przygotowano do odbioru technicznego
- przebudowa gazociągu n/c wraz z przyłączami w miejscowości Bytom-Szombierki, ul. Puszkina, Rostowskiego, Zakątek, Bałtycka, Tatrzańska, Małachowskiego, Dywizji Kościuszkowskiej i Podhalańska; inwestycja rozpoczęta i zakończona w 2012 roku
- przebudowa gazociągu n/c wraz z przyłączami w miejscowości Bytom, ul. Przemysłowa, Składowa, Siemieradzkiego, Pilotów, Żwirki i Wigóry, Staszica, Orzeszkowej, Zygmunta Starego, Myśliwca, Malczewskiego, Rejtana, Rajska, Obozowa, Robotnicza i Pionierów; inwestycja rozpoczęta i zakończona w 2012 roku
- rozpoczęcie budowy gazociągu s/c w miejscowości Chmielowice, ul. Lipowa oraz w miejscowości Wójtowa Wieś ul. Wasylewskiego, Kwoczka i Prószkowska; w 2012 roku

zakończono budowę gazociągu w miejscowości Chmielowice oraz prace projektowe dla gazociągu w Wójtowej Wsi

- budowa gazociągu rozdzielczego wraz z gazociągiem stanowiącym podłączenie do stacji pomiarowej dla zespołu Elektrociepłowni zlokalizowanej w Bielsku Białej przy ul. Tuwima; inwestycja rozpoczęta i zakończona w 2012 roku
- rozpoczęcie budowy gazociągów s/c wraz z przyłączem w Rybniku, ul. Górnośląska, Orzechowa, Janasa, Śmiałego, Rymera i Modrzewiowa
- rozpoczęcie budowy gazociągów s/c w Rybniku ul. Boguszowicka, Pochyła i Jaśminowa
- opracowywanie dokumentacji projektowej przyłącza gazu dla Elektrociepłowni Katowice
- modernizacja metodą *Compact Pipe* dalszych odcinków, wyłączonego z eksploatacji pokoksowniczego gazociągu, leżących na terenie Województwa Śląskiego; w 2012 roku zmodernizowano dwa odcinki o długości 9,5 km i 9,8 km.

GSG Sp. z o.o. realizowała również dwa projekty, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko tj.:

- gazyfikacja 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 2012 roku kontynuowano prace projektowe oraz uzyskano pozwolenia na budowę, w tym m.in. dla gmin Krzepice i Blachownia
- gazyfikacja 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; w 2012 roku wybudowano ok. 64% sieci gazowej.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	621	609
Zysk netto	mln zł	84	102
Kapitał własny	mln zł	1 655	1 620
Aktywa ogółem	mln zł	1 944	1 893
Długość sieci bez przyłączy	km	21 218,0	20 960,9
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 583	2 631

W 2013 roku GSG Sp. z o.o. kontynuować będzie gazyfikację gmin: Komprachcice, Dąbrowa, Herby, Blachownia, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów i Krzepice. Ponadto spółka kontynuować będzie opracowanie dokumentacji projektowej przyłącza gazu dla Elektrociepłowni Katowice, która będzie największym odbiorcą gazu przyłączonym przez spółkę. W kolejnych latach GSG Sp. z o.o. będzie kontynuowała gazyfikację terenów położonych na zachód od Częstochowy i na Opolszczyźnie oraz budowę i modernizację sieci wysokiego ciśnienia na potrzeby obiektów elektroenergetycznych.

Otwieranie rynku gazu spowodowało, że konkurencyjne firmy gazownicze zaczęły zmieniać obszar zainteresowania z dystrybucji gazu na obrót paliwem gazowym. Na północnych terenach działalności GSG Sp. z o.o. funkcjonuje EWE Energia Sp. z o.o. wraz ze spółkami zależnymi, która zajmuje się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi.

3. Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Obszar działania spółki obejmuje cztery województwa Polski południowo-wschodniej: małopolskie, podkarpackie, świętokrzyskie i lubelskie. Na terenie działalności spółki przebiega jeden z głównych gazociągów krajowego systemu przesyłowego, zasilany gazem ziemnym pochodzącym z importu, a także ze złóż krajowych. Spółka obsługuje około 1,5 mln odbiorców. W 2012 roku KSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.999,8 mln m³ gazu.

W 2012 roku KSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci około 26,3 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka modernizowała sieci gazowe w celu poprawy bezpieczeństwa eksploatacji sieci, a także realizowała projekty związane z rozbudową sieci gazowych. Do największych zadań inwestycyjnych w powyższym zakresie należały:

- zakończenie przebudowy gazociągu s/c o długości 6,6 km na odcinku od ul. Piłsudskiego do dzielnicy Biegonice w Nowym Sączu
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz - Ostrowiec Świętokrzyski; realizacja projektu została przedłużona do 2016 roku
- kontynuacja 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 2012 roku prowadzono prace budowlano-montażowe na odcinku I w gminie Skołyszyn i na odcinku II w gminie Jasło (wykonano 13,7 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 Tuszyna – Mielec; w 2012 roku zakończono prace budowlano-montażowe
- prace projektowe związane z przebudową gazociągu w/c o długości 20,8 km relacji Lubienia – Parszów; realizacja projektu rozłożona jest do 2016 roku
- prace projektowe związane z przebudową gazociągu w/c o długości 10,5 km relacji Krzeszowice – Alwernia; realizacja projektu rozłożona do końca 2015 roku
- kontynuacja prac projektowych związanych z budową gazociągu w/c o długości ok. 5 km relacji Mójcza – Masłów; realizacja projektu przewidziana jest na koniec 2014 roku
- gazyfikacja gminy Szczawnica; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 13,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 51 km; w 2012 roku spółka wycofała wniosek z konkursu o pozyskanie funduszy unijnych z uwagi na trudności związane z uzyskaniem w terminie wszystkich niezbędnych zgód i pozwoleń; realizacja projektu została odłożona do czasu opracowania dokumentacji projektowej
- prace projektowe związane z budową gazociągu podwyższonego średniego ciśnienia o długości 22,2 km relacji Głusk – Bychawa w celu gazyfikacji rejonu Bychawy; realizacja projektu rozłożona jest do końca 2016 roku
- prace projektowe związanych z budową gazociągu podwyższonego średniego ciśnienia stanowiącego drugostronne zasilanie miasta Mielca o długości 8,6 km; realizacja projektu przewidziana jest do końca 2015 roku.

Ponadto KSG Sp. z o.o. realizowała projekty, na które podpisała umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko tj.:

- kontynuacja projektu „Gazyfikacja Rejonu Włodawy”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 57,6 km, relacji Kamień – Włodawa wraz z siecią gazową s/c o długości ok. 18,5 km i 3 stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia; zakończenie inwestycji planowane jest w 2015 roku; w 2012 roku zakończono prace projektowe oraz rozpoczęto budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą (etap I, II i III projektu), a także kontynuowano prace projektowe dla IV etapu projektu obejmującego sieć rozdzielczą na terenie miejscowości Włodawa, Wola Uhruska, Hańsk oraz Ruda Huta

- 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 Sitkówka-Nowiny; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 4,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 67,2 km wraz ze stacją pomiarową i stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w 2012 roku rozpoczęto roboty budowlane dla I etapu inwestycji.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	795	776
Zysk netto	mln zł	164	154
Kapitał własny	mln zł	2 458	2 370
Aktywa ogółem	mln zł	2 913	2 846
Długość sieci bez przyłączy	km	45 397,3	45 004,6
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	3 207	3 320

W 2013 roku spółka planuje kontynuację prac projektowych oraz budowlano-montazowych dla projektów: „Gazyfikacja rejonu Włodawy”, „Gazyfikacja gmin Chęciny i Sitkówka – Nowiny” oraz „Gazyfikacja na terenie gmin Małogoszcz i Włoszczowa”. Ponadto spółka kontynuować będzie prace projektowe związane z przebudową gazociągów relacji: Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski, Parszów – Kielce, Lubienia – Parszów, Krzeszowice – Alwernia oraz Głusk – Bychawa.

W zakresie tradycyjnej dystrybucji gazu ziemnego KSG Sp. z o.o. posiada dużą przewagę nad potencjalnymi konkurentami z uwagi na posiadaną infrastrukturę sieciową. W ofercie firm konkurencyjnych pojawia się jednak dystrybucja paliwa gazowego przy wykorzystaniu technologii LNG. Bariery wejścia na rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych, również w przypadku konieczności zmiany obszaru świadczonych usług. Światowe trendy wskazują na wzrost znaczenia skroplonego gazu ziemnego na rynku, a co za tym idzie wzrost konkurencji.

4. GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województw: mazowieckiego, łódzkiego, podlaskiego, a także częściowo lubelskiego, warmińsko-mazurskiego oraz świętokrzyskiego. W 2012 roku MSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 2.117,0 mln m³ gazu Spółka obsługuje poprzez zarządzaną sieć gazociągów i stacji gazowych około 1,5 mln odbiorców.

W 2012 roku spółka prowadziła prace związane eksploatacją, rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto spółka przyłączyła do sieci około 24,2 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2012 roku należały:

- 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”; w 2012 roku opracowywano dokumentację projektową dla przebudowy przyłączy gazowych oraz przełączano je do nowo wybudowanego gazociągu; zakończenie inwestycji zostało przesunięte na rok 2013

- zakończenie budowy stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w miejscowości Kutno
- kontynuacja budowy stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w miejscowości Klęk-Kielmina w gminie Stryków
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji gmin Brwinów i Pruszków; projekt obejmuje budowę gazociągu s/c o długości ok. 6,8 km; zakończenie inwestycji planowane jest na 2014 rok
- budowa gazociągu s/c Warszawa, ul. Zdziarska wzdłuż wschodniej strony Kanału Markowskiego oraz ul. Wyszkowska i Chudoby wzdłuż północnej strony Kanału Markowskiego; w 2012 roku uzgadniano warianty lokalizacji tras projektowanego gazociągu oraz prowadzono prace związane z opracowaniem studium wykonalności gazociągu
- modernizacja gazociągu w/c relacji Piotrków Trybunalski – rzeka Warta etap I (miasto Piotrków) o długości ok. 15 km; w 2012 roku rozpoczęto prace budowlane
- rozpoczęcie modernizacji „pierścienia łódzkiego” wraz z modernizacją gazociągu w/c relacji Konstancyna – Meszce; inwestycja składa się z grupy zadań, których realizacja umożliwi m.in. poprawę stanu technicznego sieci gazowej; projekt obejmuje przebudowę gazociągów o łącznej długości ok. 52 km, wykonanie prac remontowo-modernizacyjnych na stacjach gazowych zlokalizowanych na gazociągach „pierścienia łódzkiego” oraz budowę stacji regulacyjnych w/c; realizacja poszczególnych etapów inwestycji rozłożona jest do roku 2018; w 2012 roku rozpoczęto prace koncepcyjne związane z realizacją projektu oraz uruchomiono procedurę przetargową dla części zadań
- gazyfikacja miejscowości Chrząsne, Postoliska, Jarzębia Łąka, Fiukały, Zalesie i Mokra Wieś; projekt obejmuje budowę gazociągów s/c o łącznej długości ok. 19,35 km oraz 214 przyłączy; w 2012 roku zakończono budowę gazociągów i 51 przyłączy.

