



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK 2010**

Warszawa, 3 marca 2011

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Wydarzenia 2010 roku.....	4
Rozdział II: Dane o Grupie Kapitałowej PGNiG.....	6
1. Kierunki rozwoju.....	6
2. Struktura	7
3. Powiązania kapitałowe	12
4. Zatrudnienie	14
5. Sprzedaż i pozyskanie gazu.....	15
Rozdział III: Organy Spółki	16
1. Zarząd.....	16
2. Rada Nadzorcza.....	17
Rozdział IV: Akcjonariat	19
Rozdział V: Otoczenie regulacyjne.....	22
1. Prawo energetyczne.....	22
1.1. Koncesje	22
1.2. Polityka taryfowa	23
1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	23
1.4. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa	27
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	27
3. Prawo geologiczne i górnicze.....	27
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	28
Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie	31
1. Poszukiwanie.....	31
1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce	31
1.2. Prace poszukiwawcze za granicą	32
2. Wydobywanie	33
3. Spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie	35
4. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie	42
4. Planowane działania.....	43
5. Ryzyka poszukiwania i wydobywania	44

Rozdział VII: Obrót i magazynowanie	48
1. Zakupy.....	48
2. Sprzedaż	49
3. Magazynowanie	51
4. „INVESTGAS” S.A.....	52
5. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie	53
6. Planowane działania.....	53
7. Ryzyka obrotu i magazynowania	54
Rozdział VIII: Dystrybucja	55
1. Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	55
2. Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	57
3. Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	58
4. GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa.....	59
5. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	60
6. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	62
7. Inwestycje w segmencie dystrybucja	63
8. Ryzyka dystrybucji.....	63
Rozdział IX: Pozostała działalność	65
Rozdział X. Ochrona środowiska.....	71
Rozdział XI: Pozostałe informacje.....	72
Rozdział XII: Sytuacja finansowa.....	75
1. Wyniki finansowe w 2010 roku	75
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	75
1.2. Omówienie sytuacji finansowej	79
2. Zarządzanie finansowe	85
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	85
2.2. Umowy kredytów i pożyczek.....	86
2.3. Gwarancje i poręczenia	86
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	87
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	88

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2010.

Rozdział I: Wydarzenia 2010 roku

Styczeń	PGNiG Norway AS objęła 15% udziałów w koncesji PL558 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.
Kwiecień	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 2009.
Maj	<p>Zawarta została umowa realizacyjna projektu „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli” pomiędzy PGNiG S.A., PGNiG Energia S.A, TAURON Polska Energia S.A. oraz Elektrownią Stalowa Wola S.A., której przedmiotem było określenie zasad i przeprowadzenie procesu inwestycyjnego budowy bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 400 MW i 229 MW energii cieplnej.</p> <p>Zatwierdzone zostały: taryfa dla paliw gazowych dla PGNiG S.A. oraz taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego dla Spółek Gazownictwa. Średnia wysokość opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego E wzrosła o 3,3%, gazu zaazotowanego Lw o 5,9% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 3,6%.</p>
Czerwiec	<p>PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami dokonała odkrycia nowego ropno-gazowego złoża Snadd North na koncesji PL 212 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>PGNiG S.A. podpisała umowę kompleksową na dostawę paliwa gazowego z Grupą LOTOS S.A.</p> <p>PGNiG Norway AS dokonała zakupu 10% udziałów w koncesji PL 326 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od Statoil Petroleum AS.</p>
Lipiec	<p>PGNiG S.A. uruchomiła program emisji obligacji krajowych do wartości 3 mld zł.</p> <p>W celu przeprowadzenia konsolidacji spółek budowlano-montażowych Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. została przekształcona w PGNiG Technologie Sp. z o.o.</p>
Sierpień	PGNiG Norway AS zawarła z siedmioma bankami umowę kredytu odnawialnego w wysokości 400 mln USD na okres 7 lat w celu finansowania nakładów w ramach projektu zagospodarowania złoża Skarv.

Wrzesień	<p>Zatwierdzona została taryfa dla paliw gazowych dla PGNiG S.A. w zakresie cen paliwa gazowego. Średnia wysokość opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego E wzrosła o 4,4%, gazu zaazotowanego Lw o 4,5% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 4% .</p> <p>PGNiG S.A. zawarła umowę zlecenia z trzema bankami: Societe Generale SA, BNP Paribas SA oraz Unicredit Bank AG w sprawie organizacji programu euroobligacji.</p>
Październik	<p>PGNiG S.A. oraz SGT „EUROPOL GAZ” S.A. podpisały aneks do umowy z dnia 1 lipca 2004 roku na wykonanie usługi przesyłu gazu ziemnego za pośrednictwem gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.</p> <p>PGNiG S.A. podpisała aneks do kontraktu kupna-sprzedaży rosyjskiego gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”.</p>
Listopad	<p>Zawiązana została spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.</p>
Grudzień	<p>Zatwierdzona została taryfa dla paliw gazowych dla PGNiG S.A. w zakresie cen paliwa gazowego. Średnia wysokość opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego E została obniżona o 2,3%, gazu zaazotowanego Lw o 2,3% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 2,05% .</p> <p>Oddano do eksploatacji podziemny magazyn gazu zaazotowanego (Lw) Bonikowo.</p>

Rozdział II: Dane o Grupie Kapitałowej PGNiG

Grupa Kapitałowa PGNiG jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG.

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

W dniu 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 Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych od dnia 20 października 2005 roku. Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji.

Obszar działalności Grupy Kapitałowej PGNiG obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie, magazynowanie paliw gazowych oraz obrót i dystrybucję gazu ziemnego. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowią integralny obszar działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. Obrotem gazem ziemnym zajmuje się PGNiG S.A. natomiast dystrybucja prowadzona jest przez sześć Spółek Gazownictwa, będących podmiotami Grupy Kapitałowej PGNiG.

1. Kierunki rozwoju

Nadrzędnym celem strategicznym GK PGNiG jest realizacja wzrostu wartości dla akcjonariuszy. Wzrost wartości Spółki GK PGNiG planuje osiągnąć poprzez rozwój krajowego rynku gazu i ekspansję na wybranych rynkach zagranicznych.

Strategicznym celem w polityce Grupy Kapitałowej PGNiG jest rozwój działalności handlowej i zapewnienie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez budowę połączeń międzynarodowych i 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 wybranych rynkach zagranicznych. GK PGNiG dąży do zbudowania stabilnej pozycji na trzech kluczowych zagranicznych rynkach z rejonów Morza Północnego, Północnej Afryki i Środkowego Wschodu.

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.

GK PGNiG intensyfikuje działania zmierzające do rozbudowy i poszerzenia obszaru działalności poprzez zaangażowanie się w projekty elektroenergetyczne wykorzystujące gaz ziemny jako paliwo oraz rozpoczęcie działalności handlowej na rynku energii elektrycznej. Zrealizowane projekty energetyczne będą miały istotny wymiar w postaci budowy rynku gazu i zwiększenia popytu na ten surowiec oraz rozszerzenia oferty produktowej.

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

2. Struktura

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 37 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 25 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 12 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
Spółki zależne od PGNiG S.A.					
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	951 327 000,00	951 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	POGC Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
11	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	1 000 000,00	1 000 000,00	100,00%	100,00%
12	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
13	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
14	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
15	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
16	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
17	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
18	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%

Wykaz spółek GK PGNiG – cd.

	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.				
19	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG Energia S.A.	6 000 000,00	6 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Technologie Sp. z o.o.	120 398 000,00	120 398 000,00	100,00%	100,00%
22	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
23	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
24	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.”	6 800 000,00	3 468 000,00	51,00%	51,00%
	Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
26	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
27	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
28	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
29	ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola)	9 244 000,00	9 244 000,00	100,00%	100,00%
30	Geofizyka Torun Kish Ltd (IRR) ^{1), 2)}	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
31	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
32	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
33	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
34	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000,00	105 000,00	100,00%	100,00%
35	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 550 000,00	85,00%	85,00%
36	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
37	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ kapitał nieopłacony

W 2010 roku miały miejsce następujące zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 11 stycznia 2010 roku zarejestrowano w KRS spółkę PGNiG Energia S.A.
- 19 stycznia 2010 roku spółka GEOFIZYKA Kraków Libya JSC w likwidacji została wykreślona z rejestru handlowego w Libii
- 12 maja 2010 roku zawiązana została spółka Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.; kapitał zakładowy spółki wynosi 5.000 zł i został w całości pokryty gotówką przez PGNiG Energia Sp. z o.o.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 13 maja 2010 roku
- 29 czerwca 2010 roku sąd rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości; w wyniku ogłoszenia upadłości PGNiG S.A. utraciła kontrolę nad spółką
- 14 czerwca 2010 roku PGNiG Energia S.A. odkupiła od PGE Energia Odnawialna S.A. 1.288 udziałów spółki Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji, co stanowi 51,52% kapitału zakładowego spółki; 30 czerwca 2010 roku Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji podjęło uchwałę w sprawie dalszego istnienia spółki i uchylenia likwidacji
- 14 lipca 2010 roku PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z rejestru przedsiębiorców w KRS

- 30 lipca 2010 roku Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. została przekształcona w PGNiG Technologie Sp. z o.o.; spółka została powołana w celu konsolidacji spółek budowlano-montażowych; skonsolidowanie spółek w jeden nowy podmiot pozwoli w perspektywie na zwiększenie zdolności konkurowania i pozyskiwania nowych zleceń na rynkach krajowym i międzynarodowym
- 11 sierpnia 2010 roku „INVESTGAS” S.A. zakupiła 51.000 udziałów spółki Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie o łącznej wartości nominalnej 2.550.000 zł, stanowiących 85% kapitału zakładowego
- 16 listopada 2010 roku zawiązana została spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.; kapitał zakładowy spółki wynosi 1.000.000 zł i dzieli się na 20.000 udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy; wszystkie udziały zostały pokryte gotówką przez jedynego udziałowca PGNiG S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 29 grudnia 2010 roku; spółka została utworzona w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2009/73/WE w zakresie prawnego rozdzielenia działalności magazynowania paliw gazowych od innych rodzajów działalności realizowanych w ramach zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa gazowniczego
- 21 grudnia 2010 roku zawiązana została spółka POGC Trading GmbH; kapitał zakładowy spółki wynosi 10.000.000 EUR; przedmiot działalności spółki obejmuje zakup, sprzedaż i obrót gazem, paliwami i innymi formami energii oraz produktami pochodnymi w formie fizycznej, jak również obrót instrumentami pochodnymi i produktami finansowymi w odniesieniu do gazu, paliw i energii na rynkach europejskich i innych.

W 2010 roku miały miejsce następujące zmiany kapitału zakładowego spółek:

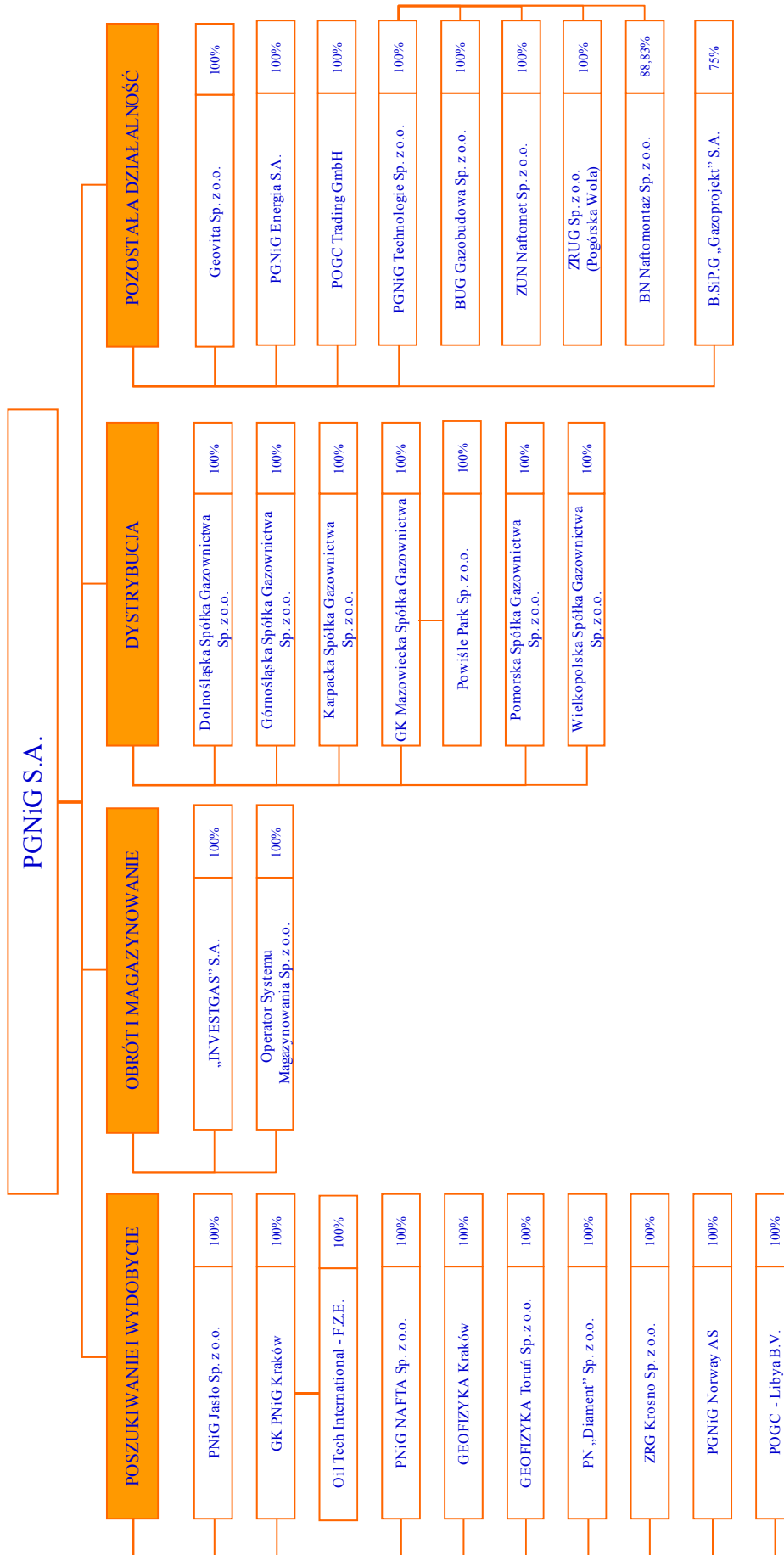
- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 850.000 zł do poziomu 1.300.338.000 zł, która miała miejsce 4 stycznia 2010 roku,
- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki Powiśle Park Sp. z o.o. o kwotę 3.000.000 zł do poziomu 81.131.000 zł, która miała miejsce 5 lutego 2010 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli) o kwotę 4.944.000 zł do poziomu 9.244.000 zł; nowe udziały zostały pokryte wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowych położonych w Pogórskiej Woli; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 26 października 2010 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Energia S.A. o kwotę 1.000.000 zł do poziomu 6.000.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 14 grudnia 2010 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. o kwotę 100.000 zł do poziomu 105.000 zł; wszystkie udziały zostały objęte przez jedynego wspólnika – PGNiG Energia S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 22 grudnia 2010 roku
- obniżenie kapitału zakładowego Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. z poziomu 2.500.000 zł do 1.212.000 zł poprzez umorzenie udziałów wspólnika PGNiG Energia S.A.; PGNiG S.A. została jedynym udziałowcem spółki; rejestracja obniżenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 28 grudnia 2010 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Technologie Sp. z o.o. o kwotę 2.000.000 zł do poziomu 2.050.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 26 sierpnia 2010 roku; kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki o kwotę 118.348.000 zł do poziomu 120.398.000; nowe udziały pokryte zostały częściowo wkładem pieniężnym w wysokości 500.000 zł oraz wkładem niepieniężnym w postaci posiadanych przez PGNiG S.A. udziałów w spółkach: BUG Gazobudowa Sp. z o.o., Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola), Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 30 grudnia 2010 roku.

W związku z wniesieniem do PGNiG Technologie Sp. z o.o. posiadanych przez PGNiG S.A. udziałów w spółkach budowlano-montażowych spółki NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości, NAFTEK Sp. z o.o. w likwidacji oraz Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. stały się jednostkami powiązanymi trzeciego stopnia z PGNiG S.A.

10 lutego 2011 roku POGC Trading GmbH została wpisana do Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Monachium.

NAFT-STAL Sp. z o.o. z dniem 1 lipca 2010 roku przestała być objęta konsolidacją w wyniku ogłoszenia upadłości obejmującej likwidację majątku spółki. Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 31 grudnia 2010 roku.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



Zmiany w zasadach zarządzania

W 2010 roku nie nastąpiły istotne zmiany w zasadach zarządzania PGNiG S.A.

W 2010 roku rozpoczął się proces konsolidacji spółek budowlano-montażowych w segmencie pozostała działalność GK PGNiG. Powołana została spółka PGNiG Technologie Sp. z o.o., do której wniesiono udziały czterech spółek zależnych PGNiG S.A.: BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli, BN Naftomontaż Sp. z o.o. i ZUN Naftomet Sp. z o.o. Ostatnim etapem procesu będzie połączenie PGNiG Technologie Sp. z o.o. i czterech spółek objętych konsolidacją. Konsolidacja spółek budowlano-montażowych spowoduje powstanie jednego silnego podmiotu skutecznie konkurującego na rynkach krajowym i zagranicznym, a także usprawni zarządzanie oraz poprawi nadzór właścicielski PGNiG S.A. nad tym sektorem działalności GK PGNiG.

3. Powiązania kapitałowe

Wykaz pozostałych spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2010 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.					
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	Przedsiębiorstwo Inwestycyjne „GAZOTECH” Sp. z o.o.	1 203 800,00	65 000,00	69,44%	46,30%
6	Sahara Petroleum Technology llc w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
7	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
8	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
9	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
10	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
11	„ZRUG TORUŃ” S.A.	5 150 000,00	1 300 000,00	25,24%	25,24%
12	„TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%	21,32%
13	H.S. „Szczakowa” S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%	33,30%

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG – cd.

	Spółki powiązane ze spółkami zależnymi od PGNiG S.A.	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
14	NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%
15	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	2 000 000,00	1 000 000,00	50,00%	50,00%
16	Al Mashariq - Geofizyka Torun Limited Company (SAR) ¹⁾	500 000,00	250 000,00	50,00%	50,00%
17	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	79 500,00	37 500,00	47,20%	47,20%
18	NAFTEK Sp. z o.o. w likwidacji	5 000,00	2 200,00	44,00%	44,00%
19	Przedsiębiorstwo Badawczo - Usługowe „Petromin” Sp. z o.o.	200 000,00	80 000,00	40,00%	40,00%
20	Geotermia Sp. z o.o.	4 000,00	1 000,00	25,00%	25,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

W 2010 roku miały miejsce następujące zmiany w powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- 16 lipca 2010 roku BUG Gazobudowa Sp. z o.o. sprzedała wszystkie posiadane udziały w spółce Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. o wartości nominalnej 163.000 zł
- 12 sierpnia 2010 roku NZW „TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji zatwierdziło sprawozdanie likwidacyjne sporządzone na dzień bilansowy 10 lipca 2010 roku; proces likwidacji spółki został zakończony
- podwyższenie kapitału zakładowego „ZRUG TORUŃ” S.A. o kwotę 1.000.000 zł; PGNiG S.A. nie uczestniczyła w tej operacji, w związku z czym udział w kapitale zakładowym spółki spadł do poziomu 25,24%; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 23 czerwca 2010 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. o kwotę 1.000.000 zł do poziomu 2.000.000 zł; PGNiG Energia S.A. objęła w podwyższonym kapitale akcje o wartości nominalnej 1.000.000 zł, co stanowi 50% kapitału zakładowego; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego miała miejsce 5 listopada 2010 roku.

Zmiany w powiązaniach kapitałowych GK PGNiG po zakończeniu roku obrotowego

- 9 lutego 2011 roku „TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS
- 11 lutego 2011 roku Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach w wydanym postanowieniu stwierdził ukończenie postępowania upadłościowego Huty Szkła „Szczakowa” S.A. w Jaworznie.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2010 roku wyniosła 56,7 mln zł. W 2010 roku GK PGNiG nie dokonywała żadnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

4. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2010 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)

	2010	2009
Centrala PGNiG S.A.	840	833
Poszukiwanie i wydobywanie	11 592	10 800
Obrót i magazynowanie	3 809	3 836
Dystrybucja	13 881	13 851
Pozostała działalność	2 296	2 073
Razem	32 418	31 393

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)”. W odróżnieniu od poprzednich programów restrukturyzacji zatrudnienia, program ten został oparty na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury. Decyzje o realizacji programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia lub likwidacją stanowisk.

