



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
SPÓŁKI PGNiG S.A. ZA ROK 2010**

Warszawa, 3 marca 2011

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	4
1. Powstanie Spółki	4
2. Przedmiot działalności.....	4
3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.....	5
4. Powiązania kapitałowe	7
5. Zmiany zaangażowania kapitałowego.....	8
6. Zatrudnienie.....	10
7. Sprzedaż i pozyskanie gazu	11
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd	12
2. Rada Nadzorcza	13
Rozdział III: Akcjonariat.....	15
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	18
1. Prawo energetyczne.....	18
1.1. Koncesje.....	18
1.2. Polityka taryfowa.....	19
1.3. Zmiany w taryfach	19
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	23
3. Prawo geologiczne i górnicze.....	23
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego	24
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie.....	26
1. Poszukiwanie	26
2. Wydobywanie.....	29
3. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie	31
4. Planowane działania	33
5. Ryzyka poszukiwania i wydobywania	34

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	37
1. Zakupy.....	37
2. Sprzedaż.....	38
3. Magazynowanie.....	40
4. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie.....	41
5. Planowane działania	42
6. Ryzyka obrotu i magazynowania	42
Rozdział VII. Pozostała działalność.....	43
Rozdział VIII. Ochrona środowiska.....	44
Rozdział IX: Pozostałe informacje.....	45
Rozdział X: Sytuacja finansowa	48
1. Wyniki finansowe w 2010 roku.....	48
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	48
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	52
2. Zarządzanie finansowe	57
2.1. Inwestycje krótkoterminowe.....	57
2.2. Umowy kredytów i pożyczek	58
2.3. Gwarancje i poręczenia.....	59
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	59
3. Przewidywana sytuacja finansowa	60

Załącznik:

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

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

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

Podpisanie przez Ministra Skarbu aktu przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną stanowiło wykonanie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie 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. Od dnia rejestracji Spółka nabyła osobowość prawną. Dnia 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

W wyniku realizacji zobowiązań przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” w dniu 24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego.

W dniu 6 października 2005 roku postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG S.A. W wyniku podwyższenia kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji, w tym:

- akcje na okaziciela serii „A” w liczbie 4.250.000.000 o łącznej wartości nominalnej 4.250 mln złotych
- akcje na okaziciela serii „A1” w liczbie 750.000.000 o łącznej wartości nominalnej 750 mln złotych
- akcje na okaziciela serii „B” w liczbie 900.000.000 o łącznej wartości nominalnej 900 mln złotych.

Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od dnia 20 października 2005 roku.

2. Przedmiot działalności

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

Zgodnie ze statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest:

- poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz kopaliny surowców siarkowych

- wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej
- wytwarzanie i dystrybucja paliw gazowych
- sprzedaż hurtowa i detaliczna paliw
- wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno-inżynierskich
- działalność geologiczno-poszukiwawcza oraz geodezyjna i kartograficzna
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- wynajem, zarządzanie oraz kupno i sprzedaż nieruchomości
- leasing składników majątkowych Spółki służących przesyłowi energii i gazu
- dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym.

Zgodnie ze statutem Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw
- bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych
- równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej
- działalności wydobywczej gazu.

3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 31 grudnia 2010 roku wchodziły Centrala Spółki i 15 oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnych magazynów gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnego magazynu gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. - cd.

Oddział	Przedmiot działalności
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Egipcie
Oddział w Danii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Danii
Oddział w Algierii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Algierii
Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu	Kompleksowa obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrzu	
Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie	
Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie	
Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku	
Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu	
Oddział Operator Systemu Magazynowania w Warszawie	
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego

Na dzień 31 grudnia 2010 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

1 stycznia 2011 roku w strukturach PGNiG S.A. został utworzony Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, który powstał na podstawie zakupionej od Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. zorganizowanej części przedsiębiorstwa w postaci Ratowniczej Stacji Górnictwa Otworowego. Oddział prowadził będzie działania z zakresu ratownictwa górniczego oraz prace profilaktyczne mające na celu zapobieganie bezpośredniemu zagrożeniu bezpieczeństwa pracowników lub ruchu zakładów górniczych oraz bezpieczeństwa powszechnego.