W 2012 roku MSG Sp. z o.o. realizowała również projekty, na które podpisała umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych tj:

- „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 2012 roku oddano do eksploatacji 5,5 km gazociągu wraz z przyłączami w miejscowości Ustanów w gminie Prażmów; w sierpniu 2012 roku rozwiązano umowę o dofinansowanie projektu z funduszy unijnych m.in. z uwagi na trudności z terminowym wykonaniem dokumentacji projektowej oraz z braku rezerw przepustowości gazociągu w/c relacji Sękocin (Warszawa) – Lubienia stanowiącego źródło zasilania gazociągów planowanych do wybudowania w ramach projektu; dalsza realizacja inwestycji uzależniona będzie od wyników prowadzonych analiz w zakresie możliwości realizacji wybranych części projektu
- „Budowa gazociągu s/c przebiegającego po terenach wsi Kielmina, Józefów, Zelgoszcz dla potrzeb zasilania inwestycyjnych obszarów gminy Stryków”; w 2012 roku prowadzono prace budowlane; zakończenie robót budowlanych, odbiór techniczny i rozliczenie finansowe planowane są na 2013 rok
- „Przebudowa gazociągu w ulicy Biegańskiego w Łodzi”; w IV kwartale 2012 roku zakończono prace budowlane; odbiór techniczny i rozliczenie finansowe planowane są na 2013 rok
- „Przebudowa gazociągów w Rawie Mazowieckiej w celu poprawy bezpieczeństwa zasilania odbiorców na terenie miasta oraz na obszarze ŁSSE”; w IV kwartale 2012 roku zakończono prace budowlane; odbiór techniczny oraz rozliczenie finansowe projektu planowane są na 2013 rok
- „Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w m. Suwałki w oparciu o technologię 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 2012 roku uzyskano pozwolenie na budowę i wyłoniono wykonawcę prac budowlanych stacji redukcyjno-pomiarowej s/c przy ul. Nowomiejskiej, prowadzono prace projektowe dla kolejnych

odcinków sieci gazowych s/c i stacji regazyfikacji gazu LNG oraz rozpoczęto budowę sieci gazowej i wybudowano ok. 2,3 km gazociągu

- „Rozbudowa systemu dystrybucyjnego gazu na terenie aglomeracji białostockiej”, inwestycja ma na celu rozwój gazyfikacji na obszarze Białegostoku oraz na obszarze sąsiadujących gmin: Choroszczy, Wasilkowa, Supraśla i Juchnowca Kościelnego; projekt obejmuje m.in.: rozbudowę stacji gazowej wysokiego ciśnienia w miejscowości Lewickie wraz z budową gazociągu podwyższonego średniego ciśnienia o długości ok. 9,3 km umożliwiającego dostawy gazu do miejskiej ciepłowni, rozbudowę stacji gazowej wysokiego ciśnienia w miejscowości Grabówka oraz budowę 18 km nowych gazociągów dystrybucyjnych; w 2012 roku prowadzono prace budowlano-montażowe stacji gazowej redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Lewickie, wykonano rozbudowę stacji gazowej wysokiego ciśnienia w miejscowości Grabówka wraz z przebudową gazociągu średniego ciśnienia oraz w znacznej części zakończono rozbudowę sieci średniego ciśnienia na terenie miasta Białystok oraz gmin: Supraśl, Choroszcz, Juchnowiec Kościelny i Wasilków; w ramach projektu, do końca 2012 roku, wybudowano 9,2 km sieci i 269 przyłączy gazowych
- „Gazyfikacja m. Stanisławów wraz z poprawą zasilania w gaz Mińska Mazowieckiego”, projekt obejmuje budowę ok. 20 km gazociągu podwyższonego średniego ciśnienia od punktu wyjścia z sieci przesyłowej w miejscowości Rojków, budowę ok. 20 km gazociągów podwyższonego średniego ciśnienia i średniego ciśnienia w miejscowości Stanisławów oraz budowę trzech nowych stacji gazowych wysokiego i średniego ciśnienia; realizacja projektu zagwarantuje również poprawę zasilania i bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców w Mińsku Mazowieckim, dzięki stworzeniu drugostronnego źródła zasilania miasta.

MSG Sp. z o.o. ujmuje w swoim sprawozdaniu finansowym spółkę Powiśle Park Sp. z o.o., która została powołana w celu budowy siedziby MSG Sp. z o.o. oraz lokali mieszkalnych i biurowo-usługowych przewidzianych do zbycia.

Podstawowe dane o grupie

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	757	717
Zysk netto	mln zł	123	101
Kapitał własny	mln zł	2 325	2 260
Aktywa ogółem	mln zł	3 100	2 937
Długość sieci bez przyłączy	km	19 651,3	19 208,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 670	2 912

W 2013 roku MSG Sp. z o.o. kontynuować będzie realizację przedsięwzięć dla których uzyskała dofinansowanie z środków unijnych. Ponadto spółka planuje m.in. kontynuację budowy stacji gazowej w miejscowości Klęk-Kiełmina w gminie Stryków, kontynuację gazyfikacji gmin Brwinów i Pruszków, kontynuację modernizacji gazociągów w/c tworzących południową część „pierścienia łódzkiego” wraz z gazociągiem w kierunku Piotrkowa Trybunalskiego, a także rozpoczęcie rozbudowy wybranych stacji redukcyjnych oraz pomiarowych w/c umożliwiających zwiększenie zasilania gazociągów spółki z tzw. „pierścienia warszawskiego”. Spółka planuje również przeprowadzenie prac koncepcyjno-dokumentacyjnych w zakresie budowy gazociągu w/c relacji Kozienice – Radom, przyłączenia sieci gazowej do systemu gazociągów tranzytowych w Zambrowie, a także opracowanie sposobu poprawy zasilania na obszarze działania O/ZG Łódź.

5. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Zasięg terytorialny PSG Sp. z o.o. obejmuje województwo pomorskie, kujawsko-pomorskie, część województwa warmińsko-mazurskiego, dwie gminy z województwa zachodnio-pomorskiego (Sławno i Postomino) oraz na terenie gminy Wieczfnia Kościelna w województwie mazowieckim. Obszar działania spółki charakteryzuje się trudnymi warunkami geograficznymi w zakresie gazyfikacji terenów (duży udział jezior i lasów). Stopień gazyfikacji tych obszarów, w odniesieniu do sieci PSG Sp. z o.o., kształtuje się na poziomie około 41%. W 2012 roku PSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.176 mln m³ gazu. Spółka obsługuje około 745,4 tys. odbiorców.

W 2012 roku PSG Sp. z o.o. prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto Spółka przyłączyła do sieci około 7,6 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w tym zakresie należały:

- zakończenie budowy (II etap) gazociągu w/c w ramach zadania inwestycyjnego „Drugostronne zasilanie miasta Torunia”; inwestycja miała na celu zapewnienie dostaw gazu dla miasta Torunia, odbiorców przemysłowych, gmin Łysomice, Wielka Nieszawka oraz dla Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej
- kontynuacja gazyfikacji miejscowości Jonkowo, Warkały oraz Giedajty; budowa gazociągu doprowadzającego gaz do ww. miejscowości została zakończona; projekt jest na etapie realizacji zawartych umów przyłączeniowych; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2016
- gazyfikacja Małej i Wielkiej Wsi Gowińskiej; projekt obejmuje budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami o łącznej długości ok. 26,9 km; w 2012 roku prowadzone były prace projektowe
- przyłączenie przedsiębiorstwa Sonac Uśnice Sp. z o.o.; docelowy pobór gazu przez odbiorcę wyniesie ok. 8,2 mln m³ rocznie, w 2012 roku zawarto umowę na realizację robót budowlanych
- przyłączenie przedsiębiorstwa Proszkowni Mleka Sp. z o.o. w Piotrkowie Kujawskim; w 2012 roku zakończono realizację inwestycji na obszarze Radziejowa oraz prowadzono prace projektowe dla budowy gazociągu s/c relacji Radziejów – Piotrków Kujawski wraz z przyłączem i stacją pomiarową do Proszkowni Mleka Sp. z o.o.