W kwietniu 2010 roku uchwałą NWZ PGNiG S.A. zostały uruchomione środki z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji” na jednorazowe wypłaty dla 23 zwolnionych pracowników PGNiG Kraków Sp. z o.o. w wysokości 1.070.002 zł.

W dniu 24 lutego 2011 roku NWZ PGNiG S.A. podjęło decyzję o ponownym uruchomieniu środków z powyższego kapitału rezerwowego PGNiG S.A. Na jednorazowe wypłaty dla 35 zwolnionych pracowników ZUN Naftomet Sp. z o.o. przeznaczono 1.774.099 zł.

5. Sprzedaż i pozyskanie gazu

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 21,3 mld zł, z czego 90% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2010	2009
Gaz ziemny, w tym:	19 105,1	17 510,7
- gaz ziemny wysokometanowy	17 917,8	16 229,6
- gaz ziemny zaazotowany	1 187,3	1 281,1
Ropa naftowa	838,6	661,6
Kondensat	3,2	2,7
Hel	44,1	37,1
Mieszanina propan-butan	49,9	36,8
Usługi magazynowania gazu	31,7	23,5
Usługi geofizyczno-geologiczne	278,7	225,5
Usługi w zakresie poszukiwania złóż	408,4	376,9
Pozostała sprzedaż	521,5	456,7
Razem	21 281,2	19 331,5

W 2010 roku GK PGNiG sprzedała 14,2 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

	2010	2009
Obrót i magazynowanie	13 562,2	12 514,5
Poszukiwanie i wydobywanie	673,8	640,0
Razem	14 236,0	13 154,5

W 2010 roku GK PGNiG pozyskała 14,4 mld m³ gazu ziemnego, z czego 70% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 29,3% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu w mln m³

	2010	2009
Import	10 066,4	9 135,9
Wydobywanie krajowe	4 220,4	4 105,2
Dostawcy krajowi	96,1	58,1
Razem	14 382,9	13 299,2

Rozdział III: Organy Spółki

1. Zarząd

Zgodnie ze Statutem Spółki Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. 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). Przepis ten nie ma zastosowania do członka Zarządu wybranego przez pracowników. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie. 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.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2010 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Mirosław Dobrut – Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Dialogu Społecznego i Majątku
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

26 kwietnia 2010 roku Mirosław Dobrut złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Gazownictwa i Handlu ze skutkiem na dzień 30 kwietnia 2010 roku. Powodem złożenia rezygnacji był wybór Mirosława Dobruta na stanowisko prezesa zarządu SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

12 maja 2010 roku Marek Karabuła, członek Rady Nadzorczej, został delegowany do czasowego wykonywania czynności Wiceprezesa Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu w okresie od 1 czerwca 2010 roku do 31 sierpnia 2010 roku. Po złożeniu rezygnacji z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A. 19 lipca 2010 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała Marka Karabulę na stanowisko członka Zarządu PGNiG S.A.

15 sierpnia 2010 roku Waldemar Wójcik złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Górnictwa Naftowego.

W wyniku podziału kompetencji i uprawnień poszczególnych członków Zarządu zatwierdzonych 15 września 2010 roku przez Radę Nadzorczą PGNiG S.A. skład Zarządu oraz kompetencje członków Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2010 roku przedstawiały się następująco:

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

12 stycznia 2011 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. dokonała wyboru Prezesa i członków Zarządu PGNiG S.A. na wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 13 marca 2011 roku. Na okres 3 lat zostali wybrani:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Radosław Dudziński – członek Zarządu
- Sławomir Hinc – członek Zarządu
- Marek Karabuła – członek Zarządu.

W okresie od stycznia do lutego 2011 roku zostały przeprowadzone wybory kandydata na członka Zarządu wybieranego przez pracowników PGNiG S.A. Przedstawicielem pracowników został Mirosław Szałuba.

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 2010 roku obowiązywały umowy o zakazie konkurencji podpisane z Prezesem Zarządu Michałem Szubskim oraz Wiceprezesami: Radosławem Dudzińskim, Sławomirem Hincem, Mirosławem Szałubą oraz Waldemarem Wójcikiem. Umowy o zakazie konkurencji zawarte są na okres 12 miesięcy, licząc od dnia ustania stosunku prawnego. 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.

2. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z 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. Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., 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.

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2010 roku składała się z następujących członków:

- 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
- Marek Karabuła – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

19 lipca 2010 roku Marek Karabuła złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Na dzień 31 grudnia 2010 roku w skład Rady Nadzorczej 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.

Na przełomie stycznia i lutego 2011 roku odbyły się wybory kandydatów na przedstawicieli do Rady Nadzorczej wybieranych przez pracowników PGNiG S.A. Przedstawicielami pracowników zostali: Agnieszka Chmielarz, Mieczysław Kawecki i Jolanta Siergiej.

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku (nota 37.5.).

Rozdział IV: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2010 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 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2010	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2010	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2010
Skarb Państwa	4 273 650 532	72,43%	4 273 650 532	72,43%
Pozostali	1 626 349 468	27,57%	1 626 349 468	27,57%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

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

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 31 grudnia 2010 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/udziałów	Wartość nominalna akcji/udziałów w zł
Michał Szubski	Prezes Zarządu	6 825	6 825
Mirosław Szkałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Stanisław Rychlicki	Przewodniczący RN	9 897	9 897
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.

Informacja o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

W dniu 25 czerwca 2008 roku Ministerstwo Skarbu Państwa zbyło na zasadach ogólnych jedną akcję PGNiG S.A. Rozliczenie transakcji w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A., a tym samym przeniesienie prawa własności akcji, nastąpiło 30 czerwca 2008 roku. Zgodnie z Ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców powstało 1 października 2008 roku

i wygasło w dniu 1 października 2010 roku. Po tym dniu prawo do nieodpłatnego nabycia akcji mogą realizować wyłącznie spadkobiercy, którzy przed dniem wygaśnięcia prawa złożyli w sądzie wniosek o stwierdzenie nabycia spadku po uprawnionym pracowniku.

6 kwietnia 2009 roku rozpoczął się proces zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji PGNiG S.A. uprawnionym pracownikom lub ich spadkobiercom. Uprawnionym osobom przysługiwało prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 akcji na okaziciela serii A1 PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje nabyte nieodpłatnie przez pracowników lub ich spadkobierców zostały dopuszczone do obrotu 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków Zarządu Spółki nie mogą być przedmiotem obrotu przed 1 lipca 2011 roku. Nieodpłatne nabycie akcji spowodowało spadek procentowego udziału Skarbu Państwa w ogólnej liczbie głosów z poziomu 84,75% do poziomu 72,43%. Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku 59.134 uprawnionych osób objęło 726.349.467 akcji, co stanowi około 96,85% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia oraz 12,3% liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki.

Kurs akcji PGNiG S.A.

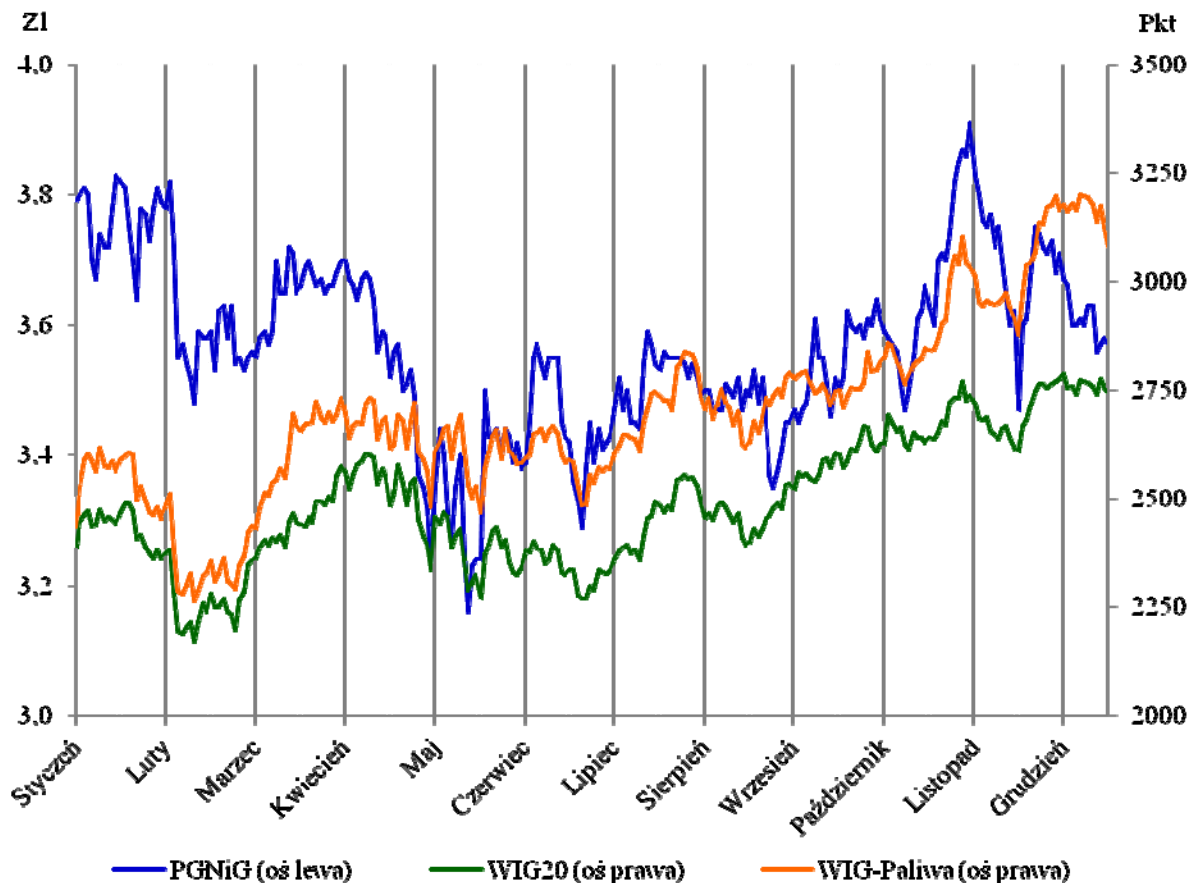
Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 23 września 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2010 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych:

- WIG – indeks spółek giełdowych
- WIG20 – indeks 20 największych i najpłynniejszych spółek giełdowych
- WIG-Paliwa – indeks spółek z sektora paliwa
- WIG-div – indeks dochodowy (notowania indeksu od 3 stycznia 2011 roku)
- Respect Index – indeks spółek odpowiedzialnych społecznie.

Stopa zwrotu w 2010 roku wyniosła -5,8% (z uwzględnieniem wypłaconej dywidendy stopa zwrotu wyniosła -3,7%). Stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. liczona od dnia debiutu do 31 grudnia 2010 roku wynosi -6,3%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie uzyskali 19,8% stopę zwrotu.

Poniżej przedstawione zostały wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksów WIG 20 i WIG Paliwa oraz tabela notowań indeksów GPW i akcji PGNiG S.A. w 2010 roku.

Kurs akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksu WIG 20 i WIG Paliwa



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

	Wartość na dzień 31.12.2009	Wartość maksymalna w 2010 roku	Wartość minimalna w 2010 roku	Wartość na dzień 31.12.2010	Waga PGNiG S.A. w indeksie na dzień 31.12.2010
WIG	39 986	47 911	37 323	47 490	2,4%
WIG20	2 389	2 787	2 165	2 744	3,6%
WIG-Paliwa	2 435	3 200	2 265	3 079	20,7%
Respect Index	1 709	2 278	1 543	2 259	5,6%
PGNiG S.A.	3,79 zł	3,95 zł	3,14 zł	3,57 zł	-

źródło: GPW

Rozdział V: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność Grupy Kapitałowej PGNiG są:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z dnia 30 maja 2006 roku, nr 89, poz. 624 z późniejszymi zmianami) wraz z aktami wykonawczymi – w odniesieniu do działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, 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 (Dz. U. z dnia 23 marca 2007 roku, nr 52, poz. 343 z późniejszymi zmianami) wraz z aktami wykonawczymi – w odniesieniu do działalności obrotu gazem ziemnym z zagranicą
- Ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z dnia 1 marca 1994 roku, nr 27, poz. 96 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

1. Prawo energetyczne

Działalność 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 2010 roku kontynuowane były prace nad kolejnymi zmianami do ustawy Prawo energetyczne oraz nad rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, które weszło w życie w dniu 6 sierpnia 2010 roku. W dniu 8 lutego 2010 roku została opublikowana nowelizacja ustawy Prawo energetyczne, która m.in. wprowadza regulacje w zakresie warunków umownych pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą paliwa gazowego lub energii.

1.1. Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 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 magazynowanie paliw gazowych
- 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

7 października 2010 roku Prezes URE wydał decyzję, w której zmienił zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych odnośnie zmian w pojemnościach czynnych KPMG Mogilno wynikających z technicznych uwarunkowań prowadzenia działalności, odmówił natomiast wprowadzenia analogicznych zmian w pojemnościach czynnych PMG Husów. Ponadto Prezes URE odmówił wyłączenia z zakresu koncesji pojemności czynnych instalacji magazynowych wykorzystywanych na potrzeby działalności produkcyjnej i na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego, o które PGNiG S.A. wnioskowała w związku z tym, że przepisy ustawy Prawo energetyczne mówią o wyłączeniu ich z definicji instalacji magazynowej. W dniu 2 listopada 2010 roku PGNiG S.A. złożyła za pośrednictwem Prezesa URE odwołanie od powyższej decyzji do Sądu

Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie odwoławcze nie zostało zakończone.

W dniu 27 grudnia 2010 roku Prezes URE wydał decyzję odnośnie wyłączenia z zakresu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej jednego ze źródeł wytwarzania energii elektrycznej zlokalizowanego w miejscowości Rzeszów, w związku z przejęciem prowadzenia działalności w tym zakresie przez spółkę PGNiG Energia S.A.

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

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

1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

Do dnia 31 maja 2010 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych nr 2/2009 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 7 maja 2009 roku.

W 2010 roku Prezes URE trzykrotnie zatwierdzał zmiany w taryfie PGNiG S.A.:

- decyzją z dnia 17 maja 2010 roku zatwierdził nową Taryfę dla paliw gazowych PGNiG S.A., która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała od dnia 1 czerwca 2010 roku, w tym: Część A „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010” została zatwierdzona na okres do dnia 30 listopada 2010 roku, natomiast Część B „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych nr 1/2010” została zatwierdzona na okres do dnia 31 maja 2011 roku; średnia wysokość opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 3,3%, gazu zaazotowanego Lw o 5,9% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 3,6%
- decyzją z dnia 16 września 2010 roku zatwierdził korektę (podwyżkę) Taryfy dla paliw gazowych (Część A „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010”) w zakresie cen paliwa gazowego (z wyjątkiem gazów: propan-butan-powietrze oraz propan-butan-rozprężony), która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała od dnia 1 października 2010 roku; średnia wysokość opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 4,4%, gazu zaazotowanego Lw o 4,5% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 4%

- decyzją z dnia 16 grudnia 2010 roku zatwierdził korektę (obniżkę) Taryfy dla paliw gazowych (Część A „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010”) w zakresie cen paliwa gazowego (z wyjątkiem gazów: propan-butan-powietrze oraz propan-butan-rozprężony), która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 1 stycznia 2011 do 31 marca 2011 roku; średnia wysokość opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) została obniżona o 2,3%, gazu zaazotowanego Lw o 2,3% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 2,05% .

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

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
W-1	2,3528	2,4073	2,4683	2,4355	2,3%	2,5%	-1,3%
W-2	1,7798	1,8265	1,8875	1,8547	2,6%	3,3%	-1,7%
W-3	1,6249	1,6838	1,7448	1,7120	3,6%	3,6%	-1,9%
W-4	1,5206	1,5742	1,6352	1,6024	3,5%	3,9%	-2,0%
W-5 - W-7B	1,3752	1,4273	1,4886	1,4556	3,8%	4,3%	-2,2%
W-8 - W-10	1,1207	1,1587	1,2199	1,1870	3,4%	5,3%	-2,7%

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
S-1	1,6798	1,7686	1,8167	1,7909	5,3%	2,7%	-1,4%
S-2	1,2450	1,3437	1,3918	1,3660	7,9%	3,6%	-1,9%
S-3	1,1371	1,2181	1,2662	1,2404	7,1%	3,9%	-2,0%
S-4	1,0002	1,0583	1,1065	1,0807	5,8%	4,6%	-2,3%
S-5 - S-7B	0,9612	1,0301	1,0773	1,0520	7,2%	4,6%	-2,3%
S-8 - S-10	0,8241	0,8735	0,9207	0,8954	6,0%	5,4%	-2,7%

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
Z-1	1,3124	1,3897	1,4307	1,4087	5,9%	3,0%	-1,5%
Z-2	1,1419	1,2377	1,2787	1,2567	8,4%	3,3%	-1,7%
Z-3	1,0100	1,0865	1,1275	1,1055	7,6%	3,8%	-2,0%
Z-4	0,9130	0,9715	1,0125	0,9905	6,4%	4,2%	-2,2%
Z-5 - Z-7B	0,9296	1,0055	1,0469	1,0247	8,2%	4,1%	-2,1%

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
W-1	2,3142	2,3981	2,4591	2,4263	3,6%	2,5%	-1,3%
W-2	1,8665	1,9388	1,9998	1,9670	3,9%	3,1%	-1,6%
W-3	1,5846	1,6488	1,7098	1,6770	4,1%	3,7%	-1,9%
W-4	1,5129	1,5693	1,6303	1,5975	3,7%	3,9%	-2,0%
W-5 - W-7B	1,4080	1,4627	1,5240	1,4911	3,9%	4,2%	-2,2%
W-8 - W-10	1,1441	1,1881	1,2494	1,2164	3,8%	5,2%	-2,6%

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
W-1	2,2241	2,3057	2,3667	2,3339	3,7%	2,6%	-1,4%
W-2	1,7483	1,8178	1,8788	1,8460	4,0%	3,4%	-1,7%
W-3	1,5245	1,5886	1,6496	1,6168	4,2%	3,8%	-2,0%
W-4	1,4697	1,5336	1,5946	1,5618	4,3%	4,0%	-2,1%
W-5 - W-7B	1,3845	1,4422	1,5035	1,4706	4,2%	4,2%	-2,2%
W-8 - W-10	1,1233	1,1664	1,2277	1,1948	3,8%	5,3%	-2,7%

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
W-1	2,5681	2,6210	2,6820	2,6492	2,1%	2,3%	-1,2%
W-2	1,7210	1,7665	1,8275	1,7947	2,6%	3,5%	-1,8%
W-3	1,5085	1,5520	1,6130	1,5802	2,9%	3,9%	-2,0%
W-4	1,4592	1,4994	1,5604	1,5276	2,8%	4,1%	-2,1%
W-5 - W-7B	1,3728	1,4115	1,4728	1,4399	2,8%	4,3%	-2,2%
W-8 - W-10	1,0609	1,0942	1,1554	1,1225	3,1%	5,6%	-2,9%

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
W-1	2,4457	2,5192	2,5802	2,5474	3,0%	2,4%	-1,3%
W-2	1,8459	1,8964	1,9574	1,9246	2,7%	3,2%	-1,7%
W-3	1,6050	1,6611	1,7221	1,6893	3,5%	3,7%	-1,9%
W-4	1,5336	1,5875	1,6485	1,6157	3,5%	3,8%	-2,0%
W-5 - W-7B	1,4252	1,4712	1,5324	1,4995	3,2%	4,2%	-2,1%
W-8 - W-10	1,1194	1,1476	1,2089	1,1759	2,5%	5,3%	-2,7%

Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
W-1	2,4259	2,5206	2,5816	2,5488	3,9%	2,4%	-1,3%
W-2	1,7731	1,8355	1,8965	1,8637	3,5%	3,3%	-1,7%
W-3	1,6151	1,6749	1,7359	1,7031	3,7%	3,6%	-1,9%
W-4	1,5159	1,5712	1,6322	1,5994	3,6%	3,9%	-2,0%
W-5 - W-7B	1,3545	1,4005	1,4618	1,4288	3,4%	4,4%	-2,3%
W-8 - W-10	1,0964	1,1324	1,1936	1,1607	3,3%	5,4%	-2,8%

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
S-1	1,6803	1,7620	1,8101	1,7843	4,9%	2,7%	-1,4%
S-2	1,2637	1,3222	1,3703	1,3445	4,6%	3,6%	-1,9%
S-3	1,1407	1,1800	1,2281	1,2023	3,4%	4,1%	-2,1%
S-4	1,0388	1,0799	1,1281	1,1023	4,0%	4,5%	-2,3%
S-5 - S-7B	1,0192	1,0371	1,0843	1,0590	1,8%	4,5%	-2,3%

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
Z-1	1,5663	1,6440	1,6850	1,6630	5,0%	2,5%	-1,3%
Z-2	1,1522	1,2071	1,2481	1,2261	4,8%	3,4%	-1,8%
Z-3	1,0067	1,0465	1,0875	1,0655	4,0%	3,9%	-2,0%
Z-4	0,9359	0,9740	1,0150	0,9930	4,1%	4,2%	-2,2%
Z-5 - Z-7B	0,9197	0,9385	0,9800	0,9578	2,1%	4,4%	-2,3%

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

	Taryfa nr 2/2009*	Taryfa nr 3/2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.10.2010	Zmiana Taryfy nr 3/2010 obowiązująca od 1.01.2011	Dynamika zmian (w %)		
	1	2	3	4	2/1	3/2	4/3
E-1A - E4-B	1,0114	1,0410	1,1023	1,0694	2,9%	5,9%	-3,0%
Lw-1 - Lw-4	0,7549	0,8033	0,8505	0,8252	6,4%	5,9%	-3,0%
Ls-1 - Ls-4	0,6175	0,6652	0,7066	0,6844	7,7%	6,2%	-3,1%

* średnie ceny na 2009 rok zostały wyliczone w oparciu o strukturę sprzedaży przyjętą do kalkulacji taryfy 3/2010 stosownie do metodologii kalkulacji taryf.