Zmiany w zasadach zarządzania

W 2010 roku nie nastąpiły istotne zmiany w zasadach zarządzania Spółką.

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 skuteczniej konkurującego na rynkach krajowym i zagranicznym, a także usprawni zarządzanie tym sektorem działalności GK PGNiG.

4. Powiązania kapitałowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku PGNiG S.A. posiadała 38 podmiotów powiązanych, w tym:

- 25 spółek zależnych
- 13 pozostałych spółek powiązanych.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne				
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%
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%

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. – cd.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Pozostałe spółki powiązane				
26	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
27	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
28	InterTransGas GmbH (EUR) ¹⁾	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
29	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
30	Przedsiębiorstwo Inwestycyjne „GAZOTECH” Sp. z o.o.	1 203 800,00	65 000,00	69,44%	46,30%
31	Sahara Petroleum Technology Ilc w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
32	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
33	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
34	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
35	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
36	„ZRUG TORUŃ” S.A.	5 150 000,00	1 300 000,00	25,24%	25,24%
37	„TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%	21,32%
38	H.S. „Szczakowa” S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%	33,30%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

5. Zmiany zaangażowania kapitałowego

W 2010 roku miały miejsce następujące zmiany:

- 11 stycznia 2010 roku zarejestrowano w KRS spółkę PGNiG Energia S.A.
- 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 konkurencyjności i pozyskiwania nowych zleceń na rynkach krajowym i międzynarodowym
- 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
- 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
- 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 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
- 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.

Zmiany po zakończeniu roku obrotowego

- 9 lutego 2011 roku „TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS.
- 10 lutego 2011 roku POGC Trading GmbH została wpisana do Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Monachium.
- 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

Wartość nominalnego zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2010 roku wyniosła 43,7 mln zł. W ciągu roku obrotowego PGNiG S.A. nie dokonywała inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

6. 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	4 375	4 300
Obrót i magazynowanie	3 701	3 730
Pozostała działalność	39	37
Razem	8 955	8 900

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.

7. Sprzedaż i pozyskanie gazu

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 20,4 mld zł, z czego 95% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2010	2009
Gaz ziemny, w tym:	19 300,7	17 655,0
- gaz ziemny wysokometanowy	18 109,6	16 371,0
- gaz ziemny zaazotowany	1 191,1	1 284,0
Ropa naftowa	838,6	661,6
Kondensat	3,2	2,7
Hel	44,1	37,1
Mieszanina propan-butan	50,5	37,2
Usługi magazynowania gazu	31,7	23,5
Usługi geofizyczno-geologiczne	27,2	26,9
Pozostała sprzedaż	119,5	134,3
Razem	20 415,5	18 578,3

W 2010 roku PGNiG S.A. sprzedała 14,4 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	13 743,0	12 644,0
Poszukiwanie i wydobywanie	673,8	640,0
Razem	14 416,8	13 284,0

W 2010 roku PGNiG S.A. 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 II: 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 dochronienie 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 Jednostkowym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2010 roku (nota 36.4.).

Rozdział III: 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 Szałuba	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.