Spółka realizowała również projekty w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko:

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno – Młynowo – Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; w 2012 roku opracowywano dokumentację projektową dla gazociągu w/c relacji Rybno – Młynowo, gazociągu w/c relacji Młynowo – Muławki oraz stacji redukcyjno-pomiarowych w Mikołajkach i w Muławkach k/Kętrzyna, zakończono budowę gazociągu w/c relacji Szczytno-Rybno (I etap), gazociągu s/c w miejscowości Barciany oraz gazociągu s/c w miejscowości Sątopy-Samulewo,
- kontynuacja projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej; w 2012 roku zakończono budowę gazociągu w/c relacji Kolnik-Gdańsk, budowę stacji gazowej w/c dla miasta Gdańska, budowę stacji gazowej w/c oraz przyłączono strategicznego odbiorcę Grupę Lotos S.A., zakończono prace projektowe dla pierwszego etapu gazyfikacji Wyspy Sobieszewskiej, zakończono budowę sieci gazowej dla I etapu gazyfikacji Wiślinki
- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie-Ława DN300 oraz gazyfikacja gmin”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową i gazociągiem relacji Nowe Miasto Lubawskie-Ława oraz gazociągów s/c w miejscowości Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętniki; w 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, a także rozpoczęto projektowanie gazociągu w/c relacji Nowe Miasto Lubawskie – Ława

- kontynuacja projektu „Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja gmin Rypin i Osiek”; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c o łącznej długości ok. 50 km przebiegającego przez gminy Osiek i Rypin; w 2012 roku opracowano dokumentację projektową i rozpoczęto budowę gazociągu s/c relacji Brodnica – Osiek – Rypin, a także opracowano dokumentację projektową dla gazociągów doprowadzających gaz w miejscowościach Osiek i Rypin
- „Doprowadzenie gazu do niezgazyfikowanych rejonów powiatu kartuskiego”; projekt obejmuje budowę gazociągu s/c o łącznej długości ok. 97,2 km, który przebiegać będzie przez gminy: Chmielno, Kartuzy, Żukowo, Przodkowo i Somonino; w 2012 roku opracowywano dokumentację projektową dla budowy stacji redukcyjno-pomiarowej i gazociągu s/c w miejscowości Garcz, budowy gazociągu s/c relacji Kiełpino – Mezowo oraz budowy przyłączy w gminie Chmielno i Przodkowo
- Kontynuacja projektu „Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja gmin Dobrcz i Koronowo”; inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c i w/c wraz z przyłączami oraz budowę stacji redukcyjno-pomiarowej; w 2012 roku prowadzono prace projektowe dla gazociągu w/c wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w miejscowości Trzeciewiec oraz gazociągu s/c relacji Trzeciewiec – Dobrcz – Koronowo
- Kontynuacja projektu „Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja miejscowości Łochowo, Łochowice i Lisi Ogon w gminie Białe Błota”; inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c i w/c wraz z przyłączami oraz budowę stacji redukcyjno-pomiarowej; w 2012 roku kontynuowano prace projektowe dla gazociągu w/c relacji Zamość – Łochowo wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w miejscowości Łochowo oraz rozpoczęto projektowanie sieci gazowej s/c w Łochowie i Łochowicach i sieci s/c łączącej gminę Białe Błota, Bydgoszcz i gminę Sicienko.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	439	425
Zysk netto	mln zł	85	76
Kapitał własny	mln zł	1 202	1 153
Aktywa ogółem	mln zł	1 680	1 552
Długość sieci bez przyłączy	km	10 274,0	9 898,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 702	1 768

W 2013 roku PSG Sp. z o.o. kontynuować będzie realizację projektów na które podpisała umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych. Ponadto Spółka planuje rozpoczęcie gazyfikacji miejscowości: Golub-Dobrzyń, Przysiek i Rozgarty w gminie Zławień Wielka, Kapino w gminie Wejherowo, Grębocin koło Torunia, Ciele i Zielonka w gminie Białe Błota. Ponadto spółka planuje gazyfikację obszarów do tej pory niezgazyfikowanych i przyłączenie nowych odbiorców do sieci gazowej w miejscowościach Nakło, Występ, Paterek i Potulice.

Na obszarze działania PSG Sp. z o.o. funkcjonują podmioty zajmujące się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi np. G.EN. GAZ ENERGIA S.A., US.EN.EKO, KRI S.A., ENERGO-EKO-INWEST Sp. z o.o., P.L. Energia S.A.

6. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

WSG Sp. z o.o. zarządza siecią gazociągów dystrybucyjnych na terenie województw: wielkopolskiego i zachodniopomorskiego oraz na terenie kilkunastu gmin województw: lubuskiego, łódzkiego i dolnośląskiego, a także jednej gminy województwa pomorskiego. Stopień gazyfikacji tych obszarów, w odniesieniu do sieci WSG Sp. z o.o., kształtuje się na poziomie około 43,9%, z czego dla miast na

prawach powiatu wynosi około 74%, dla obszarów miejskich około 54%, dla obszarów wiejsko-miejskich około 28% i dla obszarów typowo wiejskich około 18%.

W 2012 roku WSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.570,2 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego około 1.367,1 mln m³ stanowił gaz wysokometanowy, 112,6 mln m³ – gaz zaazotowany (Lw) i około 90,5 mln m³ – gaz zaazotowany (Ls). Łączna liczba odbiorców obsługiwanych przez spółkę na koniec 2012 roku wynosiła 926,9 tys.

W 2012 roku spółka prowadziła prace związane eksploatacją, rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto WSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci 7,3 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2012 roku należały:

- zakończenie zmiany sposobu zasilania obszaru dystrybucyjnego Kościan – Śmigiel, w tym zasilanie strefy ekonomicznej ETEX
- zakończenie rozbudowy sieci s/c w miejscowości Kąkolewo w gminie Osieczna
- zakończenie budowy stacji redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Żukowice
- zakończenie budowy stacji redukcyjno-pomiarowej w/c w miejscowości Polkowice
- zakończenie budowy stacji redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Goleniów
- gazyfikacja gmin Włoszakowice, Lipno, Przemęt; w 2012 roku prowadzono prace projektowe dla sieci gazowej s/c od miejscowości Włoszakowice do miejscowości Grotnik
- budowa sieci gazowej w/c relacji Malanów – Tuliszków – Konin Rumin; inwestycja ma na celu zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu do strefy dystrybucyjnej w miejscowości Konin oraz gazyfikację gmin Tuliszków, Malanów, Rychwał i Grodziec; w 2012 roku inwestycja była na etapie projektowym, główne prace budowlane na sieci w/c odbywać się będą w latach 2014-2016
- budowa połączenia systemowego pomiędzy siecią przesyłową i dystrybucyjną w/c w rejonie Starych Babic k/Koszalina; inwestycja ma na celu zwiększenie technicznych możliwości przesyłowych w północnej części obszaru działania spółki; w 2012 roku projekt był na etapie wyboru projektanta dla budowy gazociągu w/c łączącego punkt wyjścia z systemu przesyłowego z systemem dystrybucyjnym w/c węzeł Stare Babice; główne prace budowlane planowane są na lata 2014-2015
- gazyfikacja gminy Dobiegniew; w 2012 roku wybrano projektanta dla I etapu rozbudowy tj. odcinek od Strzelec Krajeńskich do Lichenia wraz z przyłączami w miejscowości Licheń oraz dla II etapu rozbudowy tj. odcinek od Lichenia poprzez Długie, Ługi, Dobiegniew, Bierzwik do Mierzęcina; główne prace budowlane planowane są na lata 2014-2016
- zwiększenie przepustowości punktu wyjścia z systemu przesyłowego w Goleniowie; w 2012 roku prowadzono budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w/c wraz z układem wejściowym w/c i wyjściowym s/c
- modernizacja sieci s/c w Szczecinie, rzeka Regalica (most) – ul. Granitowej; inwestycja została zakończona
- modernizacja sieci n/c w Poznaniu, os. Przyjaźń; inwestycja będzie kontynuowana w 2013 roku
- modernizacja sieci s/c w Poznaniu, ul. Hangarowa; inwestycja będzie kontynuowana w 2013 roku.

Ponadto Spółka realizowała cztery projekty w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko:

- „Budowa gazociągów i przyłączy gazowych n/c i s/c wraz ze stacją gazową w miejscowości Syców, powiat Oleśnicki”; inwestycja stworzy dogodne warunki dla rozwoju działalności gospodarczej i budownictwa mieszkaniowego w Sycowie; w 2012 roku zakończono realizację projektu; łącznie wybudowano 7,6 km sieci gazowej i przyłączono 604 odbiorców
- „Zaopatrzenie w gaz ziemny podmiotów funkcjonujących w północnej części gminy Pełczyce”; w 2012 roku inwestycja została zakończona; w ramach projektu wybudowano gazociąg s/c o długości ok. 21,4 km

- „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 2012 roku prowadzono budowę gazociągu w/c relacji Mościszki (gmina Witnica) – Osiedle Warniki (gmina Kostrzyn n. Odrą) oraz prace projektowe gazociągu s/c
- „Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia w pasie nadmorskim na terenie gmin Darłowo, Mielno, Dziwnów”; projekt obejmuje trzy zadania inwestycyjne tj. budowę gazociągu relacji Dziwnów – Międzywodzie, budowę gazociągu relacji Darłowo – Rusko – Porzecze – Dąbki – Bobolin oraz budowę gazociągu relacji Unieście – Łazy; w 2012 roku uzyskano wszystkie pozwolenia na budowę.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	604	589
Zysk netto	mln zł	149	117
Kapitał własny	mln zł	1 920	1 830
Aktywa ogółem	mln zł	2 366	2 271
Długość sieci bez przyłączy	km	16 269,3	15 916,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 794	1 810

W 2013 roku WSG Sp. z o.o. kontynuować będzie gazyfikację gmin Tuliszków, Małanów, Rychwał, Grodziec, Włoszkowice, Przemęt oraz Dobiegniew. Ponadto spółka kontynuować będzie realizację projektów, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

Na obszarze działania WSG Sp. z o.o. funkcjonują podmioty posiadające koncesje na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych, obrót paliwami gazowymi jak również wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła np. . G.EN. GAZ ENERGIA S.A., Grupa DUON S.A., EWE Energia Sp. z o.o., ANCO Sp. z o.o. oraz Avrio Media Sp. z o.o. Działania w zakresie gazyfikacji, prowadzone przez firmy konkurencyjne, mogą w przyszłości zablokować budowę sieci gazowej na obszarach nieobsługiwanych przez WSG Sp. z o.o. (dublowanie sieci).

7. Ryzyka 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.

Rozdział IX: Wytwarzanie

W 2012 roku PGNiG TERMIKA SA (wcześniej Vattenfall Heat Poland SA) stała się częścią Grupy Kapitałowej PGNiG. PGNiG S.A. nabyła aktywa Vattenfall Heat Poland SA 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.

1. Prace segmentu

PGNiG TERMIKA SA zajmuje się produkcją, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. Spółka jest także centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa. Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 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.

Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku PGNiG TERMIKA SA posiada koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą do 31 stycznia 2015 roku oraz udzielone na okres do 31 grudnia 2025 roku koncesje na:

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

Taryfy

Decyzją z dnia 30 maja 2012 roku Prezes URE zatwierdził taryfę dla sprzedaży ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu ciepła na terenie Pruszkowa. Taryfa obowiązuje od 1 lipca 2012 roku. Ponadto spółkę obowiązują taryfy na przesył ciepła siecią ciepłowniczą w rejonie:

- Marsa Park – taryfa zatwierdzona 14 listopada 2011 roku, obowiązująca do 31 marca 2013 roku
- Annopol – taryfa zatwierdzona 2 kwietnia 2012 roku, obowiązująca do 30 czerwca 2013 roku
- Marynarska – taryfa zatwierdzona 5 kwietnia 2012, obowiązująca do 30 czerwca 2013 roku
- Chełmżyńska – taryfa zatwierdzona 5 kwietnia 2012, obowiązująca do 30 czerwca 2013 roku

- Jana Kazimierza – 13 lipca 2012, obowiązująca do 31 lipca 2013 roku oraz na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła do sieci ciepłowniczej na terenie osiedla Regaty – taryfa zatwierdzona 31 października 2012 roku, obowiązująca do 31 grudnia 2013 roku.