W dniu 2 lipca 2010 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wnioski o stwierdzenie nieważności decyzji Prezesa URE z dnia 17 maja 2010 roku zatwierdzającej Taryfę dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010”) w zakresie okresu jej obowiązywania, z powodu jednostronnego wydłużenia go przez Prezesa URE o dwa miesiące. W związku z zatwierdzeniem przez Prezesa URE zmiany do Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Części A Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010) PGNiG S.A. w dniu 30 września 2010 roku wycofała wniosek.

W dniu 11 lutego 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę cen paliwa gazowego dla gazu wysokometanowego (E) i gazów zaazotowanych (Ls i Lw) oraz wydłużenie obowiązywania zmienionej taryfy do dnia 31 maja 2011 roku. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

1.4. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa

Do dnia 31 maja 2010 roku w rozliczeniach z odbiorcami Spółki Gazownictwa obowiązywały Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego, zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z dnia 7 maja 2009 roku.

Prezes URE decyzjami z dnia 17 maja 2010 roku zatwierdził Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego dla Spółek Gazownictwa, które w rozliczeniach z odbiorcami obowiązują od 1 czerwca 2010 roku.

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.

W 2010 roku rozpoczęto prace nad nowelizacją Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Projekt ustawy przewiduje m.in. możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, przy zastosowaniu reguł odnoszących się do zapasów zgromadzonych w instalacjach na terytorium Polski.

3. Prawo geologiczne i górnicze

Prawo geologiczne i górnicze z dnia 4 lutego 1994 roku (Dz. U. 05.228.1947) 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.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Zmiany prawne

W 2011 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowego, przede wszystkim planowane jest przyjęcie ustawy Prawo gazowe, która ma zastąpić ustawę Prawo energetyczne w zakresie regulacji sektora gazowego. Ustawa Prawo gazowe wdrażać będzie także regulacje zawarte w przyjętym przez Parlament Europejski III Pakiecie Energetycznym, który obejmuje m.in. „Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE”.

W 2010 roku weszło w życie Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. rozporządzenie systemowe). Rozporządzenie reguluje funkcjonowanie krajowego systemu gazowego w tym m.in. zasady współpracy między przedsiębiorstwami energetycznymi. W przepisach rozporządzenia wprowadzono sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi oraz parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców.

Ponadto rozpoczęły się prace nad nowelizacją Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe).

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko wynikające przede wszystkim z niepewności, co do zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótszego terminu na dostosowanie się do tych przepisów co może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe GK PGNiG oraz perspektywy jej rozwoju.

Projekt ustawy o efektywności energetycznej

Od 2009 roku prowadzone są prace nad projektem ustawy o efektywności energetycznej, który stanowić ma 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”. Wejście w życie projektowanej ustawy doprowadzi do konieczności zakupu przez PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwa 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 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, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności, nie uznaje ich części 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 określanych w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

W 2010 roku Prezes URE jednostronnie wydłużył okres obowiązywania taryfy. Zdaniem Spółki przepisy ustawy Prawo energetyczne nie upoważniają Prezesa URE do określania okresu obowiązywania taryfy wbrew wnioskowi przedsiębiorstwa energetycznego. W przypadku, gdyby taka sytuacja miała miejsce w przyszłości, istnieje 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.

Zapotrzebowanie na gaz

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat bazuje na planowanych wielkościach, w związku z czym przychody obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania przez odbiorców zapotrzebowania przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wysokość kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe. Wzrost zapotrzebowania przez odbiorców powyżej prognozowanego poziomu oznacza konieczność zakupu gazu ze wszystkich możliwych do zrealizowania (niejednokrotnie droższych) kontraktów.

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 tempo tych zmian będzie następowało z pewnym opóźnieniem.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

W dniu 16 grudnia 2010 roku Prezes URE nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 2 mln zł za naruszenie warunku udzielonej Spółce koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą poprzez nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007 i 2008. Poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku określone są w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Brak zmian w powyższym rozporządzeniu może spowodować, że do momentu

rozpoczęcia dostaw gazu z innych kierunków (m.in. poprzez terminal LNG) Prezes URE będzie nakładał na Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji.

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 na swoje potrzeby wykorzystuje pojemności magazynów gazu: PMG Brzeźnica, PMG Daszewo, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Bonikowo.

1. Poszukiwanie

W 2010 roku na obszarach koncesyjnych Grupy Kapitałowej PGNiG prowadzone były prace w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów, w ramach których wykonano m.in. 49.543 m wierceń, 2.763 km sejsmiki 2D oraz 873 km² sejsmiki 3D. GK PGNiG współpracowała również z firmami zewnętrznymi na koncesjach należących do tych podmiotów w Polsce i na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Ponadto GK PGNiG świadczyła usługi w zakresie poszukiwania węglowodorów, a także rud metali i wód geotermalnych. Dla odbiorców spoza GK PGNiG, głównie zagranicznych, wykonane zostało 145.501 m wierceń, 3.588 km sejsmiki 2D oraz 2.329 km² sejsmiki 3D, a także usługi w zakresie specjalistycznych serwisów obejmujące m.in. remonty, rekonstrukcje, likwidacje odwiertów i zabiegi intensyfikacyjne.

1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2010 roku na obszarach koncesyjnych GK PGNiG wykonano 49.543 m wierceń (w tym wiercenia wykonane w ramach wspólnych przedsięwzięć). W kraju prace wiertnicze prowadzone były na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, na Niżu Polskim i na Lubelszczyźnie, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Prace prowadzone były w 25 otworach (z czego w 1 otworze wiercenie zakończono w 2009 roku, a w 2010 wykonano próby złożowe). Spośród 14 odwiertów o znanych wynikach złożowych 9 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne (z tego: 6 gazowych, 1 ropny i 2 gazowo-ropne), a pozostałych 5 odwiertów było negatywnych.

W 2010 roku PGNiG S.A. zakończyła wiercenie odwiertu Markowola-1 na Lubelszczyźnie. W związku z tym, że analiza pomiarów geofizycznych wykazała prawdopodobieństwo występowania niekonwencjonalnego złoża gazu typu tight gas, wykonano zabieg hydraulicznego szczelinowania w tym otworze. Ze względu na brak przemysłowego przyływu gazu odwiert został zakwalifikowany jako negatywny i przeznaczony do likwidacji. Na nowych, słabo rozpoznanych obszarach poszukiwawczych (w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż shale gas i tight gas) w 2010 roku rozpoczęto wiercenia kolejnych otworów poszukiwawczo-badawczych: Tymowa-1 (Karpaty), Piaski-3 (Pomorze Zachodnie) i Lubocino-1 (Pomorze Wschodnie).

W 2010 roku na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim prowadzone były prace geofizyczne, w ramach których wykonano 1.759 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 595 km².

Stan zasobów na dzień 31 grudnia 2010 roku wynosił:

- 95,1 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy
- 21,2 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach: „Płotki”, „Płotki”-„PTZ” (na tym obszarze wspólnie z firmą "Calenergy Resources Poland" Sp. z o.o.), „Poznań”, Blok 255 oraz „Ostrowiec”. W dniu 30 września 2010 roku podpisana została umowa

o współpracy pomiędzy FX Energy Poland Sp. z o.o. i PGNiG S.A. na obszarach koncesyjnych FX Energy Poland Sp. z o.o. (bloki: 211, 212, 231 i 232). Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 50%, FX Energy – 50%; operatorem jest FX Energy Poland Sp. z o.o.

Wspólne operacje kontynuowane były także z firmami Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. na obszarze „Bieszczady”, z firmą Orlen Upstream Sp. z o.o. na obszarze „Sieraków” oraz z firmami Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. i Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach „Karpaty Zachodnie” i „Karpaty Wschodnie”

1.2. Prace poszukiwawcze za granicą

W 2010 roku Grupa Kapitałowa PGNiG prowadziła prace na obszarach koncesyjnych w Pakistanie, Danii, Egipcie, Libii i Norwegii, przy czym projekty w Libii i Norwegii były realizowane przez spółki zależne PGNiG S.A.

Pakistan

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy z 18 maja 2005 roku, zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu, o realizację poszukiwań i eksploatację węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2010 roku przeprowadzono zabiegi intensyfikacyjne w otworze poszukiwawczym Rehman-1 i uzyskano przyływ gazu ziemnego. W 2010 roku, na zlecenie PGNiG S.A., należąca do koncernu China National Petroleum Corporation chińska firma BGP wykonała badania sejsmiczne 3D (242 km²) i 2D (96 km). W 2011 roku przewiduje się rekonstrukcję otworu Hallel-1.

Dania

Po podpisaniu 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%, Nordsofonden – 20%. W 2010 roku zakończono połowe badania sejsmiczne 2D i 3D, przetwarzanie danych polowych i wykonano zaawansowany processing danych sejsmicznych. W 2011 roku planowane jest rozpoczęcie prac wiertniczych.

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 koncesji. W 2010 roku w ramach prac poszukiwawczych wykonano 2.000 km reprocessingu archiwalnych materiałów sejsmicznych 2D, dokonano ich reinterpretacji oraz rozpoczęto badania grawimetryczne, prowadzone na rzecz PGNiG S.A. przez chińską firmę BGP. Zakończenie prac planowane jest w 2011 roku. W związku z sytuacją polityczną w styczniu 2011 roku z Egiptu czasowo wycofano pracowników PGNiG S.A., co jednak nie wpłynęło na postęp prac poszukiwawczych.

2. Wydobycie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach (14 gazowych oraz 8 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych oraz 20 ropno-gazowych i ropnych). W 2010 roku podłączono do eksploatacji nową kopalnię gazu ziemnego Wielichowo, która prowadzi eksploatację złóż Wielichowo i Ruchocice.

W 2010 roku PGNiG S.A. wydobyla 4,2 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). W związku z przedłużającym się przeglądem instalacji po rozruchu technologicznym Odazotowni Grodzisk poziom wydobycia był nieznacznie niższy od prognozowanego (4,3 mld m³). Wydobycie ropy naftowej wyniosło 487,8 tys. ton. Niższy od prognozowanego poziom wydobycia spowodowany był warunkami geologiczno-złożowymi oraz ograniczeniem odbioru gazu przez EC Gorzów (odbiorcę gazu uzyskanego w wyniku odgazowania ropy naftowej z kopalni Dębno). Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

		Jednostka	2010	2009
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	4 220,4	4 105,2
a	wysokometanowy, w tym	mln m ³	1 605,3	1 633,9
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0,0	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	1 605,3	1 633,9
b	zaazotowany, w tym	mln m ³ *	2 615,1	2 471,3
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	2 530,9	2 391,9
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	84,2	79,4
2	Ropa naftowa	tys. ton	487,8	491,6
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	440,7	446,3
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	47,1	45,3

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Na obszarze działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji złoża Kupno, Morawsko, Sarzyna i Jasionka II etap, a na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze złoża Wielichowo, Ruchocice, Środa Wielkopolska i Łęki. Ogółem podłączono do eksploatacji 27 nowych odwiertów na złożach nowych i już eksploatowanych (Pruchnik-Pantałowice, Zalesie, Przemysł, Palikówka). Łączny przyrost zdolności wydobywczych szacuje się na 71,5 tys. m³/h gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

W 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac dla utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż, m.in. wykonano 2.499 m wierceń eksploatacyjnych. W celu powstrzymania lub ograniczenia naturalnego spadku wydobycia przeprowadzono remonty 35 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację, jak również wykonano 49 obróbek odwiertów i zabiegów intensyfikacyjnych. Ponadto dla podniesienia ciśnienia gazu oddawanego do systemu zainstalowano 4 sprężarki złożowe

W wyniku przeróbki ropy naftowej uzyskiwane są produkty handlowe tj. kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan. Natomiast część gazu zaazotowanego, pochodzącego z kopalni Oddziału w Zielonej Górze, jest przetwarzana na gaz wysokometanowy w Oddziale w Odolanowie. W procesie

kriogenicznego odazotowania gazu uzyskuje się również hel i LNG. Przetwarzaniem gazu zaazotowanego na gaz wysokometanowy i LNG zajmuje się również odazotownia w Grodzisku Wielkopolskim. W 2010 roku przeprowadzono prace konserwacyjne oraz przegląd instalacji w Odazotowni Grodzisk. Ponowny rozruch instalacji nastąpił pod koniec sierpnia 2010 roku.

Poniższa tabela przedstawia pozataryfową sprzedaż gazu ziemnego (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	2010	2009
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	673,8	640,0
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	53,7	46,8
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	620,1	593,2
2	Ropa naftowa	tys. t.	499,0	503,7
3	Kondensat	tys. t.	1,9	1,9
4	Hel	mln m ³	3,1	2,5
5	Mieszanina propan-butan	tys. t.	21,0	20,2
6	Azot	tys. kg	783,1	1 261,2
7	Siarka	tys. t.	25,2	24,6

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała sprzedaż ropy naftowej do Rafinerii Trzebinia S.A. oraz TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A. w ramach umów zawartych w 2009 roku.

PGNiG S.A. sprzedała poza granice kraju 42% wolumenu ropy naftowej oraz 81% helu. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do rafinerii niemieckich, natomiast większość wolumenu helu sprzedano w formie ciekłej zagranicznemu odbiorcy hurtowemu, który dokonuje jego dystrybucji w krajach europejskich.

Podziemne magazyny gazu

Segment poszukiwanie i wydobywanie na potrzeby wydobywania wykorzystuje pojemności czynne podziemnych magazynów gazu wysokometanowego Brzeźnica, Strachocina i Swarzów oraz magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobywania gazu wyłączone są z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. Podstawowym zadaniem podziemnych magazynów gazu jest zapewnienie możliwości zagospodarowania wydobywanego gazu w okresach zmniejszonego zapotrzebowania odbiorców na gaz. Magazyny umożliwiają optymalizację wydobywania ze złóż krajowych w ciągu roku oraz prowadzenie racjonalnej gospodarki zasobami złóż gazu ziemnego.

W 2010 roku PGNiG S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji magazyn gazu zaazotowanego (Lw) PMG Bonikowo. Pojemność czynna magazynu wynosi 200 mln m³. Ponadto Spółka prowadziła wiercenie dziewięciu odwiertów oraz budowę części napowierzchniowej PMG Strachocina. Pojemności czynne magazynów na dzień 31 grudnia 2010 roku wykorzystywane na potrzeby wydobywania przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie w mln m³

Gaz wysokometanowy	2010	2009
Brzeźnica (E)	65,0	65,0
Strachocina (E)	150,0	150,0
Swarzów (E)	90,0	90,0
Gaz zaazotowany		
Daszewo (Ls)	30,0	30,0
Bonikowo (Lw)	200,00	-

W 2010 roku w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko PGNiG S.A. podpisała z Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie umowę na dofinansowanie projektu pt. „Podziemny Magazyn Gazu Strachocina” (w kwocie nie wyższej niż 53,2 mln zł). Kwota dofinansowania uzależniona jest od spełnienia szeregu warunków określonych w umowie.

3. Spółki segmentu poszukiwanie i wydobycie

PNiG Jasło Sp. z o.o.

Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o. zajmuje się wykonywaniem 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 2010 roku PNiG Jasło Sp. z o.o. prowadziła prace w kraju głównie dla GK PGNiG. Sprzedaż spółki wyniosła 241,6 mln zł, z czego przychody z usług wykonanych na rzecz GK PGNiG stanowiły 63%. Dla odbiorców zewnętrznych spółka zrealizowała m.in. otwór dla RWE Dea Polska Sp. z o.o., otwory geotermalne dla Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji Gołdap (finansowane ze środków Unii Europejskiej w ramach programu regionalnego Warmia i Mazury) oraz kolejny otwór geotermalny dla Zakładu Komunalnego Kleszczów Sp. z o.o. Na rynkach zagranicznych spółka prowadziła prace wiertnicze i rekonstrukcyjne w Libii, prace rekonstrukcyjne w Rosji, wiercenia geotermalne w Niemczech oraz wiercenie otworów w ramach rozbudowy podziemnego magazynu gazu w Czechach (w konsorcjum z PNiG Kraków Sp. z o.o.). Na Ukrainie i na Litwie spółka świadczyła usługi specjalistycznych serwisów: rekonstrukcyjno-wiertniczego, cementacyjnego i kontrolno-pomiarowego.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	241,6	269,4
Zysk/strata netto	mln zł	8,1	6,5
Kapitał własny	mln zł	148,0	139,9
Aktywa ogółem	mln zł	251,2	213,3
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	925	904

W 2011 roku PNiG Jasło Sp. z o.o. będzie kontynuować prace wiertnicze dla GK PGNiG w kraju oraz rozpocznie realizację nowego kontraktu dla POGC Libya B.V. Dla odbiorców zewnętrznych na rynkach zagranicznych w 2011 roku będzie kontynuowany kontrakt w Czechach na wiercenie otworów w ramach podziemnego magazynu gazu dla RWE Gas Storage (w konsorcjum z PNiG Kraków). Ponadto spółka zakończy prace rekonstrukcyjne w Rosji. W zakresie usług serwisów specjalistycznych spółka będzie prowadzić prace w Polsce dla Energia Zachód Sp. z o.o. i na Ukrainie dla JV Poltava Petroleum Company.

GK PNiG Kraków

Grupa Kapitałowa PNiG Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E. Podstawowym przedmiotem działalności PNiG Kraków Sp. z o.o. 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 oraz (do końca 2010 roku) w zakresie ratownictwa górniczego. Natomiast spółka Oil Tech International - F.Z.E. świadczy usługi związane z dostarczaniem załóg obsługi, materiałów oraz maszyn i urządzeń na rzecz PNiG Kraków Sp. z o.o.

W 2010 roku GK PNiG Kraków osiągnęła 362,0 mln zł przychodów ze sprzedaży. Głównym źródłem przychodów były usługi wykonane na rzecz klientów spoza GK PGNiG, z których uzyskano 70% przychodów, z czego 96% stanowił eksport. Za granicą GK PNiG Kraków kontynuowała prace wiertnicze w Kazachstanie, Ugandzie, Pakistanie i na Ukrainie. Ponadto w 2010 roku spółka podpisała nowe kontrakty na prace wiertnicze w Kazachstanie, Ugandzie, Mozambiku i Czechach. Z końcem 2010 roku rozpoczęto prace wiertnicze w Mozambiku oraz w Czechach. Na rynku krajowym głównym odbiorcą usług była PGNiG S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	362,0	381,9
Zysk/strata netto	mln zł	16,8	16,0
Kapitał własny	mln zł	174,3	182,7
Aktywa ogółem	mln zł	392,5	359,4
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 182	1 211

W 2011 roku GK PNiG Kraków będzie kontynuować realizację kontraktów na usługi wiertnicze w Kazachstanie, Pakistanie, Ugandzie, Czechach, Mozambiku oraz na Ukrainie. Ponadto grupa planuje utrzymać swój udział w rynku polskim.

PNiG NAFTA Sp. z o.o.