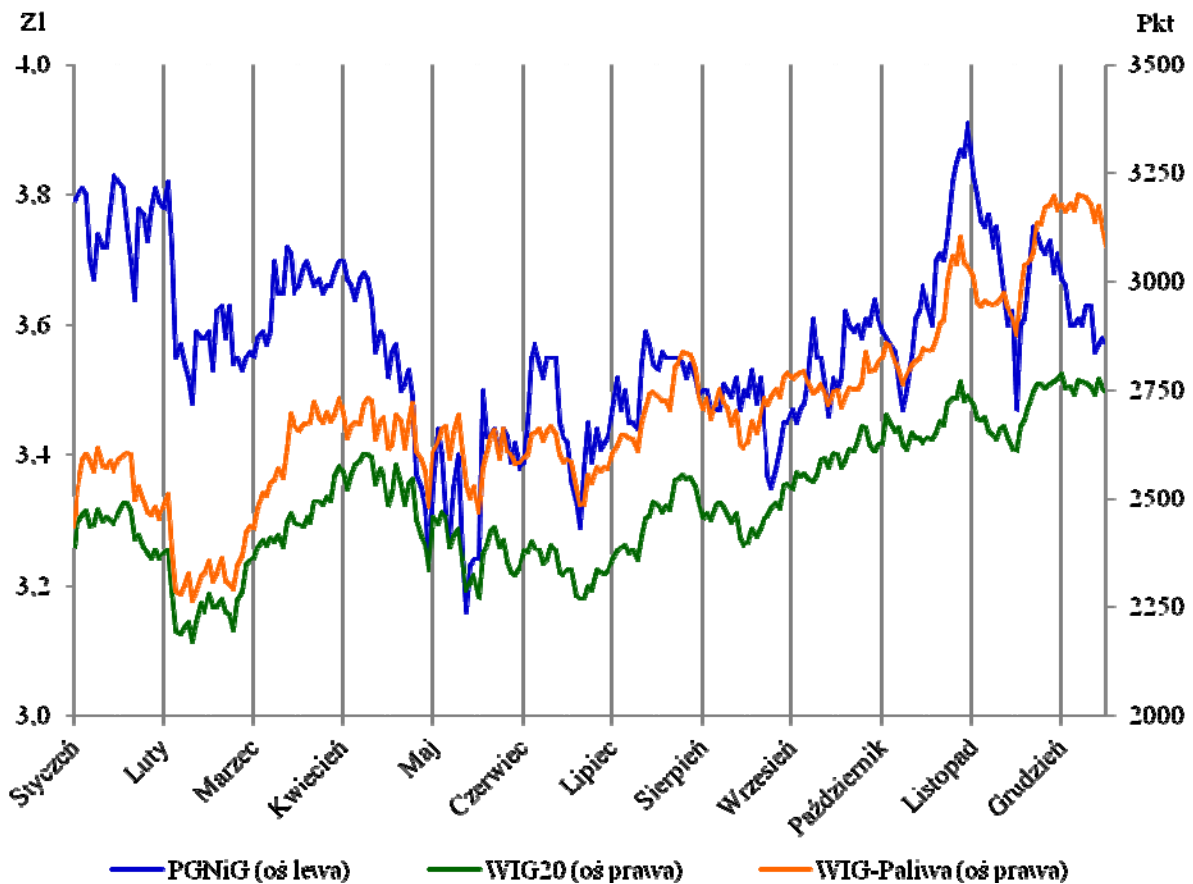
Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 23 września 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2010 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych:

- 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 IV: Otoczenie regulacyjne

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

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 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 PGNiG S.A. w zakresie obrotu paliwami gazowymi 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 PGNiG S.A. jest uzależnienie przychodów od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone uzasadnione koszty działalności gospodarczej wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału oraz uzasadnioną marżą. Poziom cen sprzedaży gazu oraz stawek opłat jest bezpośrednio związany ze stosowaną metodologią kształtowania taryf.

Metodologia kształtowania taryf 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

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.

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 działalnością 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 Spółka 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 Spółki 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. Zanizanie 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 przedłużył 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 następowало 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 V: Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Ponadto segment na swoje potrzeby wykorzystuje pojemności magazynów gazu: PMG Brzeźnica, PMG Daszewo, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Bonikowo.

1. Poszukiwanie

W 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, na Niziu Polskim i na Lubelszczyźnie, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. prace prowadzone były w 25 otworach: 17 poszukiwawczych (z czego w 1 otworze wiercenie zakończono w 2009 roku, a w 2010 wykonano próby złożowe) i 8 rozpoznawczych. W kraju PGNiG S.A. wykonała 49.543 m wierceń. Za granicą prac wiertniczych PGNiG S.A. nie wykonywała.

Spośród 14 odwiertów o znanych wynikach złożowych (9 poszukiwawczych i 5 rozpoznawczych) 9 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, z tego: 6 gazowych, 1 ropny i 2 gazowo-ropne; pozostałych 5 odwiertów było negatywnych. Odwierty gazowe i gazowo-ropne zlokalizowane są na Przedgórzu Karpat i na Niziu Polskim, natomiast otwór ropny znajduje się na Niziu Polskim.