Produkcja

W 2012 roku spółka wyprodukowała 4.389,7 GWh energii elektrycznej z czego 90,5% stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła (proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i energii cieplnej) oraz 40.567,8 TJ ciepła.

Spółka świadczyła również usługę Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS) w ramach umowy z PSE Operator S.A. Przedmiot umowy GWS stanowi usługa utrzymania długoterminowej rezerwy mocy oraz ilości jednostek wytwórczych pozwalających na usunięcie ograniczeń punktów zasilania sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, w celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego Miasta stołecznego Warszawy. PGNiG TERMIKA SA zobligowana jest do wytworzenia energii elektrycznej na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego. W ramach powyższej umowy w 2012 roku spółka wytworzyła 233,5 GWh energii elektrycznej.

Sprzedaż

W 2012 roku PGNiG TERMIKA SA osiągnęła przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 1.957 mln zł, na co składały się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła do odbiorców spoza Grupy Kapitałowej PGNiG. Sprzedaż ciepła stanowiła 50%, a sprzedaż energii elektrycznej 41% całkowitej sprzedaży spółki. Spółka w 2012 roku sprzedała 3.719,4 GWh energii elektrycznej oraz 40.213,9 TJ ciepła. Pozostałą sprzedaż stanowiła głównie sprzedaż świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Dalkia Warszawa S.A. (dawniej Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.), która kupiła 97% ciepła. Moc zamówiona przez Dalkia Warszawa S.A. w 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 w 2012 roku były spółki Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o. oraz PGNiG Energia S.A., których udział w sprzedaży energii elektrycznej spółki w 2012 roku wyniósł 93%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej z produkcji w 2012 roku tj. z kogeneracji (czerwone certyfikaty) oraz z produkcji z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) sprzedawane były na rynkach o charakterze *forward* i *spot*. Sprzedaż świadectw pochodzenia energii prowadzona była głównie za pośrednictwem spółek Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. PKP Energetyka S.A. ENERGA SA i PGNiG Energia S.A., a także na sesjach Towarowej Giełdy Energii.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	1 957	
Zysk netto	mln zł	-115	
Kapitał własny	mln zł	652	
Aktywa ogółem	mln zł	4 345	
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 069	

W ramach integracji kompetencji elektroenergetycznych Grupy Kapitałowej PGNiG w PGNiG TERMIKA SA w listopadzie 2012 roku spółka przejęła od PGNiG Energia S.A. nadzór operacyjny nad projektem „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli” o mocy elektrycznej 449MW i 240 MW mocy cieplnej. W 2012 roku przy budowie bloku w Stalowej Woli dokonano wyboru głównego wykonawcy, podpisano umowę realizacyjną projektu oraz zawierano umowy kredytowe na finansowanie budowy. Przewidywany termin zakończenia inwestycji planowany jest na 2015 rok.

2. Planowane działania

Sprzedaż energii elektrycznej i ciepła oraz świadectw pochodzenia będzie podstawowym źródłem przychodów PGNiG TERMIKA SA. Spółka planuje zwiększenie produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła użytkowego w blokach kogeneracyjnych. Ponadto z uwagi na 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 i paliwem odnawialnym (biomasą).

We współpracy z Dalkia Warszawa 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 zakładach PGNiG TERMIKA SA w 2013 roku będą spółki PGNiG Energia S.A. oraz Alpiq Energy SE.

W 2013 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA SA prowadzić będzie PGNiG Energia S.A., która zawiera kontrakty sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym z dostawą od 2013 roku. PGNiG TERMIKA SA będzie również kontynuować sprzedaż energii elektrycznej na rynku terminowym za pośrednictwem spółki Alpiq Energy SE.

3. Ryzyka wytwarzania

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

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

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

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 miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

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

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 miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

Rozdział X: Pozostała działalność

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

1. PGNiG Technologie S.A.

PGNiG Technologie S.A. specjalizuje się w usługach budowlano-montażowych z zakresu m.in. budowy gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, zagospodarowania złóż i budowy kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego. Spółka zajmuje się również m.in. produkcją urządzeń i aparatów do wyposażenia złóż węglowodorów, części do platform wiertniczych oraz produkcją i remontami wyrobów dla górnictwa węglowego.

W 2012 roku PGNiG Technologie S.A. realizowała prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, przebudowy podziemnego magazynu gazu oraz zagospodarowania złóż węglowodorów. Ponadto spółka zajmowała się m.in. produkcją urządzeń wiertniczych i remontami urządzeń dla górnictwa węglowego.

W 2012 roku PGNiG Technologie S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 367 mln zł, z czego 58% stanowiły przychody uzyskane ze sprzedaży do spółek powiązanych z GK PGNiG. Głównym odbiorcą usług świadczonych przez spółkę była PGNiG S.A. Przychody z usług wykonanych na rzecz PGNiG S.A. stanowiły 47% przychodów ze sprzedaży spółki. Do najważniejszych zadań realizowanych dla PGNiG S.A. należały usługi budowlano-montażowe z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, przebudowy magazynu gazu ziemnego oraz zagospodarowania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Zakres prac obejmował m.in.:

- budowę gazociągu wysokiego ciśnienia DN300 o długości 53,85 km relacji Mieszalnia Kłodawa – KRNiGZ LMG; inwestycja została zakończona
- budowę gazociągu wysokiego ciśnienia DN200 o długości 37,8 km relacji Węzeł Szczyglice – SRP Żukowice – SRP Polkowice; inwestycja została zakończona
- zagospodarowanie odwiertów gazowych na złożach Pruchnik, Góra Ropczycka, Lubliniec i KGZ Miocin oraz odwiertów ropno-gazowych na złożu BMB; inwestycja została zakończona
- zagospodarowanie złoża Ryłowa – Rajsco; inwestycja została zakończona
- przebudowę KGZ Husów; inwestycja została zakończona
- budowę tłoczni gazu na KGZ Maćkowice; inwestycja została zakończona
- rozbudowę węzła Kościan; inwestycja została zakończona
- budowę tłoczni gazu na KGZ Miocin.

Ponadto spółka rozpoczęła prace przy:

- budowie gazociągu wysokiego ciśnienia DN300 o długości 53 km relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć
- zabudowie dodatkowej sprężarki na PMGZ Husów
- budowie tłoczni gazu na KGZ Hurko.

Dla spółek powiązanych spółka produkowała również urządzenia wiertnicze, w tym m.in. ciśnieniowe urządzenia do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów, głowice, wieżby i części zamienne do urządzeń eksploatacyjnych.

Natomiast na rzecz odbiorców zewnętrznych spółka realizowała kontrakty związane z budową gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia, sieci kanalizacyjnej, produkcją urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych oraz remontami urządzeń dla górnictwa węglowego. Pracami wykonanymi dla odbiorców zewnętrznych były m.in.:

- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN700 relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn o długości 175,2 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN800 o długości 40 km relacji Rogaska Slatina – Podlog dla Plinovodi d.o.o (Słowenia) ; inwestycja została zakończona
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Wiczlino – Kosakowo o długości 22,4 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- produkcja części zamiennych do platform i statków wiertniczych dla Aker Kvaerner MH AS (Norwegia)
- budowa sieci gazociągów wysokiego ciśnienia i stacji redukcyjno-pomiarowej dla rafinerii LOTOS S.A.
- modernizacja węzła rozdzielczo-pomiarowego Hermanowice dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa sieci kanalizacyjnej w miejscowości Chudów dla Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej Przyszowice
- prace montażowe na gazociągu wysokiego ciśnienia DN1400 NEL w Niemczech dla BONATTI S.p.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	367	409
Zysk/strata netto	mln zł	-22	1
Kapitał własny	mln zł	143	165
Aktywa ogółem	mln zł	292	294
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 520	1 507

W 2013 roku i w najbliższych latach PGNiG Technologie S.A. planuje rozwój działalności w dotychczasowym segmencie rynku przy maksymalnym wykorzystaniu obecnego potencjału technicznego i produkcyjnego. Spółka planuje rozwój przede wszystkim w kierunku świadczenia kompleksowych usług projektowo-budowlano-montażowych w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego w kraju i za granicą. Największym kontraktem zaplanowanym do realizacji w 2013 roku będzie kontynuacja budowy gazociągu wysokiego ciśnienia DN700 relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn o długości 175,2 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Natomiast najważniejszymi kontraktami zaplanowanymi do realizacji w 2013 roku dla PGNiG S.A. są m.in.:

- kontynuacja budowy gazociągu wysokiego ciśnienia DN300 relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć
- zabudowa dodatkowej sprężarki na PMGZ Husów
- budowa tłoczni gazu na KGZ Hurko
- produkcja głowic eksploatacyjnych i wieżb rurowych.

Ponadto spółka zamierza 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.

W II półroczu 2013 roku planowana jest prywatyzacja PGNiG Technologie S.A. poprzez wprowadzenie akcji spółki na Giełdę Papierów Wartościowych.

2. „INVESTGAS” S.A.

„INVESTGAS” S.A. specjalizuje się w realizacji projektów z zakresu magazynowania i transportu węglowodorów. Spółka prowadzi prace w zakresie budownictwa specjalistycznego i ogólnego. Spółka wykonuje usługi obejmujące całość procesu inwestycyjnego, poczynając od przygotowania, poprzez projektowanie, prowadzenie budowy, rozruch technologiczny oraz eksploatację magazynów gazu w kawernach solnych i innych obiektów objętych zakresem zlecenia.