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

W 2010 roku głównym klientem spółki na rynku krajowym była GK PGNiG. Spółka osiągnęła przychody ze sprzedaży o wartości 296,4 mln zł, z czego przychody z usług wykonanych na rzecz GK

PGNiG stanowiły 73%. Prace wiertnicze w kraju obejmowały głównie kontynuacje wierceń na PMG Kosakowo, Wierzchowice i Mogilno, wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze (dla PGNiG S.A.) oraz wiercenia otworów dla firm poszukujących niekonwencjonalnych złóż gazu. W ramach kontraktów zagranicznych realizowano wiercenia otworów w Egipcie, Indiach i na Słowacji.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	296,4	251,7
Zysk/strata netto	mln zł	14,0	12,3
Kapitał własny	mln zł	192,5	182,8
Aktywa ogółem	mln zł	321,1	300,2
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	799	763

W 2011 roku PNiG NAFTA Sp. z o.o. na rynku krajowym będzie kontynuować wiercenia poszukiwawcze dla PGNiG S.A. oraz w ramach poszukiwania gazu z niekonwencjonalnych źródeł rozpocznie wiercenia dla inwestorów zagranicznych: Saponis Investments Sp. z o.o., Energia Zachód Sp. z o.o. oraz Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. Za granicą prace wiertnicze spółka będzie prowadzić w Egipcie.

GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.

GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. 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 2008 roku w celu prowadzenia działalności na terytorium Libii, zgodnie z wymogami lokalnego prawa GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. zawarła z partnerem libijskim spółkę GEOFIZYKA Kraków Libya JSC. Jednakże późniejsze wytyczne libijskiego Ministerstwa ds. Ekonomii wskazały, że prowadzenie działalności poprzez spółkę zależną nie jest konieczne. W związku z powyższym w dniu 19 stycznia 2010 roku GEOFIZYKA Kraków Libya JSC została wykreślona z rejestru handlowego w Libii.

W 2010 roku GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. osiągnęła 224,3 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego przychody z usług wykonanych na rzecz GK PGNiG stanowiły 68%. Spółka świadczyła pełną gamę usług dla PGNiG S.A. w kraju oraz wykonała 901 km prac z zakresu sejsmiki polowej 2D na koncesji POGC Libya B.V. w Libii. GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. realizowała również kontrakty z zakresu usług geofizycznych dla odbiorców zewnętrznych: w kraju dla Orlen Upstream Sp. z o.o., Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o., RWE Dea AG S.A. Oddział w Polsce, Saponis Investments Sp. z o.o. i KGHM Polska Miedź S.A. oraz za granicą w Libii dla Occidental Oil & Gas BV i w Pakistanie dla BP Pakistan Exploration & Production Inc. (w 2010 roku kontrakt został zakończony). Spółka wykonywała także usługi z zakresu geofizyki wiertniczej dla NAFTA a.s. na Słowacji i MND Servisni a.s. w Czechach.

Podstawowe dane o grupie

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	224,3	289,7
Zysk/strata netto	mln zł	1,9	12,7
Kapitał własny	mln zł	97,7	100,6
Aktywa ogółem	mln zł	221,1	218,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 517	1 361

W 2011 roku na rynku krajowym GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. będzie wykonywać prace sejsmiczne 2D i 3D dla Oculis Energy Sp. z o.o. oraz realizować kontrakty dla Orlen Upstream Sp. z o.o. i ION GX Technology. Za granicą w 2011 roku będą realizowane prace pomiarowe z zakresu geofizyki wiertniczej w Czechach i na Słowacji.

GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.

GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. 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 2010 roku GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. osiągnęła 302,0 mln zł przychodów ze sprzedaży. Przychody z usług wykonanych dla klientów spoza GK PGNiG stanowiły 63% całkowitej sprzedaży, z czego eksport usług wyniósł 52% i obejmował prace akwizycji danych sejsmicznych na terenie Indii, Tajlandii i Niemiec. Ponadto spółka świadczyła usługi przetwarzania danych sejsmicznych dla kontrahentów z Indii, Kamerunu, Tajlandii i Niemiec. W kraju GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. świadczyła usługi sejsmiczne dla Lane Energy Poland Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., ExxonMobil Poland Sp. z o.o., Gas Plus International Sp. z o.o., Chevron Polska Sp. z o.o., PGE Elektrownia Bełchatów S.A. i Polskiej Akademii Nauk. Przychody z usług wykonanych dla PGNiG S.A. na rynku krajowym stanowiły 28% przychodów ze sprzedaży ogółem. Zakres usług obejmował projektowanie i akwizycję danych sejsmicznych, przetwarzanie, kompleksową interpretację geofizyczno-geologiczną, pomiary geofizyczne oraz pomiary w otworach.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	302,0	268,3
Zysk/strata netto	mln zł	22,0	3,1
Kapitał własny	mln zł	177,3	157,0
Aktywa ogółem	mln zł	235,0	212,4
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 630	1 106

W 2011 roku GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. na rynku krajowym kontynuować będzie prace akwizycji danych sejsmicznych 2D i 3D dla PGNiG S.A. oraz prace w zakresie akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych dla Lane Energy Poland Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., ExxonMobil Poland Sp. z o.o. i Chevron Polska Sp. z o.o. Za granicą spółka kontynuować będzie prace akwizycji danych sejsmicznych w Indiach oraz rozpocznie realizację nowych projektów w Hiszpanii i Niemczech.

PN „Diament” Sp. z o.o.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki Poszukiwania Naftowe „Diament” jest świadczenie usług w zakresie specjalistycznych serwisów wiertniczych obejmujących wiercenia otworów, remonty i likwidacje odwiertów, opróbowania odwiertów i pomiary wgłębne, zabiegi intensyfikacyjne i inne z użyciem coiled tubinga i urządzenia azotowego, zbrojenia otworów i opróbowania próbnikami złoża oraz prace w zakresie serwisu płuczek wiertniczych. Spółka prowadzi również działalności związaną z budownictwem ogólnym, drogowym, z budową składowisk odpadów komunalnych oraz świadczy usługi w zakresie mechaniki pojazdowej, transportowe i sprężtowe.

W 2010 roku PN „Diament” Sp. z o.o. osiągnęła 154,4 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego sprzedaż dla GK PGNiG stanowiła 62%. Na rzecz GK PGNiG spółka wykonywała wiercenia otworów, rekonstrukcje, remonty i likwidacje odwiertów oraz szereg prac specjalistycznych, w tym m.in. zabiegi intensyfikacyjne i remontowe w odwiertach eksploatacyjnych, prace cementacyjne w otworach oraz prace w zakresie serwisu płuczek wiertniczych. W ramach wierceń dla odbiorców zewnętrznych wykonano 6 odwiertów badawczych na obszarze koncesyjnym złóż miedzi dla KGHM Polska Miedź S.A. Ponadto spółka świadczyła usługi związane z budownictwem ogólnym, głównie konstrukcje ziemne i drogowe na rzecz kontrahentów spoza GK PGNiG.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	154,4	163,1
Zysk/strata netto	mln zł	7,3	6,6
Kapitał własny	mln zł	99,8	95,6
Aktywa ogółem	mln zł	135,3	125,4
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	674	675

W 2011 roku PN „Diament” Sp. z o.o. będzie wykonywać wiercenia otworów, remonty, rekonstrukcje, likwidacje odwiertów i usługi w zakresie specjalistycznych serwisów na rzecz GK PGNiG. Spółka planuje wykonać 12 odwiertów dla KGHM Polska Miedź S.A. i 1 odwiert dla „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. Ponadto Spółka będzie wykonywać usługi związane z budownictwem ogólnym dla klientów spoza GK PGNiG.

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 remonty i rekonstrukcje eksploatowanych odwiertów ropnych i gazowych, płytkie wiercenia (do około 1.000 m), pogłębianie odwiertów eksploatowanych, 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 2010 roku ZRG Krosno Sp. z o.o. osiągnęła 91,4 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 62% stanowiła sprzedaż dla GK PGNiG. Odbiorcami usług spółki były przede wszystkim oddziały PGNiG S.A., dla których ZRG Krosno Sp. z o.o. wykonywała prace w odwiertach: rekonstrukcje, obróbki, zabiegi intensyfikacyjne i pomiary parametrów złożowych. Sprzedaż eksportowa dla odbiorców spoza GK PGNiG stanowiła 34% sprzedaży ogółem. W roku 2010 spółka zrealizowała w Czechach kontrakt o wartości 29,1 mln zł na wykonanie rekonstrukcji 6 odwiertów. Ponadto spółka świadczyła usługi na terenie Ukrainy, Wielkiej Brytanii i Słowacji.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	91,4	83,1
Zysk/strata netto	mln zł	0,1	2,3
Kapitał własny	mln zł	41,1	41,8
Aktywa ogółem	mln zł	58,7	58,7
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	431	435

W 2011 roku spółka będzie kontynuowała prace rekonstrukcyjne, likwidacyjne, intensyfikacyjne i pomiary parametrów złożowych dla odbiorców krajowych. W 2011 roku spółka przystąpi do prac intensyfikacyjnych przy zastosowaniu urządzenia Coiled Tubing w 13 odwiertach w Czechach i w 1 odwiercie na Słowacji. Spółka dąży również do uzyskania zlecenia na prace intensyfikacyjne na Ukrainie przy współpracy z firmą Euro-Drill Ltd. Ponadto prowadzone są wstępne rozmowy w celu uzyskania zleceń w Czechach na likwidację i kwasowanie odwiertów.

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.

4 lutego 2010 roku PGNiG Norway AS otrzymała status operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w związku z czym spółka może ubiegać się o operatorstwo na obecnych i nowych koncesjach. Przyznanie statusu operatora nastąpiło w wyniku procesu prekwalfikacji, obejmującego m.in. analizę kompetencji PGNiG Norway AS w zakresie prowadzenia prac poszukiwawczo-wydobywczych.

Spółka, wspólnie z partnerami, prowadzi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%.

Eksploatacja złoża Skarv odbywać się będzie przy użyciu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO) z wieżą wyciągową. Wydobyte węglowodory transportowane będą za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców do przeładunku ropy oraz poprzez gazociąg Gassled Area B System do lądowego terminalu w Kårsto. Projekt Skarv jest jednym z największych projektów inwestycyjnych prowadzonych w Norwegii. W ramach projektu zostanie wykonanych 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 – gazu ziemnego i 4 odwierty iniekcyjne (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża.

W 2010 roku w Korei Południowej zakończono budowę platformy FPSO i rozpoczęto holowanie jednostki na Morze Północne. W 2010 roku na złożu Skarv wykonane zostały pierwsze odwierty eksploatacyjne.

W pobliżu złoża Skarv, na obszarze koncesji PL 212, w 2010 roku PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami odkryła nowe złożo ropno-gazowe Snadd North. Zasoby wydobywalne złoża Snadd North wstępnie szacowane są na poziomie od 9 do 16 mld m³ gazu ziemnego.

W 2011 roku przewiduje się rozpoczęcie wydobycia ze złoża Skarv oraz rozpoczęcie zagospodarowania złoża Snadd North.

W 2010 roku na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS:

- objęła 15% udziałów w koncesji PL 558 w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej; operatorem na tej koncesji jest firma E.ON Ruhrgas
- dokonała zakupu od firmy Statoil Petroleum AS 10% udziałów w koncesji PL 326, na obszarze której potwierdzono występowanie złoża gazu ziemnego Gro; pozostałe udziały należą do firm: Shell – 50%, Statoil – 30%, Gaz de France SUEZ – 10%.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-76,8	-32,4
Kapitał własny	mln zł	314,2	382,4
Aktywa ogółem	mln zł	3 424,1	2 551,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	22	20

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 na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii.

W 2010 roku zakończono realizację I i II fazy prac sejsmicznych 2D, w ramach których wykonano w sumie 3.027 km sejsmiki 2D. We współpracy z firmą CGGVeritas przeprowadzono processing danych 2D i 3D. Ponadto we współpracy z PGNiG S.A. zakończono interpretację danych 3D. Na podstawie uzyskanych wyników wyznaczono lokalizację 4 otworów poszukiwawczych. W 2010 roku rozpoczęto prace przygotowawcze w miejscu planowanego wiercenia pierwszego otworu.

W związku z sytuacją polityczną w lutym 2011 roku z Libii wycofano wszystkich polskich pracowników POGC-Libya B.V. Decyzja o prowadzeniu dalszych prac zostanie podjęta w zależności od rozwoju sytuacji politycznej w Libii.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-55,3	-157,8
Kapitał własny	mln zł	54,8	39,6
Aktywa ogółem	mln zł	64,8	61,7
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	37	25

4. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie

W 2010 roku w segmencie poszukiwanie i wydobywanie GK PGNiG poniosła nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 2.193,2 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia zostały opisane poniżej.

Poszukiwanie złóż

Nakłady inwestycyjne w obszarze poszukiwania złóż zostały poniesione głównie na 9 odwiertów pozytywnych, na odwierty, których realizacja nie została zakończona oraz na 5 odwiertów negatywnych, które zostały odniesione w koszty w bieżącym okresie sprawozdawczym.

Projekt Skarv

Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przy wykorzystaniu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO). W 2010 roku w stoczni w Korei Południowej zakończono budowę FPSO i rozpoczęto holowanie jednostki do Stavanger. Również w 2010 roku wywiercone zostały pierwsze otwory produkcyjne. Rozpoczęcie wydobywania przewiduje się w 2011 roku.

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 2010 roku prowadzono budowę Ośrodka Centralnego w ramach zadania inwestycyjnego „Projekt LMG-Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe i inne”. Łączna szacowana wartość projektu wynosi około 1,6 mld zł.

Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) do parametrów gazu wysokometanowego. Projekt Grodzisk obejmował m.in.: zagospodarowanie złoża Paproć W, zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl 2k, modernizację KGZ Paproć, budowę gazociągu Przyłęk-KGZ Paproć oraz budowę Odazotowni Grodzisk.

W 2010 roku zakończono zagospodarowanie złóż Wielichowo i Ruchocice oraz kontynuowano rozbudowę KGZ Paproć-Cicha Góra i zagospodarowanie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna. Zakończenie projektu Grodzisk planowane jest na koniec 2011 roku. Całkowita szacowana wartość projektu wynosi około 463 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. W 2010 roku kontynuowano budowę gazociągu. Szacowane całkowite nakłady na projekt wynoszą około 220 mln zł.

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobywania

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

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego
- zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko, Góra Ropczycka i Zalesie
- rozpoczęcie zagospodarowania złoża Rudka
- zagospodarowanie odwiertów Sarzyna i Pilzno
- zakończenie modernizacji instalacji produkcyjnej odazotowni w Odolanowie
- rozpoczęcie budowy gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG
- zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury.

Podziemne magazyny gazu

W 2010 roku zakończono budowę magazynu gazu zaazotowanego (Lw) PMG Bonikowo. Łączne nakłady na PMG Bonikowo wyniosły około 165 mln zł. Ponadto prowadzono wiercenie ostatniego, dziewiątego odwiertu oraz kontynuowano budowę części powierzchniowej PMG Strachocina.

4. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2011 roku PGNiG S.A. planuje prowadzenie prac poszukiwawczych geofizycznych i wiertniczych obejmujących kilkadziesiąt obiektów poszukiwawczych rozmieszczonych na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niziu Polskiego. Działania te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami zagranicznymi. W ramach wyżej wymienionych działań przewiduje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwań (w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż shale gas i tight gas): zakończenie wiercenia otworów Lubocino-1, Tymowa-1, Piaski-3 oraz wiercenie kolejnych otworów.

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg przedsięwzięć zmierzających do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych w Algierii, Iraku i Tunezji oraz we Wschodniej Afryce. Powyższe działania będą kontynuowane w 2011 roku. Ponadto PGNiG S.A. kontynuować będzie prace poszukiwawcze w Pakistanie, Egipcie i Danii.

Podziemne magazyny gazu

W 2011 roku planowane jest zakończenie rozbudowy PMG Strachocina. Rozbudowa PMG Strachocina ma na celu zwiększenie pojemności czynnej magazynu do 330 mln m³.

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 m.in. zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę nowych i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2011 roku planuje się wydobyć na poziomie ok. 4,4 mld m³ gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³, z czego ok. 4,3 mld m³ gazu ze złóż zlokalizowanych w Polsce oraz ok. 0,1 mld m³ gazu ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Rozpoczęcie eksploatacji złoża Skarv planowane jest w drugiej połowie 2011 roku. Dla utrzymania poziomu wydobycia ze złóż krajowych w 2011 roku przewiduje się m.in. włączenie do eksploatacji złóż: Elżbieciny, Jabłonna i Paproć, a także Kromolice i Kromolice S (we współpracy ze spółką FX Energy Poland Sp. z o.o.).

Wydobycie ropy naftowej

W 2011 roku planuje się wydobyć ok. 570,0 tys. ton ropy naftowej, z czego 480,0 tys. ton w Polsce oraz ok. 90 tys. ton ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Rozpoczęcie eksploatacji złoża Skarv planowane jest w drugiej połowie 2011 roku. Na terenie kraju włączenie do eksploatacji dwóch nowych odwiertów na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) w roku 2010 oraz podłączenie kolejnych trzech odwiertów na tym złożu w roku 2011 pozwoli na utrzymanie wydobycia na aktualnym poziomie.

5. 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 prognoz 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 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 w stosunku do dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że cykl od rozpoczęcia poszukiwań do udostępnienia złoża do eksploatacji zamyka się w okresie 6-8 lat, a cykl produkcji węglowodorów wynosi 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 poszukiwaniami 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

W kraju i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż, czyli realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych zasobów węglowodorów. 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. Konkurenci mogą również definiować, wyceniać, oferować i kupować większą liczbę pól, włączając w to operatorstwo i koncesje, aniżeli 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, w myśl aktualnych 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 przestrzegania przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac. W myśl obowiązujących przepisów do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac upływa kolejnych kilka miesięcy. Często są również przypadki bardzo długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Sprawy formalno-prawne niezależne od PGNiG S.A. są związane między innymi z:

- brakiem 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
- zmianami aktualnej koncepcji programowo-przestrzennej
- 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 będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych oraz wahań kursów walutowych.

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 realizacji przedsięwzięcia mogącego mieć oddziaływanie na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt. Również w krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrzania przepisów związanych z ochroną środowiska.

Wykwalifikowana kadra

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

Nieprzewidziane zdarzenia

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

Zmiany prawne

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza

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

W rejonach działalności PGNiG S.A. istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. Ponadto w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokoju 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 trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach i Husowie.

1. Zakupy

W 2010 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnioterminowych na dostawy gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG:

- Kontraktu kupna-sprzedaży rosyjskiego gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 2022 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów 2008 z dnia 29 września 2008 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2011 roku.

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

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	2010	%	2009	%
Import w tym:	10 066,4	99,1%	9 135,9	99,4%
- OOO "Gazprom eksport"	9 028,4	89,7%	8 137,2	89,1%
- VNG AG	890,8	8,8%	938,0	10,3%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	147,2	1,5%	60,7	0,6%
Dostawcy krajowi	96,1	0,9%	58,1	0,6%
Razem	10 162,5	100,0%	9 194,0	100,0%

W okresie od 1 do 28 września 2010 roku, a następnie od 1 stycznia 2011 roku spółka NAK „Naftogaz Ukrainy” wstrzymała dostawy gazu przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k/Hrubieszowa na granicy polsko-ukraińskiej, dostarczanego do Polski na podstawie umowy na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku. Wstrzymanie dostaw gazu przez NAK „Naftogaz Ukrainy” spowodowane zostało zmianą przepisów wewnętrznych na Ukrainie, zgodnie z którymi gaz ziemny pochodzący z wydobycia własnego może być wykorzystywany wyłącznie na pokrycie zapotrzebowania krajowego. PGNiG S.A. domagać się będzie realizacji umowy, która obowiązuje do dnia 31 grudnia 2020 roku. Pomimo wstrzymania dostaw gazu z kierunku ukraińskiego zapotrzebowanie na paliwo gazowe w rejonie Hrubieszowa zapewnione jest na odpowiednim poziomie.

Nowe umowy

18 marca 2010 roku zawarta została umowa na zakup usługi regazyfikacji pomiędzy PGNiG S.A. a Polskim LNG S.A. z siedzibą w Świnoujściu. Przedmiotem umowy jest świadczenie przez Polskie LNG S.A. na rzecz PGNiG S.A. usługi regazyfikacji LNG w terminalu LNG w Świnoujściu przez okres 20 lat, od dnia 1 lipca 2014 roku. W celu należytego wykonania umowy Polskie LNG S.A. zobowiązała się do wybudowania terminalu i zapewnienia jego pełnej funkcjonalności operacyjnej od dnia 1 lipca 2014 roku. Podpisanie umowy regazyfikacji pozwoli PGNiG S.A. na spełnienie warunków umowy kupna-sprzedaży LNG zawartej w czerwcu 2009 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Qatargas Operating Company Ltd.

22 października 2010 roku PGNiG S.A. oraz SGT „EUROPOL GAZ” S.A. podpisały aneks do umowy z dnia 1 lipca 2004 roku na wykonanie usługi przesyłu gazu ziemnego z punktu zdawczo-odbiorczego Kondratki na granicy polsko-białoruskiej do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych we Włocławku oraz Lwówku Wielkopolskim za pośrednictwem gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Termin obowiązywania umowy został przedłużony z dnia 31 grudnia 2012 roku do dnia 31 grudnia 2022 roku.