W 2012 roku „INVESTGAS” S.A. uzyskała przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 99 mln zł. Przychody z usług wykonywanych na rzecz PGNiG S.A. stanowiły ok. 99% przychodów ze sprzedaży spółki. Do najważniejszych zadań wykonanych dla PGNiG S.A. w 2012 roku należały prace prowadzone w ramach wieloletnich kontraktów. Kontynuowane były m.in.:

- eksploatacja i rozbudowa o nowe komory Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Mogilno
- budowa Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo
- budowa gazociągu KGZ Kościan – KGHM Żukowice/Polkowice; inwestycja została zakończona.

Ponadto w 2012 roku spółka kontynuowała prace związane z przygotowaniem do budowy gazociągu relacji Hermanowice – Strachocina oraz rozpoczęła realizację kontraktu na pełnienie nadzoru nad budową gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Szczecin – Gdańsk dla OGP GAZ- SYSTEM S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	99	142
Zysk netto	mln zł	4	9
Kapitał własny	mln zł	42	40
Aktywa ogółem	mln zł	85	79
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	118	114

W 2013 roku spółka realizować będzie wieloletnie kontrakty w zakresie: eksploatacji, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu dla PGNiG S.A., przygotowania budowy gazociągu relacji Hermanowice – Strachocina i pełnienia nadzoru nad budową gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Szczecin – Gdańsk dla OGP GAZ- SYSTEM S.A. W 2013 roku planowane jest połączenie spółki z Operatorem Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

3. B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” S.A. specjalizuje się w kompleksowym projektowaniu instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz systemowych stacji gazowych i stacji rozdzielczych. Większościowym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. z 75% udziałem w kapitale zakładowym. 25% udziałów jest w posiadaniu osób fizycznych – pracowników B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.

W 2012 roku B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 51 mln zł. Przychody z usług wykonanych na rzecz spółek powiązanych z GK PGNiG stanowiły 64%

przychodów ze sprzedaży ogółem. Największymi projektami realizowanymi dla powyższych odbiorców były m.in.:

- prace prowadzone w ramach funkcji generalnego realizatora inwestycji (GRI) przy budowie gazociągu wysokiego ciśnienia DN700 relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn o długości 176 km
- sporządzenie dokumentacji przedprojektowej i projektowej gazociągu wysokiego ciśnienia DN300 relacji KRNiGZ LMG – Paproć o długości 55 km; inwestycja została zakończona
- sporządzenie dokumentacji projektowej „Rozwój gazyfikacji w wybranych miejscowościach gminy Strzelin i Wiązów w powiecie Strzelińskim”.

Na rzecz odbiorców zewnętrznych spółka m.in. kontynuowała prace przy sporządzaniu dokumentacji projektowej wraz z nadzorem autorskim PMG Kosakowo dla Control Process S.A. oraz zakończyła prace prowadzone w ramach funkcji generalnego realizatora inwestycji przy w rozbudowie węzła Odolanów (etap 0 połączenie węzła z gazociągami DN1000 Wierzchowice – Odolanów) dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	51	45
Zysk/strata netto	mln zł	1	5
Kapitał własny	mln zł	34	38
Aktywa ogółem	mln zł	60	49
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	241	243

W 2013 roku spółka będzie prowadziła prace w ramach funkcji generalnego realizatora inwestycji (GRI) m.in. przy budowie gazociągu wysokiego ciśnienia DN700 relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn dla PGNiG Technologie S.A. i remoncie przejścia rurociągu DN250 pod Wisłą dla Przedsiębiorstwa Eksploatacji Rurociągów Naftowych PRZYJAŻŃ S.A. Ponadto spółka planuje wykonać m.in. opracowania dokumentacji projektowej w zakresie:

- budowy gazociągów wysokiego ciśnienia DN300 relacji Polkowice – Żary o długości 64 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- DN700 relacji Skoczów – Komorowice – Oświęcim o długości 54 km dla MGGP S.A.
- modernizacji gazociągu wysokiego ciśnienia DN300 relacji Radlin – Racibórz o długości 20,74 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- rozbudowy Tłoczni Jeleniów dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.

4. Geovita S.A.

Geovita S.A. prowadzi działalność hotelarsko-gastronomiczną na terenie kraju w 11 własnych ośrodkach i w 3 zarządzanych hotelach. Ośrodki spółki stanowią sieć obiektów o charakterze wypoczynkowo-rekreacyjnym, szkoleniowo-konferencyjnym i odnowy biologicznej. Ośrodki są zlokalizowane nad morzem, w górach i w centrum Polski. Spółka oferuje swoje usługi klientom krajowym i zagranicznym.

W 2012 roku Geovita S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 43 mln zł. w tym prawie 7,5 mln zł z tytułu zarządzania hotelami. Odbiorcami usług byli głównie odbiorcy zewnętrzni. Przychody z usług świadczonych na rzecz tej grupy klientów stanowiły 71% przychodów ze sprzedaży spółki.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	43	36
Zysk/strata netto	mln zł	1	-1
Kapitał własny	mln zł	79	78
Aktywa ogółem	mln zł	96	99
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	346	349

W 2013 roku planowana jest sprzedaż Geovita S.A.

5. 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 rozpoczęcia 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.

Konkurencja

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

Koniunktura gospodarcza

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

Wykwalifikowana kadra

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

Rozdział XI: Inwestycje

W 2012 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne wyniosły 3.807 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2012
Poszukiwanie i wydobywanie	1 793
Obrót i magazynowanie	582
Dystrybucja	1 144
Wytwarzanie	241
Pozostała działalność	47
Razem	3 807

W 2012 roku uległa zmianie prezentacja nakładów inwestycyjnych w porównaniu do poprzedniego roku. Zostały ujęte w nich nakłady na badania geofizyczne oraz skapitalizowane koszty finansowania, natomiast nakłady poniesione na wiercenia zakończone wynikiem negatywnym zostały wyeliminowane. Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w GK PGNiG w 2012 roku.

Poszukiwanie złóż

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

Norweski Szelf Kontynentalny

Inwestycja obejmuje poszukiwanie i eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na złożach Skarv, Snadd i Idun. Projekt Skarv obejmuje zagospodarowanie złóż przy wykorzystaniu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO). W 2012 roku zakończono instalowanie przewodów produkcyjnych do zakotwiczonej na Morzu Norweskim platformy FPSO. Ponadto wykonywano prace wykończeniowe na platformie oraz przygotowano odwierty eksploatacyjne do produkcji. Rozpoczęcie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego ze złoża Skarv nastąpiło w grudniu. W 2012 roku prowadzono również prace poszukiwawczo-rozpoznawcze, w wyniku których odkryto złożo Snadd Outer. Nakłady poniesione w 2012 roku wyniosły 393 mln zł.

Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

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

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych
- budowę Terminalu Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno (zadanie zakończone w latach poprzednich)

- budowę gazociągu do Odazotowni Grodzisk, który umożliwi przesłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do Odazotowni Grodzisk.

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

Gazociąg w/c relacji Mieszalnia Kłodawa – KRNiGZ LMG

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

Gazociąg do KGHM

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

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobycia

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

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

Obrót i magazynowanie

W 2012 roku nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 582 mln zł, z czego 481 mln zł stanowiły nakłady na podziemne magazyny gazu. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w zakresie podziemnych magazynów gazu należały:

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

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

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 1.144 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej spółki gazownictwa głównie dokonywały przyłączeń nowych klientów oraz modernizowały i rozbudowywały sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale VIII Dystrybucja.

Wytwarzanie

Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie wyniosły 241 mln zł, z czego ok. 119 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2012 roku należały:

- budowa instalacji mokrego odsiarczania spalin w EC Siekierki; w 2012 roku zakończono budowę i oddano do eksploatacji instalację dla dwóch kotłów blokowych (nr 10 i 11) i trzech kotłów wodnych (nr 5, 6 i 7), a tym samym zakończono drugi i ostatni etap inwestycji; łączne nakłady na projekt wyniosły 503 mln zł
- zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin czterech kotłów blokowych w EC Siekierki; w 2012 roku oddano do eksploatacji instalację jednego kotła (nr 11); przekazanie do eksploatacji instalacji kolejnego kotła (nr 15) nastąpiło w styczniu 2013 roku; ostatni etap zabudowy na kotle nr 14 realizowany będzie w 2013 roku
- projekt Myśliborska – budowa oczyszczalni ścieków technologicznych na terenie EC Żerań; oddanie oczyszczalni do eksploatacji nastąpiło w grudniu 2012 roku; w celu usprawnienia funkcjonowania oczyszczalni w układzie technologicznym EC Żerań w 2013 roku prowadzona będzie rozbudowa układów pomocniczych gospodarki odpadem
- projekt Myśliborska – budowa zbiornika magazynowego popiołów o pojemności 10 tys. ton; projekt obejmował budowę zbiornika popiołu (inwestycja zakończona w 2010 roku) oraz rozbudowę estakady wraz z rurociągami do pneumatycznego transportu popiołu do wybudowanego już zbiornika (realizację inwestycji zakończono w listopadzie 2012 roku); łączne nakłady na projekt wyniosły 19 mln zł
- modernizacja infrastruktury transportowej placów węglowych (nr 2 i 3) w EC Siekierki; w 2012 roku inwestycja została zakończona; łączne nakłady na projekt wyniosły 37 mln zł
- budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 450 MW w EC Żerań; w 2012 roku prowadzono prace nad przygotowaniem dokumentacji i uzyskaniem niezbędnych pozwoleń dla doprowadzenia kolektora gazu w/c do EC Żerań oraz przygotowywano dokumentację przetargową na budowę bloku.

Pozostała działalność

W 2012 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 47 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, oprogramowania komputerowego, budynków i budowli oraz środków transportu.

Rozdział XII: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów i kopanek

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W 2012 roku zlikwidowano 15 odwiertów i 5 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2012 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) uczestniczyły instalacje: PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownie Kawęczyn i Wola), oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno. Emisja CO₂ z powyższych instalacji w 2012 roku wyniosła 6.024.504 Mg.

Emisje metanu

W 2012 zakończona została inwentaryzacja emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Celem inwentaryzacji było oszacowanie wielkości emisji metanu z poszczególnych elementów systemu oraz weryfikacja dotychczas stosowanych współczynników emisji, a także opracowanie ujednoczonych wskaźników i metod obliczeniowych emisji tego gazu. Ujednoczone i wiarygodne wskaźniki emisji metanu pozwolą na obniżenie kosztów opłat środowiskowych.

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG S.A. prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska. W 2012 roku wykonano badania wokół zlikwidowanego odwiertu i odkrytego starego dołu urobkowego na terenie przeszłej działalności eksploatacyjnej Oddziału w Zielonej Górze w Międzyzdrojach. Przeprowadzono również badania monitoringowe wpływu na środowisko zrekultywowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu oraz badania uzupełniające na nieruchomości w Szczecinie.

REACH i CLP

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

System Zarządzania Środowiskowego

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

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

Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

PGNiG TERMIKA SA prowadzi rekultywację składowiska odpadów paleniskowych „Myśliborska” dla EC Żerań. Projekt rekultywacji zakłada przeznaczenie odzyskanego terenu na obszary zielone (kwatery 1 i 2) i na funkcje mieszkaniowo-usługowe (kwatery nr 3). W 2012 roku wykonano makroniwelację wraz z pokryciem warstwą ziemi mineralnej kwatery nr 1, częściowo wypełniono popioło-żużlem kwatery nr 2 (przy użyciu popiołów z kwatery nr 3) oraz częściowo opróżniono z popioło-żużla i zdeponowano ziemię mineralną w kwatery nr 3. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w 2016 roku.

EC Żerań realizuje inwestycje umożliwiające funkcjonowanie zakładu bez składowiska. W 2012 roku została zakończona i oddana do eksploatacji budowa zbiornika na popiół o kubaturze 10 tys. ton i oczyszczalnia ścieków technologicznych. Do oczyszczalni trafiają kierowane wcześniej na składowisko ścieki m.in. z procesu uzdatniania wody technologicznej.

Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych

W 2012 roku w ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady o emisjach przemysłowych (IED) PGNiG TERMIKA SA uruchomiła instalacje mokrego odsiarczania spalin w EC Siekierki. Instalacja mokrego odsiarczania spalin obsługuje 8 z 14 zainstalowanych w EC Siekierki kotłów i odsiarcza 70% mocy produkcyjnych elektrociepłowni.

Ponadto spółka realizuje projekt zabudowy instalacji selektywnej katalitycznej redukcji tlenków azotu (SCR) 4 kotłów blokowych w EC Siekierki. W 2012 roku zostały przekazane do eksploatacji instalacje dla dwóch kotłów. W efekcie realizacji inwestycji 60% mocy produkcyjnych EC Siekierki zostanie odazotowane.

Dla zadań realizowanych w ramach obu powyższych projektów PGNiG TERMIKA SA podpisała umowy na dofinansowanie z programu Infrastruktura i Środowisko Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Program wyciszeń realizowany w EC Siekierki

W 2012 roku został zakończony trzyletni program wyciszeń urządzeń EC Siekierki. Wykonane wyciszenia pozwoliły na obniżenie hałasu z terenu EC Siekierki do poziomu poniżej normy określonej w pozwoleniu zintegrowanym (w nocy poniżej 45db) oraz zlikwidowały ryzyko ograniczeń przyszłych inwestycji na terenie zakładu.

Dostawy biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania biomasy innej niż leśna tj. z plantacji i upraw roślin energetycznych w przedsiębiorstwie elektroenergetyki zawodowej (Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku) PGNiG TERMIKA SA pozyskuje paliwo poprzez zawieranie wieloletnich kontraktów na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areal plantacji, którym obecnie spółka dysponuje wynosi około 400 ha. Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło na redukcję CO₂ w 2012 roku o 233 tys. ton.

Rozdział XIII: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2011

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

Udzielenie absolutorium

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

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

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

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 22 czerwca 2012 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 30 października 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła skargę kasacyjną, która do dnia sporządzenia sprawozdania nie została przyjęta przez Sąd Najwyższy do rozpoznania.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552.000 zł zostało wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach oraz w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa toczą się od 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. Dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa i oddalił wniosek o uchylenie prawomocnego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa. Wyrokiem z dnia 21 maja 2012 roku Sąd Okręgowy

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

Postępowania przed Prezesem UOKiK

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

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

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

Postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym

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

Rozdział XIV: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2012 roku

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

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

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

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

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

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

Wynagrodzenie audytora w zł

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

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

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

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

W 2012 roku zysk netto GK PGNiG wyniósł 2.234 mln zł i był o 479 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

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

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

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011	1 stycznia 2011
Aktywa trwałe (długoterminowe)	37 084	31 301	28 137
Rzeczowe aktywa trwałe	33 784	29 319	26 360
Nieruchomości inwestycyjne	11	7	10
Wartości niematerialne	1 146	343	298
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	771	598	556
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	48	56	170
Inne aktywa finansowe	124	10	40
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 124	920	662
Pozostałe aktywa trwałe	76	48	41
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	10 833	7 523	6 205
Zapasy	3 064	2 082	1 049
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	5 374	3 378	3 387
Należności z tytułu podatku bieżącego	150	164	230
Pozostałe aktywa	84	78	75
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	22	9
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	105	285	78
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 948	1 505	1 373
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	108	9	4
Suma aktywów	47 917	38 824	34 342

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011	1 stycznia 2011
Kapitał własny	27 247	25 218	24 111
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(90)	114	12
Zyski (straty) zatrzymane	19 693	17 457	16 445
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	27 243	25 211	24 097
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	4	7	14
Zobowiązania długoterminowe	11 057	5 760	5 082
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 509	1 382	970
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	319	268	280
Rezerwy	1 792	1 358	1 221
Przychody przyszłych okresów	1 448	1 160	1 089
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	1 936	1 572	1 501
Inne zobowiązania długoterminowe	53	20	21
Zobowiązania krótkoterminowe	9 613	7 846	5 149
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 667	3 236	3 103
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4 702	3 617	1 229
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	393	417	104
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	24	58	226
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	356	238	177
Rezerwy	350	185	216
Przychody przyszłych okresów	101	95	94
Zobowiązania dotyczące aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży	20	-	-
Zobowiązania razem	20 670	13 606	10 231
Zobowiązania i kapitał własny razem	47 917	38 824	34 342

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	28 730	23 004
Koszty operacyjne razem	(26 197)	(21 132)
Zużycie surowców i materiałów	(17 447)	(14 059)
Świadczenia pracownicze	(3 054)	(2 850)
Amortyzacja	(2 069)	(1 574)
Usługi obce	(3 060)	(3 182)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 006	1 129
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 573)	(596)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	2 533	1 872
Przychody finansowe	216	135
Koszty finansowe	(380)	(152)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	173	43
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	2 542	1 898
Podatek dochodowy	(308)	(143)
Zysk/Strata netto	2 234	1 755
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 236	1 756
Udziałom niekontrolującym	(2)	(1)
	2 234	1 755

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2012	2011
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 552	2 676
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(6 149)	(4 227)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	4 040,0	1 682,0
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	443	131
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 504	1 373
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 947	1 504

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2012	2011
EBIT w mln zł zysk operacyjny	2 533	1 872
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	4 602	3 446
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	8,2%	7,0%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	7,8%	7,6%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,7%	4,5%

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOSCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) do zobowiązań krótkoterminowych	1,1	0,9
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOSCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,8	0,7

Zadłużenie

	31 grudnia 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANIAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	43,1%	35,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANIAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	75,9%	54,0%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego GK PGNiG odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 661 mln zł. Umocnienie kondycji finansowej Grupy Kapitałowej zostało spowodowane przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Poszukiwanie i wydobywanie

Działalność wydobywcza w dalszym ciągu zapewniała GK PGNiG stabilną pozycję finansową. Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 1.353 mln zł i był wyższy o 38 mln zł w relacji do 2011 roku. Wzrost wyniku nastąpił głównie w efekcie poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej. Wskutek wzrostu kursu dolara ceny sprzedaży tego produktu wzrosły o około 8%. W wyniku podłączenia 3 odwiertów ropnych na złożu BMB (Barnówko – Mostno – Buszewo) nastąpił wzrost wielkości wydobywania ropy naftowej o ok. 5%. Natomiast negatywny wpływ na wynik segmentu miało pogorszenie wyników finansowych spółek świadczących usługi w zakresie poszukiwania oraz zawiązanie odpisów aktualizacyjnych wartości środków trwałych, które zostały poddane testowi na utratę wartości.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie zysk operacyjny wyniósł 325 mln zł i był wyższy o 524 mln zł w relacji do poprzedniego roku. Poprawa wyniku spowodowana została znacznym wzrostem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miało obniżenie jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu. Zgodnie z podpisanym w listopadzie aneksem do „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport” zmianie uległy warunki cenowe na dostawy gazu z uwzględnieniem zakupów zrealizowanych od początku roku. Korekta wyniku ujęta w IV kwartale z tego tytułu pozwoliła odrobić straty poniesione w pierwszych trzech kwartałach.

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

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 878 mln zł i był wyższy o 95 mln zł w relacji do 2011 roku. Poprawa wyniku nastąpiła w efekcie wzrostu wolumenu przesłanego gazu oraz wzrostu stawek i opłat za usługi sieciowe od lipca 2011 roku. Zwiększenie wolumenu przesłanego gazu spowodowane zostało wyższym zapotrzebowaniem na paliwa gazowe w sezonie grzewczym wśród odbiorców domowych i mniejszych zakładów przemysłowych, a także pozyskaniem nowych odbiorców gazu.

Wytwarzanie

W styczniu 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG rozpoczęła działalność związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wytwarzaniem i dystrybucją ciepła. Zrealizowany w 2012 roku wynik w segmencie wytwarzanie wyniósł 15 mln zł. Wynik operacyjny segmentu nie odzwierciedla w pełni jego zyskowności, gdyż uwzględnia wpływ umorzeń aktywów niematerialnych rozpoznanych w momencie nabycia udziałów PGNiG TERMIKA SA, w tym praw do emisji CO₂.