29 października 2010 roku PGNiG S.A. oraz OOO „Gazprom eksport” podpisały aneks do kontraktu kupna-sprzedaży rosyjskiego gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. Podpisanie aneksu wynika z przyjęcia przez strony w 2009 roku pakietu uzgodnień oraz przyjęcia w dniu 29 października 2010 roku stosownych zmian do Porozumienia pomiędzy rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów do tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku wraz z późniejszymi zmianami. Aneks przewiduje zwiększenie wolumenu dostaw gazu ziemnego do Polski w latach 2010-2022 i zniesienie klauzuli o zakazie reeksportu gazu ziemnego do krajów trzecich bez zgody „Gazprom eksport” oraz określa preferencyjną cenę w latach 2010-2014 dla ilości gazu ziemnego odebranych w ciągu roku ponad zakontraktowane minimalne ilości roczne. Pozostałe warunki kontraktu, w tym formuła cenowa za paliwo gazowe, pozostają bez zmian.

2. Sprzedaż

W 2010 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 83,3 tys. nowych odbiorców.

16 czerwca 2010 roku została podpisana znacząca umowa kompleksowa na dostawę paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A. a Grupą LOTOS S.A. Przedmiotem umowy jest dostawa gazu ziemnego od dnia 16 grudnia 2011 roku. Roczne dostawy gazu ziemnego wyniosą w 2012 roku 403 mln m³, a docelowo 447 mln m³ gazu rocznie. Szacunkowa wartość umowy w okresie 5 lat wynosi około 2,2 mld zł.

30 lipca 2010 roku PGNiG S.A. zawarła z KGHM Polska Miedź S.A. umowę kompleksową sprzedaży paliwa gazowego. Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego grupy Lw na cele energetyczne do punktów zdawczo-odbiorczych w Głogowie i Polkowicach w ilości docelowej 266 mln m³ rocznie. Paliwo gazowe będzie dostarczane za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Umowa obowiązuje od dnia jej podpisania do dnia 30 czerwca 2033 roku, z możliwością uzgodnienia terminu rozpoczęcia dostaw między 1 lipca 2012 roku a 31 grudnia 2012 roku. Szacunkowa wartość umowy wynosi około 4,0 mld zł.

3 sierpnia 2010 roku PGNiG S.A. zawarła porozumienia rozwiązujące umowy sprzedaży gazu ziemnego zawarte 1 grudnia 2003 roku ze spółką Energetyka Sp. z o.o. (spółką zależną od KGHM Polska Miedź S.A.) na dostawę gazu na cele energetyczne. Przyczyną rozwiązania umów był brak

możliwości realizacji dostaw gazu ziemnego na zasadach określonych w umowach oraz uzgodnienie treści nowej umowy na dostawy gazu ziemnego dla KGHM Polska Miedź S.A.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. W 2010 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do roku ubiegłego wzrosła o około 8%, tj. 1.047,7 mln m³. Wzrost wolumenu sprzedaży spowodowany został głównie niskimi temperaturami w okresie zimy, co wpłynęło na zwiększenie zapotrzebowania na paliwo gazowe przez odbiorców domowych o około 10% tj. 371,4 mln m³. Ponadto zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpiło wśród odbiorców hurtowych, odbiorców grupy handel i usługi, a także wśród odbiorców przemysłowych, głównie w branżach, w których nastąpiła poprawa koniunktury tj. w przemyśle rafineryjnym i petrochemicznym oraz w hutnictwie. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu głównie na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie GK PGNiG w 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

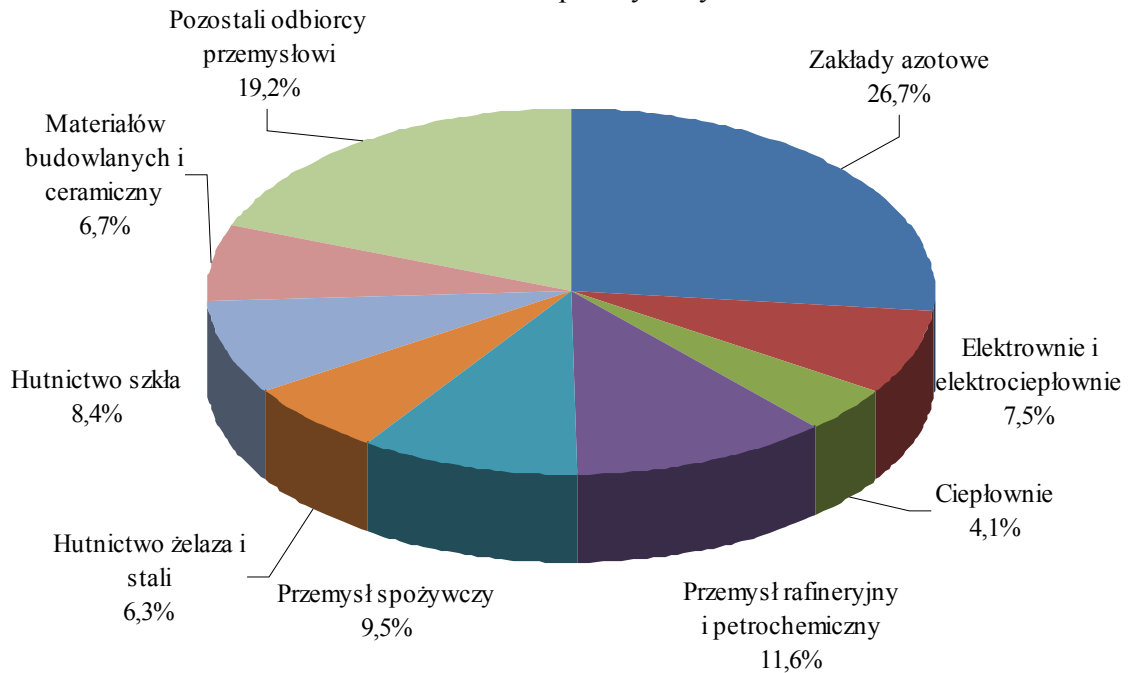
		Jednostka	2010	2009
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	13 562,2	12 514,5
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	13 044,9	11 874,0
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	517,3	640,5
2	Propan-butan	tys. t.	1,9	2,0

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, hutnictwo i energetyka oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,4 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. Udział powyższej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży wyniósł 30%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (56%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	2010	%	2009	%
Odbiorcy przemysłowi	7 631,5	56,3%	7 184,6	57,4%
Handel, usługi	1 573,3	11,6%	1 424,2	11,4%
Odbiorcy domowi	4 095,8	30,2%	3 724,4	29,8%
Odbiorcy hurtowi	217,7	1,6%	142,4	1,1%
Eksport	43,9	0,3%	38,9	0,3%
Razem	13 562,2	100,0%	12 514,5	100,0%

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2010 roku
do odbiorców przemysłowych

W 2010 roku PGNiG S.A. wspólnie z Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. kontynuowała proces inwestycyjny przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), wytworzony na bazie LNG w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim. Ze względu na niewywiązanie się z umowy przez wykonawcę projektu termin zakończenia procesu inwestycyjnego został przedłużony do lipca 2011 roku.

8 września 2010 roku PGNiG S.A. podpisała ze „ZRUG” Sp. z o.o. w Poznaniu umowę na budowę sieci gazowej na terenie gminy Rakoniewice. Projekt obejmuje budowę gazociągu średniego ciśnienia o długości około 75 km. Realizacja inwestycji wpłynie na zwiększenie liczby zawieranych umów przyłączeniowych oraz wzrost wolumenu sprzedaży gazu.

3. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby część pojemności czynnych PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno. PMG Wierzchowice oraz PMG Husów są wykorzystywane także na potrzeby produkcyjne PGNiG S.A., natomiast część pojemności czynnej KPMG Mogilno została udostępniona na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. Pojemności czynne wykorzystywane na potrzeby produkcyjne oraz do realizacji zadań OGP GAZ-SYSTEM S.A. wyłączone są z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

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

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

Od dnia 1 stycznia 2009 roku PGNiG S.A. pełni funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM). Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych (pojemność czynna, moc zatłaczania i moc odbioru) oraz handlu usługami magazynowymi zostały opracowane w formie „Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowych”, który wszedł w życie w dniu 1 lipca 2009 roku. W dniu 17 maja 2010 roku, po przeprowadzonych konsultacjach społecznych, wszedł w życie znowelizowany „Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych”.

Zgodnie z przyjętym regulaminem PGNiG S.A. udostępniła w 2009 roku łącznie 627 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych w ramach usług pakietowych na warunkach ciągłych i przerywanych. 1 lipca 2010 roku na zasadach umowy krótkoterminowej, PGNiG S.A. przekazała na potrzeby TPA dodatkowe 8 mln m³ pojemności czynnej w ramach usługi pakietowej na warunkach ciągłych.

W 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała budowę czterech kawern KPMG Mogilno oraz prowadziła budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice. Ponadto Spółka kontynuowała prace związane z budową nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo, w ramach których zakończyła budowę instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutu solanki oraz wiercenia dla potrzeb magazynu. Spółka rozpoczęła prace ługownicze w dwóch kawernach. Pojemności czynne magazynów przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

	2010	2009
Husów	350,0	350,0
Mogilno	377,9	370,0
Wierzchowice	575,0	575,0

W 2010 roku, w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko PGNiG S.A. podpisała umowy z Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie na dofinansowanie projektów: „Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice” (w kwocie nie wyższej niż 503,6 mln zł), „Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo” (w kwocie nie wyższej niż 93,5 mln zł) oraz „Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno” (w kwocie nie wyższej niż 23,1 mln zł). Kwota dofinansowania projektów uzależniona jest od spełnienia szeregu warunków określonych w poszczególnych umowach.

4. „INVESTGAS” S.A.

„INVESTGAS” S.A. specjalizuje się w realizacji projektów z zakresu magazynowania i transportu węglowodorów. Prowadzi również prace w zakresie budownictwa specjalistycznego i ogólnego. 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 2010 roku „INVESTGAS” S.A. uzyskała przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 242,7 mln zł. Przychody z usług wykonywanych na rzecz PGNiG S.A. stanowiły 99,5% przychodów ze sprzedaży spółki. Do zadań realizowanych dla PGNiG S.A. w 2010 roku należały:

- kontynuacja eksploatacji i rozbudowy o nowe komory Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Mogilno
- kontynuacja budowy Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo
- kontynuacja rozbudowy Podziemnego Magazynu Gazu Strachocina
- kontynuacja budowy gazociągu KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice.

Ponadto w grudniu 2010 roku spółka zakończyła prace związane z budową rurociągu paliwowego Ostrów Wielkopolski-Wrocław dla PKN ORLEN S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	242,7	112,4
Zysk/strata netto	mln zł	16,9	6,4
Kapitał własny	mln zł	33,5	19,5
Aktywa ogółem	mln zł	111,8	81,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	108	106

W 2011 roku zakres usług świadczonych przez spółkę będzie obejmował kontynuację prac w zakresie eksploatacji, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz kontynuację prac przy budowie gazociągu KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice. Spółka planuje również pozyskanie nowych zleceń z zakresu budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu, jak i budowy gazociągów i rurociągów paliwowych wraz z infrastrukturą.

5. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie zostały poniesione nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 505,6 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne związane były z budową i rozbudową podziemnych magazynów gazu i obejmowały:

- budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice
- zakończenie budowy instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutu solanki i wierceń dla potrzeb magazynu oraz rozpoczęcie prac ługowniczych w dwóch kawernach PMG Kosakowo
- budowę czterech kawern KPMG Mogilno.

Ponadto do zadań inwestycyjnych realizowanych w segmencie obrót i magazynowanie należały m.in.: inwestycje teleinformatyczne, wykup i regulacja stanów prawnych nieruchomości oraz prace budowlane na gazociągach.

6. Planowane działania

Podziemne magazyny gazu

W 2011 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę PMG Wierzchowice do pojemności czynnej 1,2 mld m³ oraz KPMG Mogilno do pojemności czynnej 800 mln m³. Zakończenie pierwszego etapu rozbudowy PMG Wierzchowice planowane jest na koniec 2011 roku. Ponadto Spółka kontynuować będzie budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo, który docelowo składać się będzie 10 podziemnych kawern o łącznej pojemności czynnej 250 mln m³. W pierwszej połowie 2011 roku zostanie wybrany wykonawca części napowierzchniowej.

7. Ryzyka obrotu i magazynowania

Konkurencja

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu szacowany jest na około 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Działalność podmiotów spoza GK PGNiG zajmujących się obrotem gazu ukierunkowana jest głównie na obszary niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są lokalni dystrybutorzy gazu, którzy posiadają własną infrastrukturę przesyłową i oferują (poza tradycyjnymi dostawami sieciowymi) nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG. Wzmoczona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania obecnych, jak i potencjalnych klientów PGNiG S.A., może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Wzrost należności

W związku z kryzysem gospodarczym, którego efektem było pogorszenie się koniunktury na rynkach zbytu produktów klientów PGNiG S.A., a tym samym pogorszeniem się sytuacji finansowej odbiorców gazu, mogą nadal występować trudności z bieżącym regulowaniem płatności za dostarczone paliwo gazowe.

Magazynowanie

Opóźnienie procesu inwestycyjnego może uniemożliwić wytworzenie zapasu obowiązkowego gazu wynikającego z ustawy o zapasach, która od dnia 1 października 2012 roku wprowadza obowiązek podniesienia wielkości zapasu obowiązkowego z 20 dni do 30 dni średniorocznego importu.

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.

Poniższa mapa przedstawia obszary działalności Spółek Gazownictwa.



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 powiatów wolsztyńskiego i nowotomyskiego w województwie wielkopolskim. Stopień gazyfikacji poszczególnych gmin jest zróżnicowany w zależności od uwarunkowań geograficznych. W większości przypadków nie zostały zgazyfikowane te obszary, które leżą w dużej odległości od gazociągów i dla których analizy opłacalności inwestycji dają wynik negatywny. Na powyższych obszarach np. okolice Świątoszowa spółka dostarcza odbiorcom gaz w postaci skroplonej (LNG).

W 2010 roku DSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.021,6 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego około 742,3 mln m³ stanowił gaz wysokometanowy, a 279,3 mln m³ gaz zaazotowany. Spółka obsługuje około 748,4 tys. odbiorców. W 2010 roku DSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci 6,6 tys. nowych odbiorców.

W 2010 roku spółka kontynuowała wymianę gazociągów żeliwnych, których dalsza eksploatacja zagrażała bezpieczeństwu i powodowała duże straty gazu. Realizacja programu wymiany gazociągów żeliwnych oraz przeprowadzanych regularnie kontroli stanu technicznego sieci skutkuje obniżeniem udziału strat gazu w sprzedaży. Spółka zrealizowała m.in. wymianę gazociągu n/c we Wrocławiu, ul. Grota Roweckiego, wymianę gazociągu n/c w Świdnicy, ul. W. Łukasińskiego oraz w miejscowości Radków (ul. Kolejowa, Rynek, Konstytucji 3-go Maja, Wąska i Kościelna).

Ponadto DSG Sp. z o.o. prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Do największych zadań inwestycyjnych zrealizowanych w 2010 roku należały:

- kontynuacja gazyfikacji gminy Kobierzyce, na odcinku Magnice; projekt obejmuje budowę gazociągu s/c wraz z przyłączami; inwestycja została zakończona
- budowa gazociągu s/c relacji Komorów-Słotwina wraz z przyłączami i stacją redukcyjno-pomiarową; inwestycja została zakończona
- budowa gazociągu s/c wraz z przyłączami w miejscowości Czarny Bór, na odcinku ul. Sportowa, Wesoła, Polna, Kwiatowa i Świerkowa; inwestycja została zakończona
- budowa gazociągu s/c w miejscowości Kłodzko, ul. Objazdowa, na odcinku od ul. Orkana do osiedla Owcza Góra; inwestycja została zakończona
- gazyfikacja miejscowości Mokronos Górny i Mokronos Dolny w gminie Kąty Wrocławskie; projekt obejmuje budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami; odbiór zadań nastąpił w styczniu 2011 roku
- wykup sieci w miejscowości Miroszowice k/Lubina i w miejscowości Gubin.

W grudniu 2010 roku spółka podpisała umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych dwóch projektów: „Budowa sieci dystrybucyjnej i przyłączy gazu średniego ciśnienia w miejscowościach Mokronos Górny i Mokronos Dolny w gminie Kąty Wrocławskie” i „Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia w miejscowościach Kępice, Wróblowice, Błonie i Źródła w gminie Miękinia”.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	374,9	333,0
Zysk netto	mln zł	216,1	57,0
Kapitał własny	mln zł	1 172,7	984,4
Aktywa ogółem	mln zł	1 376,5	1 162,4
Długość sieci bez przyłączy	km	7 741,2	7 764,4
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 420	1 410

W 2011 roku spółka będzie gazyfikację miejscowości: Kępice, Wróblowice, Błonie i Źródła w gminie Miękinia oraz Strzelin, Kurów, Witowice i Wiązów w gminie Strzelin. Ponadto w 2010 roku spółka rozpoczęła opracowanie dokumentacji projektowej dla gazyfikacji miejscowości Długołęka, Domaszczyn, Kamień i Szczodre w gminie Długołęka oraz Gołędzinów, Paniowice, Pęgów, Szewce i Zajączków w gminie Oborniki Śląskie. Prace budowlane planowane są w 2011 roku.

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 cztery firmy: G.EN. Gaz Energia S.A., Media Odra Warta Sp. z o.o. (MOW), KRI S.A. oraz CP ENERGIA 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, 44 gmin województwa małopolskiego, 5 gmin województwa łódzkiego i 3 gmin województwa świętokrzyskiego. Spółka obsługuje około 1,3 mln odbiorców. W 2010 roku GSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.744,4 mln m³ gazu.

W 2010 roku GSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci 5,8 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 2010 roku należały:

- kontynuacja rewitalizacji gazociągu w/c o długości około 20 km relacji Zdieszowice-Płużniczka, w miejscowości Olszowa (strefa ekonomiczna gmina Ujazd)
- zakończenie prac projektowych gazyfikacji Komprachcic i Dąbrowy; w styczniu 2011 roku projekt uzyskał pozwolenie na budowę, inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c o długości ok. 62 km; oddanie gazociągów do użytku planowane jest na lata 2011-2012; dalsza realizacja inwestycji w dużej mierze uzależniona jest od pozyskania funduszy unijnych
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji miast Herby i Blachownia, projekt wieloletni obejmuje budowę gazociągów w/c i s/c oraz dwie stacje redukcyjno-pomiarowe; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015
- kontynuacja prac projektowych gazociągu relacji Blachownia-Kłobuck; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową o długości ok. 18 km
- kontynuacja prac projektowych gazociągu dla Wręczyca Wielkiej i Kłobucka; projekt obejmuje budowę gazociągu s/c o długości ok. 52 km
- rozpoczęcie modernizacji gazociągu s/c relacji Szobiszowice-Ząbkowice na odcinku od Ostroźnicy do Huty Cynku w Miasteczku Śląskim
- rozpoczęcie modernizacji gazociągu n/c Katowice, ul. 1-go Maja, na odcinku od ul. Granicznej do rejonu stacji redukcyjno-pomiarowej.

Ponadto spółka kontynuowała działania mające na celu odtworzenie wyłączonego z eksploatacji pokoksowniczego gazociągu w/c relacji Czarnocin-Ujazd. Gazociąg umożliwi dostarczenie gazu do nowej strefy ekonomicznej w miejscowości Ujazd na Opolszczyźnie. Odtworzenie tego odcinka gazociągu umożliwi w przyszłości połączenie systemów dystrybucyjnych Śląska i Opolszczyzny.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	633,3	542,4
Zysk netto	mln zł	117,7	53,5
Kapitał własny	mln zł	1 630,2	1 530,6
Aktywa ogółem	mln zł	1 898,1	1 766,0
Długość sieci bez przyłączy	km	20 875,2	20 674,5
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 619	2 622

W 2011 roku GSG Sp. z o.o. kontynuować będzie gazyfikację gmin: Komprachcice, Dąbrowa, Herby, Blachownia, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów i Krzepice. Spółka podjęła starania o pozyskanie funduszy unijnych dla realizacji powyższych projektów.

W 2010 roku kryzys finansowy spowodował spowolnienie działań firm konkurencyjnych (CP ENERGIA S.A., KRI S.A.). Jedynie EWE Energia Sp. z o.o. wraz z spółkami zależnymi pozostaje aktywna na północnych terenach działalności GSG Sp. z o.o.