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

2012	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 121	23 353	153	1 893	210	-	28 730
Sprzedaż między segmentami	1 204	360	3 430	64	333	(5 391)	-
Przychody segmentu ogółem	4 325	23 713	3 583	1 957	543,0	(5 391)	28 730
Koszty segmentu	(2 972)	(23 388)	(2 705)	(1 942)	(563)	5 373	(26 197)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 353	325	878	15	(20)	(18)	2 533
Koszty i przychody finansowe	-	-	-	-	-	-	(164)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	173	-	-	-	-	173
Zysk/Strata przed opodatkowaniem							2 542
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(308)
Zysk/Strata netto							2 234

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

2011	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 879	19 831	141	-	153	-	23 004
Sprzedaż między segmentami	1 202	155	3 329	-	435	(5 121)	-
Przychody segmentu ogółem	4 081	19 986	3 470	-	588	(5 121)	23 004
Koszty segmentu	(2 766)	(20 185)	(2 687)	-	(579)	5 085	(21 132)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 315	(199)	783	0	9	(36)	1 872
Koszty i przychody finansowe	-	-	-	-	-	-	(17)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	43	-	-	-	-	43
Zysk/Strata przed opodatkowaniem							1 898
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(143)
Zysk/Strata netto							1 755

Wynik na działalności finansowej w relacji do roku 2011 spadł o 17 mln zł, pomimo wzrostu o 280 mln zł kosztów z tytułu odsetek, na co wpływ miało zwiększenie poziomu zadłużenia GK PGNiG. Jednocześnie Grupa Kapitałowa odnotowała zysk z tytułu różnic kursowych oraz wzrost udziału w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności w efekcie aktualizacji wyceny udziałów SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Poprawa sytuacji finansowej GK PGNiG odzwierciedlona została we wzroście podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła do poziomu 8,2% z poziomu 7% w roku 2011, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 4,7% wobec 4,5% w roku ubiegłym, natomiast rentowność sprzedaży netto wzrosła z poziomu 7,6% do 7,8%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2012 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 47.917 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2011 roku o 9.093 mln zł.

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec grudnia 2012 roku wyniósł 33.784 mln zł i był o 4.465 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. (obecnie PGNiG TERMIKA SA). Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły również realizowane przez GK PGNiG inwestycje. Ponadto w 2012 roku nastąpiła zmiana klasyfikacji niektórych nakładów na prace poszukiwawcze. Nakłady na badania sejsmiczne zaczęto zaliczać w wartość początkową środka trwałego, a nie jak w latach ubiegłych, w koszty okresu sprawozdawczego.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku stan wartości niematerialnych wyniósł 1.146 mln zł i był wyższy o 803 mln zł od stanu z dnia 31 grudnia 2011 roku, przede wszystkim w rezultacie konsolidacji aktywów PGNiG TERMIKA SA. Zmiana ta odnosi się głównie do prawa wieczystego użytkowania gruntów oraz uprawnień do emisji CO₂.

Wzrost inwestycji w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności o kwotę 173 mln złotych w porównaniu do stanu z dnia 31 grudnia 2011 roku spowodowany został 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 114 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 204 mln zł, przede wszystkim w efekcie ulg inwestycyjnych w PGNiG Norway AS oraz aktualizacji rezerw.

Aktywa obrotowe Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2012 roku kształtowały się na poziomie 10.833 mln zł, co oznacza wzrost w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku o 3.310 mln zł (44%).

W relacji do 31 grudnia 2011 roku GK PGNiG odnotowała wzrost zapasów o 982 mln zł (47%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wzrost wartości zapasów spowodowany został wzrostem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu, zwiększeniem wolumenu zmagazynowanego gazu, a także konsolidacją w sprawozdaniu finansowym zapasów (głównie paliwa do produkcji ciepła i energii elektrycznej) PGNiG TERMIKA SA.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2011 roku wzrosła o 1.996 mln zł (59%). Wzrost ten wynika przede wszystkim z nadpłaty powstałej wskutek wprowadzenia w listopadzie 2012 roku nowej formuły cenowej w kontrakcie jamalskim, która uwzględnia również zakupy zrealizowane od początku roku. Ponadto wzrost spowodowany został również zakupem i konsolidacją aktywów PGNiG TERMIKA SA, a dokładniej należności ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (stan na 31 grudnia 2012 roku wyniósł 331 mln zł.).

Stan środków pieniężnych wyniósł 1.948 mln zł i był wyższy o 443 mln zł od stanu na koniec 2011 roku. Wzrost ten nastąpił na skutek uzyskanej nadwyżki przepływów z działalności finansowej (wpływ z emisji papierów dłużnych) i operacyjnej (poprawa rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego), nad nakładami inwestycyjnymi, związanymi m.in. z działalnością poszukiwawczą gazu ziemnego i ropy naftowej oraz nabyciem aktywów PGNiG TERMIKA SA.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 1,1 wobec poziomu 0,9 z końca grudnia 2011 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł z poziomu 0,7 do poziomu 0,8.

Zobowiązania i kapitał własny

Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2011 roku wzrosła o 2.029 mln zł. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 2.234 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniósł 11.057 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2011 roku o 5.297 mln zł. Wynika to przede wszystkim ze wzrostu zadłużenia z tytułu emisji euroobligacji przez PGNiG Finance AB (500 mln EUR) oraz emisji przez PGNiG S.A. pięcioletnich obligacji na rynku krajowym (2,5 mld zł).

W porównaniu do końca grudnia 2011 roku nastąpił wzrost zobowiązań krótkoterminowych o 1.767 mln zł (23%) w rezultacie wzrostu wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 1.085 mln zł, w tym głównie z tytułu emisji obligacji przez PGNiG S.A. oraz PGNiG TERMIKA SA, jak również zwiększenia o 399 mln zł zobowiązań publicznoprawnych z tytułu podatku VAT w efekcie wzrostu przychodów ze sprzedaży.

W związku ze znacznym wzrostem finansowania zewnętrznego GK PGNiG zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 54% do 75,9%, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 35% do 43,1%.

Istotne pozycje pozabilansowe

Na dzień 31 grudnia 2012 roku najistotniejszą pozycję pozabilansową Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których wartość wynosiła 9.732 mln zł. Głównymi pozycjami zobowiązań warunkowych były:

- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Norway AS, wynikających z koncesji lub z mocy prawa wobec państwa norweskiego, udzielona przez PGNiG S.A. (2.566 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań POGC-Libya B.V. wobec National Oil Corporation, Libia, udzielona przez PGNiG S.A. (335 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Finance AB wobec obligatariuszy z tytułu ustanowienia programu emisji euroobligacji, udzielona przez PGNiG S.A. (6.132 mln zł).

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W 2013 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną ze szczególnym uwzględnieniem:

- poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, w tym poszukiwania złóż niekonwencjonalnych
- rozbudowy infrastruktury magazynowej
- rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej
- realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa.

GK PGNiG zamierza finansować inwestycje zarówno ze środków własnych jak i pozyskanych ze źródeł zewnętrznych takich jak m.in. emisja obligacji i euroobligacji.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

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

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

W 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

Opis głównych inwestycji i lokat kapitałowych w ramach GK PGNiG

Do głównych inwestycji kapitałowych dokonanych w 2012 roku ramach Grupy Kapitałowej PGNiG należały:

- wypłata kolejnych transz pożyczki udzielonej PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. przez PGNiG S.A. w wysokości 2.178 mln zł; pożyczka została udzielona na zakup akcji spółki Vattenfall Heat Poland S.A.; pożyczka po połączeniu PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. z PGNiG TERMIKA SA została przejęta przez PGNiG TERMIKA SA
- wypłata kolejnych transz długoterminowej pożyczki udzielonej PGNiG Norway AS przez PGNiG S.A. w wysokości 1.165 mln NOK; pożyczka została udzielona w celu finansowania nakładów inwestycyjnych na projekt realizowany na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- wypłata pożyczki udzielonej Pomorskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. przez PGNiG S.A. w wysokości 70 mln zł; pożyczka została udzielona na finansowanie zadań inwestycyjnych
- wypłata transz pożyczek udzielonych Mazowieckiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. przez PGNiG S.A. w wysokości 37 mln zł; pożyczki zostały udzielone na finansowanie zadań inwestycyjnych
- wypłata pożyczki udzielonej PNiG Jasło S.A. przez PGNiG S.A. w wysokości 24 mln zł; pożyczka została udzielona na zakup urządzenia wiertniczego
- wypłata krótkoterminowej pożyczki udzielonej PGNiG Sales & Trading GmbH w wysokości 3 mln EUR; pożyczka została udzielona w celu finansowania bieżącej działalności operacyjnej
- emisja obligacji krótkoterminowych skierowana do spółek Grupy Kapitałowej PGNiG; na dzień 31 grudnia 2012 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 212 mln zł
- podwyższenie kapitałów spółek zależnych: PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. (770 mln zł), POGC Libya B.V. (25 mln USD z przeznaczeniem na bieżącą działalność spółki), PGNiG Poszukiwania S.A. (przekształcona na Exalo Drilling S.A.) 10 mln zł; ponadto do PGNiG Poszukiwania S.A. zostały wniesione aportem akcje/udziały spółek PNiG Kraków S.A., PNiG, Jasło S.A., PNiG Nafta S.A., PN Diament Sp. z o.o., ZRG Krosno Sp. z o.o. w łącznej kwocie 971,5 mln zł.

2. Zarządzanie finansowe

W 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zwiększyła poziom dostępnych źródeł finansowania zewnętrznego o kolejne programy emisji obligacji krajowych i rozpoczęła emisję euroobligacji.

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

4 lipca 2012 roku PGNiG TERMIKA SA podpisała umowę w sprawie ustanowienia programu emisji obligacji do kwoty 1,5 mld zł z czterema bankami: PKO BP S.A., Nordea Bank Polska S.A., ING Bank Śląski S.A. i Bank Zachodni WBK S.A. W ramach programu, obowiązującego do 29 grudnia 2017 roku, PGNiG TERMIKA SA może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje dyskontowe oraz kuponowe z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku o oprocentowaniu opartym o WIBOR + marża. Pierwsza emisja obligacji dyskontowych i zerokuponowych o łącznej wartości nominalnej 450 mln zł została przeprowadzona 10 lipca 2012 roku. W 2012 roku PGNiG TERMIKA SA wyemitowała obligacje na łączną wartość nominalną 600 mln zł. Środki uzyskane z pierwszej emisji zostały przeznaczone przede wszystkim na spłatę pożyczki udzielonej przez Vattenfall Treasury Financing AB. Natomiast fundusze pozyskane z kolejnych emisji umożliwiają spółce finansowanie inwestycji, m.in. planowanej budowy bloku parowo-gazowego w Elektrociepłowni Żerań oraz bieżącej działalności operacyjnej spółki. Na dzień 31 grudnia 2012 roku zadłużenie z tytułu programu wyniosło 530 mln zł.