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 1,4 mln odbiorców. W 2010 roku KSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 2.017,1 mln m³ gazu.

W 2010 roku spółka przyłączyła do sieci około 9 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2010 roku należały:

- zakończenie przebudowy stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia wraz z zagospodarowaniem i telemetrią przy ul. Zawilej w Krakowie
- zakończenie budowy gazociągu w/c o długości ok. 35 km relacji Kowala-Jędrzejów wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia
- zakończenie budowy gazociągu przesyłowego w/c relacji Werbkowice-Zamość; inwestycja ma na celu wzrost wolumenu przesyłanego gazu ziemnego oraz połączenie gazociągu w/c z Ukrainy z krajowym systemem gazowym
- modernizacja gazociągu w/c o długości ok. 17 km relacji Warzyce-Gorlice; inwestycja ma na celu poprawę bezpieczeństwa eksploatacji sieci; realizacja projektu rozłożona jest do roku 2013
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji gmin Włoszczowa i Małogoszcz; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c wraz ze stacją redukcyjno pomiarową I stopnia o długości ok. 43 km oraz budowę gazociągu s/c wraz z 8 stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia o długości około 51 km; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015
- rozpoczęcie prac projektowych związanych z modernizacją gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski; inwestycja ma na celu poprawę bezpieczeństwa eksploatacji sieci; realizacja projektu rozłożona jest do roku 2015.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	767,0	662,3
Zysk netto	mln zł	136,8	104,9
Kapitał własny	mln zł	2 353,5	2 262,1
Aktywa ogółem	mln zł	2 802,6	2 669,9
Długość sieci bez przyłączy	km	44 762,0	44 356,4
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	3 319	3 313

W 2011 roku działania spółki koncentrować się będą na przyłączaniu do sieci gazowej nowych odbiorców, gazyfikacji rejonu Włodawy, modernizacji gazociągów w/c relacji Tuszyna-Mielec, Warzyce-Gorlice oraz stacji Sworzycy. Ponadto zakończone zostaną prace projektowe związane z doprowadzeniem gazu do odbiorców na terenie gmin Szczawnica, Włoszczowa, Małogoszcz, Chęciny oraz Sitkówka-Nowiny, budowa gazociągu w/c Mójcza-Masłów, a także modernizacją gazociągów w/c Parszów-Kielce oraz Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski.

Ponadto spółka podjęła starania o pozyskanie dofinansowania z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko dla pięciu projektów inwestycyjnych, w tym: gazyfikacja gmin Włoszczowa i Małogoszcz oraz modernizacja gazociągu relacji Sandomierz-Ostrowiec.

W zakresie tradycyjnej dystrybucji gazu ziemnego KSG Sp. z o.o. posiada dużą przewagę nad potencjalnymi konkurentami z uwagi na posiadaną infrastrukturę sieciową. Firmy konkurencyjne prowadzą gazyfikację terenów do tej pory niezgazyfikowanych 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 2010 roku MSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 2.142,9 mln m³ gazu. Spółka obsługuje poprzez zarządzaną sieć gazociągów i stacji gazowych około 1,5 mln odbiorców.

W 2010 roku spółka prowadziła prace związane eksploatacją, rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto spółka przyłączyła do sieci około 23,1 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2010 roku należały:

- budowa 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”
- budowa stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w miejscowości Klęk/Kielmina w gminie Stryków
- modernizacja gazociągu w/c relacji Piotrków Trybunalski-rzeka Warta etap IV (Gomunice-Radomsko) o długości ok. 20 km; inwestycja została zakończona
- modernizacja gazociągu w/c relacji Piotrków Trybunalski-rzeka Warta etap II (Piotrków-Kamieński) o długości ok. 27 km; inwestycja została zakończona.

Ponadto spółka we współpracy z PGNiG S.A. kontynuowała realizację projektu inwestycyjnego przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E) wytworzony na bazie LNG, w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim. Jest to pierwszy, pilotażowy etap projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Zakończenie inwestycji w Piesz planowane jest w lipcu 2011 roku. Pozostałe etapy realizacji projektu PESO są w fazie przygotowywania dokumentacji i ubiegania się o dofinansowanie z funduszy unijnych. W 2010 roku spółka uzyskała promesę koncesji na działalność w zakresie skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego dla instalacji w miejscowości Pisz na okres do dnia 20 kwietnia 2015 roku.

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	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	711,9	639,9
Zysk netto	mln zł	479,5	82,9
Kapitał własny	mln zł	2 262,6	1 823,3
Aktywa ogółem	mln zł	2 892,0	2 302,8
Długość sieci bez przyłączy	km	18 900,0	18 555,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 925	2 921

W 2011 roku MSG Sp. z o.o. planuje m.in. budowę gazociągu w/c i stacji gazowej dla Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Siedlcach, budowę gazociągu systemowego relacji Sulejów-Mniszków, gazyfikację podłódzkich miejscowości: Janówka, Justynów, Bedoń, Kraszew i Bukowiec, kontynuację budowy stacji gazowej w miejscowości Klęk/Kiełmina w gminie Stryków, budowę stacji gazowej w Kutnie przy ul. Wschodniej oraz w miejscowości Wolbórz oraz budowę przyłącza dla Browaru SULIMAR w Piotrkowie Trybunalskim. Ponadto spółka planuje rozszerzenie działalności w zakresie zastosowania technologii LNG poprzez realizację inwestycji w Mińsku Mazowieckim, Ostrołęce i Białymstoku.

W styczniu 2010 roku MSG Sp. z o.o. złożyła wniosek o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko projektu gazyfikacji gmin Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria i Żabia Wola. W ramach projektu spółka planuje wybudowanie ok. 100 km gazociągu s/c i ok. 1.400 przyłączy w latach 2011-2014. Całkowite nakłady inwestycyjne przewidziane na realizację przedsięwzięcia wynoszą ok. 30 mln zł. Realizacja pełnego zakresu inwestycji uzależniona jest od pozyskania dofinansowania. Spółka podjęła również starania o pozyskanie dofinansowania z funduszy unijnych w ramach Programu Infrastruktura i Środowisko dla czterech innych projektów, których realizacja planowana jest na lata 2011-2014.

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

Zasięg terytorialny PSG Sp. z o.o. obejmuje województwo pomorskie, kujawsko-pomorskie, część województwa warmińsko-mazurskiego oraz dwie gminy z województwa zachodnio-pomorskiego (Sławno i Postomino). 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 40%. W 2010 roku PSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.012 mln m³ gazu. Spółka obsługuje około 742,8 tys. odbiorców.

W 2010 roku spółka przyłączyła do sieci około 6,6 tys. nowych odbiorców. 16 czerwca 2010 roku PSG Sp. z o.o. podpisała z Grupą LOTOS S.A. umowę o przyłączenie do sieci gazowej wysokiego ciśnienia. Zgodnie z umową spółka wybuduje gazociąg w/c relacji Kolnik k/Pszczółek-Gdańsk o długości ok. 31 km wraz z obiektami kubaturowymi. Grupa LOTOS S.A., odbierając docelowo 447 mln m³ gazu ziemnego rocznie, zostanie największym odbiorcą przemysłowym spółki. Realizacja przedmiotowej inwestycji spowoduje wzrost ilości przesyłanego gazu o ok. 35%. Ponadto Spółka prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w tym zakresie należały:

- kontynuacja budowy (II etap) gazociągu w/c w ramach zadania inwestycyjnego „Drugostronne zasilanie miasta Torunia”; realizacja projektu obejmowała opracowanie dokumentacji na budowę gazociągu w/c relacji Ostaszewo-Różankowo wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz

prace przygotowawcze związane z wykupem działek pod ww. stację; zadanie nie zostało w pełni zrealizowane z uwagi na trudności formalno-prawne związane z opracowaniem dokumentacji projektowej; inwestycja ma na celu poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu dla miasta Toruń, odbiorców przemysłowych, gminy Łysomice, gminy Wielka Nieszawka oraz dla Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej

- zakończenie budowy gazociągu s/c wraz z przyłączami gazu w ramach gazyfikacji miejscowości Koleczkowo w gminie Szemud
- rozpoczęcie projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; inwestycja obejmuje m.in.: budowę gazociągu w/c o długości ok. 27 km na odcinku Szczytno-Rybno, budowę gazociągu w/c o długości ok. 33 km na odcinku Rybno-Młynowo, budowę gazociągu w/c o długości ok. 23 km na odcinku Młynowo-Muławki k/Kętrzyna; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; inwestycja niezbędna z uwagi na wzrost zapotrzebowania na gaz w tym regionie
- rozpoczęcie projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c relacji Kolnik-Gdańsk z obiektami towarzyszącymi i stacją redukcyjno-pomiarową, budowę stacji pomiarowej w/c dla Grupy LOTOS S.A. wraz z przyłączem, budowę sieci gazowej s/c na terenie wsi Wiślinka oraz budowę sieci gazowej s/c na terenie Wyspy Sobieszewskiej; realizacja inwestycji rozłożona jest do końca 2015 roku
- rozpoczęcie budowy gazociągu s/c wraz z przyłączem do MPEC Rypin; inwestycja obejmuje budowę przyłącza dla elektrociepłowni oraz gazyfikację gmin Osiek i Rypin
- rozpoczęcie budowy gazociągów s/c wraz z przyłączami gazu w ramach gazyfikacji miejscowości Orle, Jonkowo, Warkały oraz Giedajty
- rozpoczęcie gazyfikacji miejscowości Ciele gmina Białe Błota, gminy Zławieś Wielka oraz Włocławskiej Strefy Rozwoju Gospodarczego Park Przemysłowo-Technologiczny; inwestycje obejmują budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami, na realizację których podpisano umowy o dofinansowanie ze środków unijnych w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Kujawsko-Pomorskiego na lata 2007-2013.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	439,5	373,1
Zysk netto	mln zł	91,4	182,7
Kapitał własny	mln zł	1 038,7	987,2
Aktywa ogółem	mln zł	1 428,3	1 363,4
Długość sieci bez przyłączy	km	9 588,1	9 338,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 772	1 769

W 2011 roku PSG Sp. z o.o. kontynuować będzie rozpoczęte w 2010 roku prace związane z gazyfikacją miejscowości Orle, Jonkowo, Warkały, Giedajty, Ciele w gminie Białe Błota oraz gminy Zławieś Wielka. Ponadto Spółka kontynuować będzie realizację projektów: „Drugostronne zasilanie miasta Torunia”, „Budowa gazociągu w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin” i „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”.

Z uwagi na powstające i rozwijające się strefy ekonomiczne oraz parki przemysłowe obszar działania PSG Sp. z o.o. charakteryzuje się dużym potencjałem rozwojowym, zarówno na terenach zgazyfikowanych, jak i niezgazyfikowanych. Spółka podjęła starania o pozyskanie funduszy unijnych na realizację projektów inwestycyjnych: „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”, „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz

z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej” oraz budowa gazociągu s/c wraz z przyłączem do MPEC Rypin.

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 45%, z czego dla miast na prawach powiatu wynosi około 78%, dla obszarów miejskich około 55%, dla obszarów wiejsko-miejskich około 29% i dla obszarów typowo wiejskich około 18%.

W 2010 roku WSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.681,4 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego około 1.472,0 mln m³ stanowił gaz wysokometanowy, 110,5 mln m³ – gaz zaazotowany (Lw) i około 98,9 mln m³ – gaz zaazotowany (Ls). Łączna liczba odbiorców obsługiwanych przez spółkę na koniec 2010 roku wynosiła 911,7 tys.

W 2010 roku spółka prowadziła prace związane eksploatacją, rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto WSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci 7,7 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2010 roku należały:

- zmiana sposobu zasilania obszaru dystrybucyjnego Kościan-Śmigiel, w tym zasilanie strefy ekonomicznej ETEX
- wykup sieci gazowej s/c w Ińsku; inwestycja została zakończona
- kontynuacja budowy gazociągu zasilającego do miejscowości Skoki
- budowa gazociągu s/c na odcinku Witkowo-Wółka w ramach gazyfikacji gmin Witkowo i Strzałkowo
- rozbudowa sieci s/c w miejscowości Kąkolewo w gminie Osieczna
- rozpoczęcie budowy gazociągu s/c w miejscowości Krzycko Wielkie w gminie Włoszakowice
- modernizacja sieci gazowej s/c w Poznaniu, ul. Jana Pawła II, na odcinku od Ronda Śródka do ul. Kórnickiej
- modernizacja sieci gazowej s/c w Poznaniu, na odcinku ul. Dożynkowa, Owsiana, Gromadzka, Winogrady
- modernizacja stacji gazowej w/c w miejscowości Łobez.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	612,0	531,0
Zysk netto	mln zł	130,4	355,2
Kapitał własny	mln zł	1 787,3	1 750,3
Aktywa ogółem	mln zł	2 225,8	2 137,7
Długość sieci bez przyłączy	km	15 488,0	15 148,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 826	1 816

W 2011 roku WSG Sp. z o.o. kontynuować będzie działania zmierzające do dalszej gazyfikacji gmin: Witkowo, Strzałkowo i Powidz, a także gazyfikacji gmin: Włoszakowice, Lipno i Przemęt uwzględniając m.in. ewentualne zasilanie z gazociągu w/c relacji KGZ Kościan-Szczyglice, gazyfikacji gmin Węgorzyno i Ińsko uwzględniając przyszłą rozbudowę sieci gazowej w/c relacji Nowogard-Łobez.

Na obszarze działania spółki obserwuje się zwiększoną aktywność podmiotów zajmujących się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi np. G.EN. Gaz Energia S.A, EWE energia Sp. z o.o., E.ON edis energia Sp. z o.o., KRI S.A., CP ENERGIA S.A., P.L. Energia S.A. oraz Avrio Media Sp. z o.o. Podmioty te działają w skali lokalnej, co powoduje, iż nie mają one obowiązku oddzielenia działalności dystrybucyjnej i handlowej, co w rezultacie pozwala im na kompleksową obsługę klienta w ramach jednego przedsiębiorstwa.

7. Inwestycje w segmencie dystrybucja

Na inwestycje w segmencie dystrybucja poniesiono nakłady w wysokości 957,9 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej Spółki Gazownictwa dokonywały przyłączeń nowych klientów oraz modernizowały i rozbudowywały sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane powyżej.

8. Ryzyka dystrybucji

Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że Spółki Gazownictwa wchodzące w skład GK PGNiG narażone są na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy dostarczające gaz ziemny wykazują się systematyczną i stałą od kilku lat aktywnością, rozbudowując stopniowo swoje sieci gazowe i pozyskując nowych odbiorców zarówno indywidualnych, jak i biznesowych. Ponadto na pozycję konkurencyjną Spółek Gazownictwa ma wpływ 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.

Zmniejszenie ilości przesłanego paliwa gazowego

Ogólnoświatowy kryzys gospodarczy wpływa na osłabienie wzrostu gospodarczego kraju, ograniczenie lub wstrzymywanie kluczowych inwestycji oraz wzrost bezrobocia. Istnieje ryzyko spadku zapotrzebowania na gaz ziemny i usługi dystrybucji w wyniku pogorszenia się sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw, które ograniczają lub wstrzymują produkcję.

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.

Rozdział IX: Pozostała działalność

Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. Powyższą działalność prowadzą przede wszystkim spółki GK PGNiG. Segment swoim zakresem obejmuje również realizację projektów elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo oraz działalność handlową na rynku energii elektrycznej.

PGNiG Energia S.A.

Przedmiotem działalności PGNiG Energia S.A. jest realizacja projektów budowy bloków energetycznych, inwestycji w zasilane gazem ziemnym instalacje kogeneracyjne oraz pilotażowych projektów biogazowych. Spółka prowadzi również działalność handlową na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz obrót uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla i innych gazów, a także zapewnia optymalizację zakupów energii elektrycznej na potrzeby PGNiG S.A., a docelowo także jej pozostałych jednostek.

7 maja 2010 roku została zawarta umowa realizacyjna projektu „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli” pomiędzy PGNiG S.A., PGNiG Energia S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Elektrownią Stalowa Wola S.A., której przedmiotem było określenie zasad i przeprowadzenie procesu inwestycyjnego budowy bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 400 MW i 229 MW energii cieplnej. Do celów budowy i późniejszej eksploatacji elektrociepłowni z blokiem gazowo-parowym została zawiązana spółka celowa (SPV) Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A., w której 100% akcji objęła Elektrownia Stalowa Wola S.A.

12 października 2010 roku Prezes UOKiK wyraził zgodę na koncentrację w projekcie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Decyzja ta umożliwiła objęcie 50% akcji EC Stalowa Wola S.A. przez PGNiG Energia S.A. Pozostałe 50% akcji spółki posiada należąca do Grupy TAURON spółka Elektrownia Stalowa Wola S.A.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 1 czerwca 2010 roku PGNiG Energia S.A. uzyskała koncesję na obrót energią elektryczną oraz decyzją z dnia 10 listopada 2010 roku koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

PGNiG Energia S.A. w 2010 roku podpisała stosowne umowy na przesył i dystrybucję energii elektrycznej oraz o świadczenie usług Operatora Handlowego i tym samym uzyskała uprawnienia do hurtowego i detalicznego obrotu energią elektryczną. Spółka uzyskała również dostęp do rynku energii Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie za pośrednictwem Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A., podpisała umowy ramowe EFET z siedmioma aktywnymi spółkami obrotu, które umożliwiają handel na rynku pozagiełdowym oraz rozpoczęła hurtowy obrót energią elektryczną. Ponadto spółka pozyskała pierwszego dużego odbiorcę detalicznego, któremu od 2011 roku dostarcza energię elektryczną i jest odpowiedzialna za jego bilansowanie handlowe.

W 2010 roku spółka przeprowadziła optymalizację kosztów energii elektrycznej w spółkach gazownictwa GK PGNiG oraz Centrali PGNiG S.A., co pozwoliło wygenerować oszczędności w wysokości ok. 1,7 mln zł.

Ponadto PGNiG Energia S.A. uzyskała członkostwo w giełdzie energii EEX (European Energy Exchange) i rozpoczęła handel uprawnieniami do emisji CO₂ oraz hurtowy obrót energią elektryczną na europejskim rynku energii elektrycznej, a także prowadziła handel uprawnieniami na rynku pozagiełdowym.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	4,7	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-0,5	0,0
Kapitał własny	mln zł	5,5	5,0
Aktywa ogółem	mln zł	7,5	5,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	20	6

W 2011 roku planowane jest podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A., co uwarunkowane jest podpisaniem umowy o funkcjonowaniu SPV oraz wybór głównego wykonawcy prac związanych z budową bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Ponadto spółka planuje uzyskać członkostwo w Towarowej Giełdzie Energii oraz rozpoczęcie obrotu prawami majątkowymi do świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

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 2010 roku B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 95,8 mln zł. Przychody z usług wykonanych na rzecz kontrahentów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły 91% przychodów ze sprzedaży spółki. Głównymi odbiorcami usług spoza Grupy Kapitałowej były OGP GAZ-SYSTEM S.A. i PBG S.A. W 2010 roku B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. wykonała m.in. projekty, opracowania i dokumentacje powykonawcze w zakresie budowy gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Gustorzyn-Odolanów i budowy części napowierzchniowej PMG Wierzchowice. Ponadto w ramach funkcji generalnego realizatora inwestycji spółka prowadziła budowę gazociągu wysokiego ciśnienia w rejonie Podbeskidzia dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	95,8	59,2
Zysk/strata netto	mln zł	4,3	4,0
Kapitał własny	mln zł	33,6	31,3
Aktywa ogółem	mln zł	55,0	55,7
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	246	241

W 2011 roku spółka planuje realizację kontraktów, z których największe to opracowanie dokumentacji projektowej gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Gustorzyn-Odolanów (kontynuacja prac z 2010 roku) i Świnoujście-Szczecin dla OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz dokumentacji przedprojektowej i projektowej gazociągu przesyłowego KRNiGZ LMG- KGZ Paproć dla PGNiG S.A.

BUG Gazobudowa Sp. z o.o.

Budownictwo Urządzeń Gazowniczych Gazobudowa Sp. z o.o. zajmuje się budową i remontami gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia, wodociągów, ropociągów, a także tłoczni gazu i stacji redukcyjno-pomiarowych. Spółka świadczy usługi w kraju i za granicą.

Przychody ze sprzedaży ogółem osiągnięte przez spółkę w 2010 roku wyniosły 147,0 mln zł. 60% powyższej kwoty stanowiły przychody z usług wykonanych na rzecz kontrahentów z Grupy Kapitałowej PGNiG. Pozostałymi dużymi odbiorcami byli m.in. OGP GAZ-SYSTEM S.A., Alkat Sp. z o.o. w Krakowie, Gmina Dąbrowa Górnicza i CONTROL PROCESS S.A. w Tarnowie, a także kontrahenci zagraniczni IMP PROMONT d.d. ze Słowenii i BONATTI S.p.A. w Niemczech.