10 lutego 2012 roku PGNiG Finance AB wyemitowała pierwszą transzę pięcioletnich euroobligacji na kwotę 500 mln EUR z terminem zapadalności 5 lat i rentowności 4,098% p.a. Obligacje otrzymały rating kredytowy na poziomie Baa1 (agencja Moody's) i BBB+ (agencja Standard & Poor's). Powyższa emisja została przeprowadzona w ramach podpisanego 25 sierpnia 2011 roku pięcioletniego programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR. Na dzień 31 grudnia 2012 roku zadłużenie PGNiG Finance AB z tytułu emisji euroobligacji wyniosło 500 mln EUR.

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

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

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

Kapitałowej PGNiG. Na dzień 31 grudnia 2012 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 212 mln zł.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

Grupa Kapitałowa PGNiG dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Nie jest zagrożona utratą płynności. W GK PGNiG skutecznie funkcjonuje model, w którym PGNiG S.A. wspiera finansowo swoje spółki zależne z zakresie realizacji inwestycji. Finansowanie zewnętrzne Grupy Kapitałowej PGNiG opiera się głównie na programach emisji papierów dłużnych. Ponadto PGNiG S.A. posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 280 mln zł). W 2012 roku Spółka w nieznacznym stopniu korzystała z kredytowania w rachunku bieżącym. Ujemna marża uzyskiwana na sprzedaży gazu ziemnego pochodzącego z importu spowodowała obniżenie ratingu kredytowego i znaczący wzrost kosztów finansowania zewnętrznego. 5 września i 28 listopada 2012 roku agencja ratingowa Standard and Poor's obniżyła ocenę kredytową PGNiG S.A. odpowiednio z BBB+ na BBB i z BBB na BBB- z perspektywą stabilną. Natomiast agencja ratingowa Moody's 20 listopada 2012 roku obniżyła ocenę kredytową PGNiG S.A. z Baa1 na Baa2 z perspektywą negatywną.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2012 roku inwestycje kapitałowe Grupy Kapitałowej PGNiG miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 3 miesięcy. Spółka inwestowała w instrumenty finansowe o minimalnym ryzyku kredytowym, głównie w depozyty bankowe, które stanowiły 99 % wolumenu transakcji. Na pozostałe 1% złożyły się warunkowe transakcje kupna/sprzedaży papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa. Ponadto spółki gazownictwa i PGNiG Technologie S.A. lokowały nadwyżki środków pieniężnych w krótkoterminowe obligacje emitowane przez PGNiG S.A. Udział obligacji emitowanych przez PGNiG S.A. w strukturze lokat spółek zależnych wyniósł w 2012 roku średnio około 40%. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze PGNiG S.A. polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

2.2. Umowy kredytów i pożyczek

W 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zawarła umowy kredytów na łączną kwotę 537 mln zł, 13 mln USD i 4 mln EUR, w celu finansowania bieżącej działalności operacyjnej i inwestycyjnej. Umowy kredytów w rachunku bieżącym zawarto na łączną kwotę 524 mln zł i 13 mln USD. Pozostałe kredyty w kwocie 13 mln zł i 4 mln EUR przeznaczone zostały na finansowanie inwestycji, w tym m.in. zakupu urządzenia wiertniczego i mobilnego systemu utylizacji płynów powierniczych. W poniższej tabeli zostały zaprezentowane szczegółowe dane odnoszące się do najistotniejszych umów kredytów zawartych przez GK PGNiG w 2012 roku.

Najistotniejsze umowy kredytów zawarte przez GK PGNiG

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln		Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Pekao S.A.	50	PLN	WIBOR ON+0,5%	obrotowy	24.05.2013
Bank Handlowy w Warszawie SA	40	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.12.2013
Bank Pekao S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,45%	obrotowy	31.07.2013
PKO BP S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,55%	obrotowy	13.07.2013
BRE Bank S.A.	40	PLN	WIBOR ON+0,30%	obrotowy	05.09.2013
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40	PLN	WIBOR 1M+0,35%	obrotowy	30.08.2013
ING Bank Śląski S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,60%	obrotowy	06.12.2013
Bank Millennium S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	18.12.2013
Bank Pekao S.A.	27	PLN	WIBOR 1M+1,4%	obrotowy	23.08.2013
Bank Pekao S.A.	25	PLN	WIBOR 1M+1,0%	obrotowy	31.12.2013

W 2012 roku zostały wypowiedziane dwie umowy kredytów zawartych w rachunku bieżącym:

- umowa kredytu zawarta z Deutsche Bank PBC S.A. na kwotę 7 mln zł o oprocentowaniu WIBOR 1M+1,6% z terminem wymagalności 31 grudnia 2014 roku; umowa kredytu została wypowiedziana przez spółkę GK PGNiG w wyniku wprowadzenia w niej ujednoliconej polityki finansowej
- umowa kredytu zawarta z Kredyt Bank S.A. na kwotę 4 mln zł o oprocentowaniu WIBOR ON+1,9% z terminem wymagalności 30 marca 2013 roku; kredyt został wypowiedziany przez bank z powodu niskich obrotów na koncie kredytu.

W 2012 roku GK PGNiG zawarła dwie umowy pożyczek ze spółką powiązaną na łączną kwotę 172 mln zł. GK PGNiG udzieliła pożyczek w celu finansowania inwestycji budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli.

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

Pożyczki udzielone przez GK PGNiG

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	152	PLN	WIBOR 3M+2,50%	inwestycyjna	31.12.2032
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	20	PLN	WIBOR 1M+2,50%	inwestycyjna	31.12.2032

W 2012 roku GK PGNiG nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiadała umów pożyczek.

Wartość udzielonych przez Grupę Kapitałową PGNiG w 2012 roku gwarancji i poręczeń, według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 171 mln zł. Były to głównie gwarancje stanowiące zabezpieczenie dostaw gazu przez PGNiG Sales&Trading GmbH w łącznej wysokości 100 mln zł, poręczenia za zobowiązania PGNiG Energia S.A. w łącznej wysokości 8 mln zł i trzy gwarancje udzielone spółce OGP GAZ-SYSTEM S.A. z tytułu należytego wykonania umowy przy realizacji budowy gazociągu DN700 relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn na łączną wartość 24 mln zł.

Wartość otrzymanych przez Grupę Kapitałową PGNiG w 2012 roku gwarancji i poręczeń, według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 80 mln zł, z czego 36% (29,0 mln zł) stanowiły gwarancje i poręczenia o wartości poniżej 500 tys. zł. Na pozostałe gwarancje i poręczenia złożyły się gwarancje należytego wykonania kontraktu, w tym gwarancje stanowiące zabezpieczenie kontraktów sprzedaży gazu. Najistotniejsze z powyższych gwarancji i poręczeń były:

- gwarancja wystawiona przez spółkę Fabryka Kotłów RAFAKO S.A. z tytułu należytego wykonania zadania inwestycyjnego „Budowa Instalacji Mokrego Odsiarczania Spalin kotłów k5, k6, k7, k10 i k11 w Elektrociepłowni Siekierki” na wartość 6 mln zł
- gwarancja wystawiona przez spółkę GE OIL & GAS THERMODYN z siedzibą we Francji w wysokości 1 mln EUR (4 mln zł) z tytułu zwrotu zaliczki wpłaconej na poczet zakupu urządzeń technicznych
- poręczenie cywilne udzielone przez Saint-Gobain Construction Products Sp. z o.o. zabezpieczające płatności za gaz w wysokości 3 mln zł
- gwarancja wystawiona przez FRITO LAY Sp. z o.o. zabezpieczająca kontrakt sprzedaży gazu na wartość 2 mln zł.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w Grupie Kapitałowej PGNiG jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Grupy do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie. W 2012 roku GK PGNiG prowadząc działalność gospodarczą narażona była na szereg ryzyk finansowych, a w szczególności na ryzyko rynkowe (ryzyko cen towarów, stóp procentowych i walutowe), ryzyko płynności oraz ryzyko kredytowe.

Ryzyko rynkowe

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

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

W 2012 roku GK PGNiG wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen gazu:

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

W celu ograniczenia ryzyka kursowego Grupa Kapitałowa PGNiG w 2012 roku stosowała poniższe instrumenty finansowe:

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

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

GK PGNiG stosowała również rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji zabezpieczających płatności za gaz i dla transakcji zabezpieczających ceny gazu.

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

Ryzyko kredytowe

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

Ryzyko zakłóceń przepływów pieniężnych

Działania GK PGNiG zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych związanych z bieżącą działalnością Grupy obejmowały dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej, bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków, pozyskanie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidację rachunków bankowych oraz zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących. Natomiast ograniczanie zmienności przepływów pieniężnych związanych z płatnościami z tytułu zawartych kontraktów na zakup gazu odbywało się poprzez zawieranie przez PGNiG S.A. transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (opcje walutowe, *FX swap, forward*) oraz ryzyko cen gazu (opcje azjatyckie, strategie opcyjnie).

Ryzyko utraty płynności

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

3. Przewidywana sytuacja finansowa

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

Notowania cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych oraz gazu odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej GK PGNiG. Wzrost wydobycia gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych oraz budowa nowych terminali LNG na świecie mogą przyczynić się do spadku cen

zakupu gazu i wpłynąć na wyniki renegotjacji umów zakupowych. Spadek rynkowych cen gazu wpłynie korzystnie na obniżenie kosztu jego pozyskania.

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

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

Oddanie do eksploatacji pod koniec 2012 roku złóż Lubiatów i Międzychód oraz w styczniu 2013 roku złoża Grotów, a także rozpoczęcie wydobywania węgłowodorów ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym umożliwi zwiększenie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego i korzystnie wpłynie na wyniki finansowe GK PGNiG. Ponadto w 2013 roku GK PGNiG intensyfikować będzie poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów.

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

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

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

Ze względu na wysoki poziom aktualnych i planowanych nakładów inwestycyjnych GK PGNiG korzysta z finansowania zewnętrznego opartego w szczególności o emisje krajowych i zagranicznych papierów dłużnych. W lutym 2012 roku PGNiG Finance AB wyemitowała pięcioletnie euroobligacje na kwotę 500 mln EUR. W ramach nowego programu emisji obligacji z maja 2012 roku PGNiG S.A. wyemitowała m.in. pięcioletnie obligacje o łącznej wartości nominalnej 2,5 mld zł. Natomiast w 2013 roku planowane jest przeprowadzenie emisji akcji w ramach oferty publicznej spółki Exalo Drilling S.A. Środki pozyskane z emisji posłużą finansowaniu programu inwestycyjnego tej spółki.

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