W 2010 roku spółka wybudowała 76,7 km rurociągów, w tym 72,7 km gazociągów przesyłowych. W ramach powyższych prac spółka wybudowała i przekazała do użytku 12 km odcinek rurociągu przesyłowego tlenu. Prowadziła również roboty budowlano-montażowe, obejmujące m.in. modernizację stacji redukcyjno pomiarowej węzła technologicznego i węzła pomiarowego oraz budowę instalacji wodociągowo-kanalizacyjnej na terenie gminy Dąbrowa Górnicza.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	147,0	169,9
Zysk/strata netto	mln zł	-9,3	2,6
Kapitał własny	mln zł	19,6	28,9
Aktywa ogółem	mln zł	99,1	102,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	613	633

Najistotniejszymi projektami realizowanymi przez BUG Gazobudowa Sp. z o.o. w 2011 roku będą:

- budowa gazociągu przesyłowego wraz z kablem światłowodowym relacji KGZ Kościan-KGHM, Polkowice-Żukowice dla PGNiG S.A.
- budowa tłoczni wodociągowej wraz z rurociągiem i infrastrukturą kanalizacyjną dla Gminy Dąbrowa Górnicza
- budowa gazociągów przesyłowych relacji Rogalska Slatina-Trojane i Cersak Kidricevo dla Geoplin Plinowodi D.O.O. ze Słowenii
- przebudowa gazociągu przesyłowego na odcinku Tuszyma-Mielec dla KSG Sp. z o.o. z GK PGNiG
- modernizacja tłoczni gazu Jarosław dla STALBUD TARNÓW Sp. z o.o.

ZUN Naftomet Sp. z o.o.

Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o. specjalizuje się w produkcji i remoncie urządzeń dla przemysłu naftowo-gazowego. Spółka działa na rynku krajowym i zagranicznym.

W 2010 roku ZUN Naftomet Sp. z o.o. zajmowała się produkcją urządzeń ciśnieniowych do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów, urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych, transformatorowych obudów ognioszczelnych dla górnictwa węglowego oraz podzespołów i części zamiennych do maszyn budowlanych. Ponadto spółka przeprowadzała m.in. remonty i wykonanie podzespołów oraz części do urządzeń wiertniczych.

Wartość przychodów ze sprzedaży ogółem osiągniętych przez spółkę w 2010 roku wyniosła 36,2 mln zł. Głównymi odbiorcami produktów ZUN Naftomet Sp. z o.o. w 2010 roku były spółki Grupy

Kapitałowej PGNiG. Przychody z usług wykonanych na rzecz tej grupy odbiorców stanowiły 59% przychodów ze sprzedaży spółki.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	36,2	38,1
Zysk/strata netto	mln zł	2,1	1,1
Kapitał własny	mln zł	26,0	23,9
Aktywa ogółem	mln zł	38,9	38,7
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	441	465

W 2011 roku spółka rozwijać będzie dotychczasowy asortyment produkcyjny dla kontrahentów z GK PGNiG tj. produkcję elementów powierzchniowego zagospodarowania odwiertów oraz produkcję aparatów i zbiorników ciśnieniowych stanowiących wyposażenie kopalni ropy i gazu. Spółka planuje również kontynuację produkcji obudów ognioszczelnych dla górnictwa węglowego. Ponadto spółka realizować będzie dostawy części zamiennych do wyposażenia platform wiertniczych dla norweskiego kontrahenta oraz dostawy głowic i więźb do zagospodarowania odwiertów na rynek czeski.

Geovita Sp. z o.o.

Geovita Sp. z o.o. prowadzi działalność hotelarsko-gastronomiczną w 11 ośrodkach na terenie kraju. Ośrodki te 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 celu optymalizacji kosztów i zwiększenia sprzedaży spółka rozszerzyła swoją działalność o zarządzanie zespołem Hoteli Orient w Krakowie, należących do PNiG Kraków Sp. z o.o. Umowa o zarządzanie obowiązuje w okresie od stycznia 2010 roku do grudnia 2011 roku. Wskutek przejęcia zarządzania hotelami w 2010 roku przychody spółki wzrosły o około 6 mln zł.

W 2010 roku Geovita Sp. z o.o. osiągnęła przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 32,8 mln zł. Kluczowymi odbiorcami usług byli klienci spoza Grupy Kapitałowej PGNiG. Przychody z usług świadczonych na rzecz tej grupy klientów stanowiły 75% przychodów ze sprzedaży spółki.

Od 2007 roku Geovita Sp. z o.o. realizowała Plan Naprawczy na lata 2007-2010, którego głównym celem było osiągnięcie przez spółkę dodatniej rentowności prowadzonej działalności począwszy od 2010 roku.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	32,8	29,0
Zysk/strata netto	mln zł	0,2	-3,6
Kapitał własny	mln zł	79,1	79,1
Aktywa ogółem	mln zł	100,8	101,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	303	289

Prowadzony przez spółkę Plan Naprawczy został przedłużony do 2011 roku. W trakcie jego realizacji spółka zakłada osiągnięcie zysku netto w wysokości 1,9 mln zł. Ponadto w kolejnych latach spółka planuje zwiększenie liczby klientów oraz wyrównanie standardów i zakresu oferowanych usług we wszystkich obiektach sieci Geovita.

BN Naftomontaż Sp. z o.o.

Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. zajmuje się kompleksową budową kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego wraz z infrastrukturą. Udział PGNiG Technologie Sp. z o.o. (spółki zależnej PGNiG S.A.) w kapitale zakładowym spółki wynosi 88,83%. Pozostałymi udziałowcami są PBG S.A. w Wysogotowie z 7,82% i CONTROL PROCESS S.A. w Tarnowie z 3,35% udziałem w kapitale zakładowym.

Wartość przychodów ze sprzedaży ogółem osiągniętych przez spółkę w 2010 roku wyniosła 152,0 mln zł. Przychody z usług wykonanych na rzecz GK PGNiG stanowiły 97% przychodów ze sprzedaży spółki. W 2010 roku spółka realizowała prace na terenie całego kraju związane z zagospodarowaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, obejmujące w szczególności budowę oraz remont urządzeń technologicznych kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego, a także budowę instalacji technologicznych podziemnych magazynów gazu. Do najważniejszych prac prowadzonych w 2010 roku należały kontrakty realizowane na rzecz PGNiG S.A. Zakres prac obejmował m.in.:

- zagospodarowanie złóż Wielichowo, Ruchocice i Łęki
- rozbudowę części napowierzchniowej PMG Strachocina
- budowę części napowierzchniowej PMG Bonikowo
- podłączenie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna.

Od 2005 roku BN Naftomontaż Sp. z o.o. realizuje układ z wierzycielami na podstawie postanowienia Sądu Rejonowego w Krośnie Wydział V Gospodarczy o ogłoszeniu upadłości spółki z możliwością zawarcia układu. W 2010 roku spółka z wyprzedzeniem realizowała spłatę zobowiązań wynikających z zawartego układu. Łączne spłaty rat z tego tytułu w 2010 roku wyniosły 2,2 mln zł.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	152,0	165,9
Zysk/strata netto	mln zł	25,4	7,2
Kapitał własny	mln zł	45,1	19,7
Aktywa ogółem	mln zł	75,0	101,6
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	298	293

W 2011 roku spółka będzie kontynuować realizację kontraktów obejmujących m.in. rozbudowę części napowierzchniowej PMG Strachocina, podłączenie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna oraz zagospodarowanie złoża Ryłowa-Rajsko i trzech odwiertów na złożu BMB.

ZRUG Sp. z o.o.

Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli świadczy usługi budowlano-montażowe na terenach budownictwa i kopalnictwa otworowego w zakresie kompleksowej budowy gazociągów, ciepłociągów, wodociągów oraz kanalizacji z rur stalowych, PE, żeliwnych i kamionki. Ponadto spółka zajmuje się budową kotłowni gazowych, stacji i węzłów gazowych, tłoczni gazu oraz świadczy kompleksowe usługi w zakresie prac hermetycznych na czynnych rurociągach (metoda TD Williamson).

Przychody ze sprzedaży ogółem osiągnięte przez spółkę w 2010 roku wyniosły 184,5 mln zł. Przychody z usług wykonanych na rzecz kontrahentów z Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły 91% powyższej kwoty. Największym partnerem spoza Grupy była OGP GAZ-SYSTEM S.A. Do najważniejszych usług świadczonych w 2010 roku należały kontrakty realizowane na rzecz PGNiG S.A. Zakres prac obejmował m.in.:

- budowę części napowierzchniowej PMG Bonikowo
- rozbudowę części napowierzchniowej PMG Strachocina
- rozbudowę KGZ Paproć-Cicha Góra.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	mln zł	184,5	127,7
Zysk/strata netto	mln zł	11,2	4,1
Kapitał własny	mln zł	29,1	14,9
Aktywa ogółem	mln zł	81,1	63,6
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	321	300

W 2011 roku spółka planuje realizację kontraktów z zakresu budowy gazociągów przesyłowych i rozdzielczych, zagospodarowania kopalni i odwiertów, budowy podziemnych magazynów gazu, stacji redukcji pomiarowych, tłoczni i węzłów rozdzielczych. Do najważniejszych planowanych projektów należy budowa gazociągu przesyłowego relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG oraz zagospodarowanie złoża gazu Ryłowa-Rajsko.

Konsolidacja spółek budownictwa gazowego

W celu konsolidacji spółek budownictwa gazowego, w 2010 roku Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. została przekształcona w PGNiG Technologie Sp. z o.o. W grudniu 2010 roku PGNiG S.A. wniosła do PGNiG Technologie Sp. z o.o. posiadane udziały w spółkach: BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola), BN Naftomontaż Sp. z o.o. Konsolidacja spółek branży budownictwa gazowego w jeden silny podmiot pozwoli na skuteczniejszą konkurencję na rynkach krajowym i zagranicznym.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne

W 2010 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 13,2 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, środków transportu i sprzętu komputerowego oraz rozbudowę i modernizację nieruchomości.

Rozdział X. Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów

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 2010 roku zlikwidowano 22 odwierty i 5 dołów urobkowych.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2010 roku w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień Emisji CO₂ na lata 2008-2012 (KPRU II) ogółem dla instalacji PGNiG S.A. przyznano ilość 99.982 Mg CO₂/rok. W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno.

W 2010 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów emisji CO₂ za 2010 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2009 pozostało 18.278 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji.

Emisje metanu

W 2010 roku kontynuowano prace zmierzające do opracowania ujednoczonych wskaźników emisji metanu oraz zuniifikowania 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 2010 roku zostały zakończone badania uzupełniające na nieruchomościach w Toruniu, Koźminie Wlkp., Gorzowie Wlkp., Szczecinie, Katowicach-Mysłowicach, Reszlu, Gryficach, Czersku, Zabrze ul. Pyskowska, Radkowie, Szprotawie i Wałbrzychu oraz rozpoczęto postępowania na badania uzupełniające na nieruchomościach w Kargowej, Zabrze, Łabiszynie i Międzyzlesiu. Ponadto w 2010 roku zakończono prace rekultywacyjne na nieruchomościach we Wrocławiu, Świdnicy, Jugowicach, Łądku Zdroju, Ziębicach o łącznej powierzchni około 60.000 m² oraz rozpoczęto prace na nieruchomościach w Bartoszycach, Radkowie, Pyrzycach i Koźminie Wielkopolskim o łącznej powierzchni około 24.000 m².

REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals)

W związku z wejściem w życie w 2008 roku przepisów w zakresie obowiązkowej rejestracji substancji chemicznych, oceny substancji oraz udzielania zezwoleń na wykorzystywanie substancji do produkcji i obrotu w listopadzie 2008 roku dokonano pre-rejestracji siarki w systemie REACH-IT. Natomiast w listopadzie 2010 roku została dokonana pełna rejestracja na platformie ECHA – agencji ds. substancji i preparatów chemicznych pod numerem TK948791-11.

Rozdział XI: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2009

29 kwietnia 2010 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2009 rok w wysokości 665,9 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 117,4 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 472,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,08 zł), z czego kwota 340,0 mln zł została przekazana Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w postaci podsystemów systemu przesyłowego oraz praw do nakładów poczynionych na środki trwałe w budowie związane z podsystemami systemu przesyłowego z zastrzeżeniem dopłaty pieniężnej, gdy składniki rzeczowe nie wyczerpią kwoty 340,0 mln zł
- kwotę 8,9 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 54,6 przeznaczono na nagrody dla pracowników
- kwotę 13,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału rezerwowego pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji.

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 53,6 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 27 lipca 2010 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 4 października 2010 roku.

Udzielenie absolutorium

W dniu 29 kwietnia 2010 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 2009.

Umowy o usługi przesyłowe

W dniu 29 grudnia 2010 roku PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. dwie umowy przesyłowe. Przedmiotem umów jest świadczenie usług przesyłu gazu wysokometanowego oraz gazu zaazotowanego wraz z określeniem warunków dostarczania paliwa gazowego do systemu przesyłowego i odbierania go z systemu przesyłowego. Umowy obowiązują od dnia 1 stycznia 2011 roku do dnia 31 grudnia 2014 roku. Szacunkowa łączna wartość umów w całym okresie ich obowiązywania wynosi około 6,0 mld zł.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta 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. Postępowanie 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.

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. Postanowieniem z dnia 24 listopada 2010 roku Sąd Okręgowy oddalił wniosek. Dnia 30 grudnia 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła zażalenie na postanowienie Sądu Okręgowego.

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. W dniu 21 grudnia 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku oddalający powództwo PGNiG S.A. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały o dopłatach i przekazał sprawę Sądowi Okręgowemu do ponownego rozpoznania. Sąd Okręgowy wyznaczył posiedzenie w tej sprawie na dzień 11 kwietnia 2011 roku. 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.

Sprawa z Bartimpex S.A.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku w sprawie wniosku PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK wydał decyzję uznającą działanie PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję w postaci nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej i nałożył karę pieniężną w wysokości 2 mln zł oraz obowiązek zwrotu kosztów postępowania na rzecz PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK stwierdził jednocześnie zaniechanie stosowania tych praktyk przez PGNiG S.A. z dniem 2 czerwca 2003 roku.

Dnia 31 sierpnia 2005 roku PGNiG S.A. odwołała się od powyższej decyzji. Sprawy toczyły się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 15 lipca 2009 roku Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu.

Wyrokiem z dnia 5 stycznia 2010 roku Sąd Apelacyjny uchylił decyzję Prezesa UOKiK z dnia 9 sierpnia 2005 roku, oddalił apelację PHZ Bartimpex S.A. oraz zasądził od Prezesa UOKiK na rzecz PGNiG S.A. zwrot kosztów postępowania odwoławczego, apelacyjnego i kasacyjnego.

Postępowanie przed Prezesem UOKiK

W dniu 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. Nowy Gaz Sp. z o.o. w Warszawie.

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

Rozdział XII: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2010 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2010 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 trzy kwartały 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.

Wynagrodzenie dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2009-2010 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

Wynagrodzenie audytora w zł

	2010	2009
Badanie rocznego sprawozdania finansowego	230 000	310 000
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	320 000	510 000
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	11 923	124 703

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

W 2010 roku zysk netto GK PGNiG wyniósł 2.457,2 mln zł i był o 1.220,3 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG w 2010 roku w porównaniu do danych za 2009 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 2010	31 grudnia 2009
Aktywa trwałe (długoterminowe)	27 432,9	24 657,5
Rzeczowe aktywa trwałe	25 662,2	22 888,9
Nieruchomości inwestycyjne	9,9	7,5
Wartości niematerialne	246,7	173,4
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	555,8	556,5
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	170,5	89,8
Inne aktywa finansowe	39,9	299,9
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	676,8	592,1
Pozostałe aktywa trwałe	71,1	49,4
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 883,3	6 416,9
Zapasy	1 049,6	1 258,9
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 061,2	3 680,0
Należności z tytułu podatku bieżącego	229,6	199,4
Rozliczenia międzyokresowe	78,8	55,3
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	8,8	7,5
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	77,9	18,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 373,3	1 196,3
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	4,1	1,5
Suma aktywów	34 316,2	31 074,4

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

PASYWA	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Kapitał własny	23 519,5	21 435,3
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(57,3)	(51,2)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	12 268,2	11 455,4
Zyski (straty) zatrzymane	3 655,1	2 380,5
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	23 506,1	21 424,8
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	13,4	10,5
Zobowiązania długoterminowe	4 973,3	3 740,3
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	969,9	44,1
Rezerwy	1 501,1	1 315,8
Przychody przyszłych okresów	1 089,2	1 093,3
Rezerwa na podatek odroczoney	1 392,0	1 268,4
Inne zobowiązania długoterminowe	21,1	18,7
Zobowiązania krótkoterminowe	5 823,4	5 898,8
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 291,5	2 733,4
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 229,2	1 984,1
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	104,4	260,4
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	226,0	47,4
Rezerwy	289,6	240,3
Przychody przyszłych okresów	682,7	633,2
Suma zobowiązań	10 796,7	9 639,1
Suma pasywów	34 316,2	31 074,4

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	21 281,2	19 331,5
Koszty operacyjne razem	(18 394,5)	(17 956,6)
Zużycie surowców i materiałów	(11 675,2)	(11 522,7)
Świadczenia pracownicze	(2 647,3)	(2 454,3)
Amortyzacja	(1 524,7)	(1 496,2)
Usługi obce	(3 148,8)	(2 963,6)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 043,0	900,1
Pozostałe koszty operacyjne netto	(441,5)	(419,9)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	2 886,7	1 374,9
Przychody finansowe	80,5	203,3
Koszty finansowe	(30,4)	(94,6)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(0,7)	(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	2 936,1	1 483,2
Podatek dochodowy	(478,9)	(246,3)
Zysk/Strata netto	2 457,2	1 236,9
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 453,7	1 235,2
Udziałom niekontrolującym	3,5	1,7
	2 457,2	1 236,9

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2010	2009
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 843,3	2 554,9
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 558,8)	(3 637,7)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(107,9)	858,2
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	176,6	(224,6)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 196,3	1 420,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 372,9	1 196,3

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2010	2009
EBIT w mln zł zysk operacyjny	2 886,7	1 374,9
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	4 411,4	2 871,1
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	10,4%	5,8%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	11,5%	6,4%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	7,2%	4,0%

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	2010	2009
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,2	1,1
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	1,0	0,9

Zadłużenie

	2010	2009
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	31,5%	31,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	45,9%	45,0%

* 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 1.511,8 mln zł. Umocnienie kondycji finansowej Grupy Kapitałowej spowodowane zostało przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, wzrostem wyniku na sprzedaży ropy naftowej oraz wyższym poziomem rozwiązanych odpisów aktualizujących majątek spółek gazownictwa.

Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 587,6 mln zł i był wyższy o 413,9 mln zł w relacji do 2009 roku. W relacji do 2009 roku GK PGNiG odnotowała znaczną poprawę rentowności sprzedaży ropy naftowej. W rezultacie wzrostu notowań ropy naftowej na rynkach światowych PGNiG S.A. realizowała sprzedaż tego surowca po cenach o 28% wyższych niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Ponadto w wyniku uruchomienia odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim nastąpił wzrost wielkości wydobycia gazu zaazotowanego o 7%. Wzrostowi wydobycia towarzyszył jednoczesny spadek wolumenu sprzedaży gazu zaazotowanego o 7%,

spowodowany zwiększeniem dostaw gazu do odazotowania oraz realizacją projektów związanych z przestawianiem odbiorców na gaz wysokometanowy. Istotny wpływ na poziom zysku operacyjnego w segmencie miało również znaczne zmniejszenie ujemnego stanu odpisów netto, a także spadek odpisanych w koszty nakładów na odwierty uznane za negatywne.

Obrót i magazynowanie

Wzrost wyników finansowych nastąpił przede wszystkim w segmencie obrót i magazynowanie, gdzie zysk operacyjny osiągnął poziom 815,5 mln zł i był wyższy o 702,6 mln zł od poziomu ubiegłorocznego. Poprawa wyniku operacyjnego spowodowana została znacznym wzrostem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co wpłynął spadek cen zakupu gazu z importu o 7%, przede wszystkim w efekcie spadku kursu dolara na rynku walutowym. Ponadto na obniżenie jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu w 2010 roku wpłynęły również wynegocjowane w aneksie do kontraktu jamalskiego upusty, zakładające preferencyjną cenę w stosunku do gazu odebranego powyżej ilości minimalnych.

Poprawa rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego nastąpiła pomimo spadku średniorocznych cen sprzedaży gazu o 0,5%. Spadek ten był następstwem trzykrotnych zmian wysokości stawek i opłat przewidzianych w taryfach na paliwa gazowe. W czerwcu 2009 roku Prezes URE zatwierdził taryfę, gdzie średnia cena gazu została obniżona o 8,8%, natomiast od czerwca 2010 roku średnia cena gazu wysokometanowego wzrosła o 4,8%. W wyniku gwałtownych wahań kursów na rynku walutowym w dniu 16 września 2010 roku Prezes URE zatwierdził nową taryfę, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała od 1 października 2010 roku. Zgodnie z nową taryfą średnie ceny gazu wysokometanowego wzrosły o 6,3%.

Ponadto na poziom zysku operacyjnego w segmencie obrót i magazynowanie istotnie wpłynął spadek wyniku z tytułu wyceny instrumentów pochodnych w zakresie działalności operacyjnej.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 1.491,2 mln zł i był wyższy od ubiegłorocznego poziomu o 405,3 mln zł, przede wszystkim w rezultacie wzrostu stawek i opłat za usługi sieciowe od czerwca 2010 roku oraz wzrostu rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość majątku Spółek Gazownictwa.

Wyniki operacyjne segmentów

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za 2010 rok (w mln zł)

2010	Poszukiwani e i wydobycie	Obrót i magazynowani e	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 244,8	18 701,4	126,5	208,5	-	21 281,2
Sprzedaż między segmentami	1 206,7	378,2	3 411,4	359,5	(5 355,8)	-
Przychody segmentu ogółem	3 451,5	19 079,6	3 537,9	568,0	(5 355,8)	21 281,2
Koszty segmentu	(2 863,9)	(18 264,1)	(2 046,7)	(541,4)	5 321,6	(18 394,5)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	587,6	815,5	1 491,2	26,6	(34,2)	2 886,7
Koszty finansowe netto						50,1
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(0,7)	-	-	-	(0,7)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						2 936,1
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	(478,9)
Zysk/Strata netto						2 457,2
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(2 193,2)	(505,6)	(957,9)	(13,2)	-	(3 669,9)

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za 2009 rok (w mln zł)

2009	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 866,0	17 157,6	102,6	205,3	-	19 331,5
Sprzedaż między segmentami	1 172,3	213,0	2 978,7	255,3	(4 619,3)	-
Przychody segmentu ogółem	3 038,3	17 370,6	3 081,3	460,6	(4 619,3)	19 331,5
Koszty segmentu	(2 864,6)	(17 257,7)	(1 995,4)	(439,4)	4 600,5	(17 956,6)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	173,7	112,9	1 085,9	21,2	(18,8)	1 374,9
Koszty finansowe netto						108,7
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(0,4)	-	-	-	(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 483,2
Podatek dochodowy						(246,3)
Zysk/Strata netto						1 236,9
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(1 913,4)	(779,7)	(1 127,4)	(20,3)	-	(3 840,8)

Wzrost zysku netto o 1.220,3 mln zł odzwierciedlony został w poprawie podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej Grupy. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z poziomu 5,8% do 10,4%, rentowność aktywów (ROA) z poziomu 4,0% do 7,2%, natomiast rentowność sprzedaży netto z poziomu 6,4% do 11,5%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2010 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 34.316,2 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2009 roku o 3.241,8 mln zł (10%).

Największą pozycję aktywów Grupy Kapitałowej stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2010 roku wyniósł 25.662,2 mln zł i był o 2.773,3 mln zł (12%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez GK PGNiG inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku związanego głównie z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

Istotnej zmianie uległy inne aktywa finansowe, których wartość w relacji do końca grudnia 2009 roku spadła o 260,0 mln zł (87%). Zmiana ta nastąpiła w efekcie zmniejszenia należności długoterminowych wskutek wypłaty rzeczowej dywidendy na rzecz Skarbu Państwa oraz sukcesywnych spłat rat leasingowych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku aktywa finansowe dostępne do sprzedaży wyniosły 170,5 mln zł i były wyższe od stanu na koniec 2009 roku o 80,7 mln zł. Wzrost tej pozycji spowodowany był przede wszystkim aktualizacją wartości akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie- Mościcach.

Aktywa obrotowe Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2010 roku kształtowały się na poziomie 6.883,3 mln zł, co oznacza wzrost w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku o 466,4 mln zł (7%).

Najistotniejszy wpływ na zmianę wartości aktywów obrotowych miał wzrost o 381,2 mln zł (10%) należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności, który nastąpił w rezultacie rekordowo wysokiej sprzedaży gazu ziemnego w 2010 roku.

W omawianym okresie wartość stanu zapasów spadła o 209,3 mln zł (17%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Spadek wyceny zapasów spowodowany został przede wszystkim spadkiem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu oraz poborem gazu z magazynów w celu zaspokojenia zwiększonego zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.373,3 mln zł i był wyższy o 177,0 mln zł (15%) od stanu na koniec 2009 roku, przede wszystkim w rezultacie wyższych wpływów z bieżącej działalności operacyjnej oraz zwiększenia wielkości i struktury finansowania zewnętrznego, które spowodowane zostało przede wszystkim zawarciem w sierpniu 2010 roku przez spółkę PGNiG Norway AS umowy kredytowej z siedmioma bankami w wysokości 400 mln USD na okres 7 lat oraz całkowitą spłatą przez PGNIG S.A. dotychczasowego zadłużenia w ramach wielowalutowego kredytu konsorcjalnego oraz uruchomienia w lipcu 2010 roku programu emisji obligacji.

Poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźniki charakteryzujące płynność przedsiębiorstwa wskazują na poprawę działalności Grupy Kapitałowej w tym obszarze. Wskaźnik bieżącej płynności wzrósł z poziomu 1,1 do 1,2, natomiast wskaźnik szybkiej bieżącej płynności wzrósł z poziomu 0,9 do 1,0.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2009 roku wzrosła o 2.084,2 mln zł (10%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (2.457,2 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (472 mln zł).

W relacji do stanu na koniec grudnia 2009 roku Grupa Kapitałowa odnotowała istotny wzrost zobowiązań długoterminowych o 1.233,0 mln zł. Wzrost ten spowodowany został wzrostem wartości otrzymanych kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 925,8 mln zł w efekcie zawarcia umowy kredytowej przez PGNiG Norway AS oraz wzrostem rezerw długoterminowych o 185,3 mln zł (14%) w wyniku aktualizacji wartości rezerw na likwidację majątku wydobywczego.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku poziom zobowiązań krótkoterminowych kształtował się na poziomie 5.823,4 mln zł i był niższy o 75,4 mln zł od stanu na 31 grudnia 2009 roku. Na poziom zobowiązań krótkoterminowych wpłynął przede wszystkim spadek wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 754,9 mln zł (38%) w efekcie spłaty kredytu konsorcjalnego i uruchomienia programu emisji obligacji oraz wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań o 558,1 mln zł (20%).

Wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów nie uległy istotnym zmianom. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 45,0% do 45,9% na koniec 2010 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 31,0% do 31,5%.

Istotne pozycje pozabilansowe

Na dzień 31 grudnia 2010 roku najistotniejszą pozycję pozabilansową Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły zobowiązanie warunkowe, których wartość wynosiła 3.639,4 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. (2.485,3 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań POGC-Libya B.V. wobec National Oil Corporation, Libia, udzielona przez PGNiG S.A. (320,1 mln zł)
- weksle wystawione przez PGNiG S.A., zabezpieczające należyte wykonanie zobowiązań Spółki wobec Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie, powstałych z tytułu zawartych umów o dofinansowanie projektów budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu: PMG Wierzchowice, KPMG Kosakowo, KPMG Mogilno oraz PMG Strachocina; powyższe projekty dofinansowane są z funduszy unijnych w ramach „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013” (673,5 mln zł).

Wykorzystanie wpływów z emisji akcji

PGNiG S.A. w wyniku Oferty Publicznej w 2005 roku uzyskała wpływy w wysokości 2.682,0 mln zł. Po odliczeniu kwoty 41,9 mln zł, stanowiącej koszty emisji akcji, wpływy netto wyniosły 2.640,1 mln zł. Łączne wydatki środków pozyskanych w drodze publicznej emisji akcji na koniec 2010 roku wyniosły 2.304,6 mln zł, co stanowi 87% łącznej kwoty wpływów. W 2010 roku wykorzystano 21 mln zł. Do najistotniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych ze środków z emisji w 2010 roku należały modernizacja i rozbudowa sieci dystrybucyjnej realizowana przez Spółki Gazownictwa oraz wniesienie przez PGNiG S.A. wkładu na zwiększenie kapitału zakładowego do spółki zależnej PGNiG Energia S.A.

Wykorzystanie środków pozyskanych z publicznej emisji akcji w poszczególnych obszarach działalności na dzień 31 grudnia 2010 roku było następujące:

- działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania – 1.078,5 mln zł
- działalność w zakresie obrotu, magazynowania i przesyłu – 627,0 mln zł
- działalność w zakresie dystrybucji – 466,1 mln zł
- działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej – 1,0 mln zł
- spłata zadłużenia (5% środków pozyskanych z emisji) – 132 mln zł.

Zadeklarowany w Prospekcie Emisyjnym pułap wydatków na działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania został wykorzystany do końca 2007 roku. W 2009 roku PGNiG S.A. w pełni wykorzystywała limit wydatków na działalność w zakresie obrotu, magazynowania i przesyłu. Stan środków pozostałych do wykorzystania wynosi 335,5 mln zł.

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

Niski poziom dźwigni finansowej, korzystna ocena ryzyka kredytowego PGNiG S.A., potwierdzona przez agencje ratingowe oraz poprawiająca się sytuacja na rynkach finansowych umożliwiają realizowanie założonych planów inwestycyjnych. Finansowanie zewnętrzne opierać się będzie w głównej mierze na programach emisji papierów dłużnych.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2010 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

W 2010 roku GK PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

Opis głównych inwestycji i lokat kapitałowych w ramach GK PGNiG

Do głównych inwestycji kapitałowych dokonanych w 2010 roku ramach Grupy Kapitałowej PGNiG należały:

- długoterminowa pożyczka udzielona PGNiG Norway AS przez PGNiG S.A w wysokości 4.400 mln NOK; powyższa pożyczka została udzielona głównie w celu sfinansowania zakupu udziałów w koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i nakładów inwestycyjnych na projekty Skarv i Gro oraz refinansowania pożyczki z dnia 16 października 2007 roku, udzielonej przez PGNiG S.A.
- krótkoterminowa pożyczka udzielona PGNiG Norway AS przez PGNiG S.A. w wysokości 786,0 mln NOK w celu finansowania nakładów inwestycyjnych na projekt Skarv
- podwyższenie kapitału POGC-Libya B.V. w wysokości 18 mln EUR z przeznaczeniem na bieżącą działalność spółki
- emisja obligacji krótkoterminowych, skierowana do spółek GK PGNiG; na dzień 31 grudnia 2010 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 120 mln zł.

2. Zarządzanie finansowe

GK PGNiG dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Jednakże w celu zwiększenia bezpieczeństwa PGNiG S.A. posiada rezerwę w postaci umów kredytów w rachunkach bieżących (łącznie 280 mln zł), a także obowiązującej do dnia 27 lipca 2010 roku umowy kredytowej konsorcjalnej, w ramach której dostępna była odnawialna wielowalutowa linia w wysokości 600 mln EUR. 10 czerwca 2010 roku PGNiG S.A. podpisała obowiązującą do 31 lipca 2013 roku umowę z sześcioma bankami (Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie SA, Societe Generale SA, BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce), w sprawie Programu emisji obligacji do kwoty 3,0 mld zł. W ramach Programu PGNiG S.A. może emitować obligacje dyskontowe oraz kuponowe, z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku. Pierwsza emisja obligacji nastąpiła 26 lipca 2010 roku i przeznaczona była na spłatę wielowalutowego kredytu odnawialnego w wysokości 600 mln EUR, zawartego przez Spółkę 27 lipca 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2010 roku zadłużenie z tytułu Programu wyniosło 1,1 mld złotych.

Ponadto w dniu 17 września 2010 roku PGNiG S.A. zawarła umowę zlecenia z trzema bankami (Societe Generale SA, BNP Paribas SA, UniCredit Bank AG), w sprawie organizacji programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR oraz na pierwszą ich emisję. Pierwsza emisja euroobligacji przewidywana jest w pierwszym półroczu 2011 roku. Środki uzyskane z emisji zostaną przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego Spółki oraz na bieżącą działalność.

W celu optymalizacji procesu zarządzania środkami pieniężnymi w Grupie Kapitałowej, PGNiG S.A. w dniu 1 grudnia 2010 roku zawarła z Bankiem Handlowym w Warszawie SA umowę Programu emisji obligacji krótkoterminowych na łączną kwotę 397,3 mln zł. Powyższa umowa obowiązuje do dnia 30 listopada 2013 roku. Program emisji optymalizuje proces zarządzania płynnością w ramach Grupy Kapitałowej, ponieważ umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami wykazującymi nadpłynność finansową i finansującymi się na rynku. Pierwsza emisja obligacji została przeprowadzona 22 grudnia 2010 roku. Na dzień 31 grudnia 2010 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji obligacji wyniosło 120 mln zł.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2010 roku Grupa Kapitałowa PGNiG wolne środki pieniężne inwestowała w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym, tj. papiery dłużne Skarbu Państwa i lokaty w formie depozytów bankowych. Około 14% wolumenu transakcji stanowiły inwestycje w dłużne papiery Skarbu Państwa.

Inwestycje finansowe w 2010 roku miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nie przekraczającym 1 miesiąca. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze Spółki polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

2.2. Umowy kredytów i pożyczek

W 2010 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zawarła umowy kredytów na łączną kwotę 433,8 mln zł, 5 mln CZK i 410,6 mln USD. Najistotniejszą umową była umowa kredytu w wysokości 400 mln USD zawarta 31 sierpnia 2010 roku przez spółkę PGNiG Norway AS z siedmioma bankami: Credit Agricole CIB (Francja), BNP Paribas (Francja), Societe Generale (Francja), Natixis (Francja), The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ (Wielka Brytania), UniCredit Bank AG (Niemcy) oraz KBC Bank NV (Irlandia). Powyższa umowa kredytu ma charakter odnawialny i została udzielona na okres 7 lat. Agentem kredytu i zabezpieczenia jest Credit Agricole CIB, a bankami technicznymi są BNP Paribas i Societe Generale. Umowa kredytu została zawarta w celu finansowania nakładów inwestycyjnych ponoszonych w ramach projektu zagospodarowania złoża Skarv. Podstawowym zabezpieczeniem kredytu stanowi złoża Skarv, w którym PGNiG Norway posiada 12 % udziałów. Pozostałe umowy kredytów zostały zawarte głównie w celu finansowania bieżącej działalności operacyjnej.

W poniższej tabeli zostały zaprezentowane szczegółowe dane odnoszące się do najistotniejszych umów kredytów zawartych przez GK PGNiG w 2010 roku.

Najistotniejsze umowy kredytów zawarte przez GK PGNiG

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Konsorcjum banków	400,0	USD	LIBOR+marża	inwestycyjny	31.08.2017
Bank Handlowy w Warszawie SA	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,45%	obrotowy	30.12.2011
Bank Pekao S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,80%	obrotowy	31.07.2011
PKO BP S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1M+1,15%	obrotowy	13.07.2011
BRE Bank S.A.	40,0	PLN	WIBOR ON+0,85%	obrotowy	09.09.2011
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	31.08.2011
ING Bank Śląski S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,70%	obrotowy	06.12.2011
Bank Millennium S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,50%	obrotowy	18.12.2011
Bank Pekao S.A.	25,0	PLN	WIBOR 1M+0,90%	obrotowy	31.12.2011
BGK	25,0	PLN	WIBOR 1M+1,33%	obrotowy	30.05.2011

W 2010 roku GK PGNiG nie wypowiedała umów kredytowych. GK PGNiG również nie udzielała i nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedała umów pożyczek.

2.3. Gwarancje i poręczenia

W 2010 roku GK PGNiG udzieliła 43 gwarancji i poręczeń na łączną kwotę 39,6 mln zł. Udzielone gwarancje i poręczenia związane były z bieżącą działalnością GK PGNiG i stanowiły przede wszystkim zabezpieczenie z tytułu należytego wykonania umowy.

W 2010 roku GK PGNiG otrzymała gwarancje i poręczenia na łączną kwotę 73,4 mln zł, z czego 81% stanowiło 30 gwarancji i poręczeń w wysokości powyżej 500 tys zł. Otrzymane gwarancje i poręczenia związane były z bieżącą działalnością operacyjną GK PGNiG i stanowiły głównie zabezpieczenie kontraktów sprzedaży gazu.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w GK 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 2010 roku GK PGNiG 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 Spółki.

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

W 2010 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 złożenie dwóch opcji towarowych)
- transakcje typu swap towarowy rozliczany do średniej ceny towaru obowiązującej w okresie transakcji.

W celu ograniczenia ryzyka kursowego Grupa Kapitałowa w 2010 roku stosowała poniższe instrumenty finansowe:

- transakcje forward
- transakcje zakupu opcji walutowej call
- struktury opcyjne (stanowiących najczęściej złożenie dwóch opcji walutowych).

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

Od 1 kwietnia 2009 roku Spółka stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji zabezpieczających płatności za gaz, natomiast od maja 2010 roku 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 2010 roku GK PGNiG ograniczała ryzyko kredytowe poprzez zawieranie ramowych umów z kontrahentami (wyraźnie

określając prawa i obowiązki stron) oraz dywersyfikację kontrahentów. Ponadto Grupa przy wyborze partnerów finansowych, którym powierzała część swoich aktywów, kierowała się ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe oraz ich udziałem w rynku.

Ryzyko zakłóceń przepływów pieniężnych

Działania GK PGNiG zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych związanych z bieżącą działalnością Grupy obejmowały dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej, bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków, pozyskanie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Grupy Kapitałowej, konsolidację rachunków bankowych oraz zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących.

Ryzyko utraty płynności

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej PGNiG S.A. w 2010 roku zawarła umowę Programu emisji obligacji do kwoty 3 mld zł, a także umowy kredytów w rachunkach bieżących. 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

Kluczowe znaczenie na poziom wyników finansowych GK PGNiG będą miały notowania ropy naftowej na rynkach międzynarodowych, sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe.

Notowania cen ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej Spółki. Stabilna sytuacja na rynku paliwowym, jaka miała miejsce w 2010 roku, została istotnie zachwiana falą społecznych protestów w Afryce Północnej. Z powodu konfliktu w Libii ceny ropy naftowej na światowych rynkach wzrosły do poziomów najwyższych od 2 lat. Gwałtowne wzrosty notowań ropy przełożą się na wzrost cen importowanego gazu w kolejnych okresach.

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W 2010 roku rynek walutowy charakteryzował się dużą niestabilnością i nieprzewidywalnością. Umocnienie się kursu dolara powoduje wzrost kosztów zakupu gazu wysokometanowego z importu. W związku z tym, że Spółka nie jest w stanie amortyzować gwałtownych wahań kursu USD natychmiastowym wzrostem cen sprzedaży gazu, ponosiła straty na działalności handlowej. Wahania kursów walutowych będą istotnie wpływać na sytuację finansową GK PGNiG.

W dniu 16 grudnia 2010 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził nową taryfę na paliwa gazowe, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od 1 stycznia do 31 marca 2011 roku. Zgodnie z nową taryfą ceny gazu zostały obniżone średnio o 3,2%. Decyzja o zmianie taryfy miała związek z wynegocjowanym od OOO „Gazprom eksport” rabatem na dostawy gazu ziemnego. W dniu 11 lutego 2011 roku Spółka wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o podwyżkę cen paliwa gazowego. Postulowany wzrost cen sprzedaży gazu ziemnego podyktowany jest wzrostem notowań ropy naftowej na rynku światowym, z którymi powiązana jest cena gazu z importu oraz wzrostem kursu dolara na rynku walutowym. Poziom przyszłych marż realizowanych na obrocie gazem ziemnym zasadniczo zależeć będzie od decyzji Prezesa URE.

Zewnętrzne finansowanie działalności Spółki w perspektywie 2011 roku będzie oparte o zawartą 10 czerwca 2010 roku umowę z sześcioma bankami w sprawie Programu emisji obligacji do kwoty 3,0 mld zł. Umowa ta będzie obowiązywała do dnia 31 lipca 2013 roku. W ramach Programu PGNiG

S.A. może emitować obligacje dyskontowe oraz kuponowe, z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku. Ponadto w dniu 17 września 2010 roku PGNiG S.A. zawarła umowę zlecenia z trzema bankami w sprawie organizacji programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR. Pierwsza emisja euroobligacji przewidywana jest w pierwszym półroczu 2011 roku.

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

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Marek Karabuła

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szałuba