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 Niziu Polskim prowadzone były prace geofizyczne, w ramach których wykonano 1.759 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 595 km². Za granicą (w Danii i Pakistanie) wykonano 104 km prac sejsmicznych 2D oraz 279 km² sejsmiki 3D.

Na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w 2010 roku poniesiono nakłady w wysokości 1.059,4 mln zł.

Stan zasobów wydobywalnych 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. prowadziła współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A.:

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy – 49%

- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy – 24,5%, Calenergy – 24,5%
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy – 49%

oraz na obszarach koncesyjnych FX Energy Poland Sp. z o.o.:

- „Blok 255” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku; udziały wynoszą: FX Energy (operator) – 81,82%, PGNiG S.A. – 18,18%
- „Ostrowiec” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku, obejmujący obszar bloków koncesyjnych 163 i 164; udziały wynoszą: FX Energy (operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%.

Na obszarze „Płotki” W 2010 roku zakończono eksploatację złoża Klęka. Łączne wydobycie gazu ziemnego ze złoża Klęka wyniosło ok. 76 mln m³. Na obszarze „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złóż gazu Zaniemyśl oraz Roszków.

Na obszarze „Poznań” zakończono reprocessing i interpretację zdjęcia 3D Żerków-Pleszew. W 2010 rozpoczęto eksploatację złoża gazu ziemnego Środa Wielkopolska (otwór Środa Wielkopolska-4). Ponadto w 2010 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Lisewo-1k, w wyniku którego na początku 2011 roku odkryto nowe złożo gazu ziemnego. Wykonano również projekt wiercenia otworu poszukiwawczego Pławce-2, którego realizacja jest przewidziana w 2011 roku. W roku 2011 planuje się też m.in. rozpoczęcie eksploatacji ze złóż Kromolice i Kromolice S, wykonanie II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D Żerków-Pleszew, prace testowe w otworze Lisewo-1k i odwiercenie otworu poszukiwawczego Pławce-2 o głębokości ok. 4.000 m.

Pomimo zakończenia eksploatacji złoża Wilga („Blok 255”) oraz braku przyływu węglowodorów w otworze Ostrowiec-1 w 2010 roku prowadzone były analizy materiałów w celu określenia możliwości prowadzenia dalszych prac poszukiwawczych na tych obszarach.

PGNiG S.A. współpracowała z firmami Eurogas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o. na obszarze „Bieszczady” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku. Udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%. W 2010 zakończono processing i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D Kostarowce-Zahutyń w rejonie Karpat oraz rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Niebieszczany-1. W roku 2011 planowane jest wykonanie ok. 340 km sejsmiki 2D, zakończenie wiercenia otworu Niebieszczany-1 oraz rozpoczęcie wiercenia poszukiwawczego Puławy Górne-1 do głębokości ok. 5.000 m.

W 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła współpracę z firmą Orlen Upstream Sp. z o.o. na obszarze „Sieraków” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku. Udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%. W 2010 roku na obszarze „Sieraków” zakończono prace rekonstrukcyjne oraz test złożowy w otworze Sieraków-4. Na początku roku 2011 rozpoczęto wiercenie otworu Sieraków-5. Ponadto w 2011 roku planowane jest odwiercenie otworu Sieraków-3.

Na obszarze Karpat w 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła współpracę z firmami: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. i Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.. Wspólne przedsięwzięcia realizowano na podstawie poniższych umów:

- Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku, obejmującej obszar „Karpaty Zachodnie”; udziały wynoszą: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 60%, PGNiG S.A. – 40%

- Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku, obejmującej obszar „Karpaty Wschodnie”; udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%

W ramach współpracy wykonano prace reprocessingowe ponad 3.000 km profili 2D oraz analizę otworowych pomiarów geofizycznych ze 113 starych otworów wiertniczych. W roku 2011 planuje się na obu obszarach wykonanie ok. 1.000 km prac reprocessingowych sejsmiki 2D i ok. 250 km prac polowych sejsmiki 2D.

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 wynoszą: PGNiG S.A. – 50%, FX Energy – 50%. Operatorem jest FX Energy Poland Sp. z o.o. W roku 2011 planowane jest wiercenie głębokiego otworu Kutno.

W 2010 roku Minister Środowiska wyraził zgodę na podzielenie praw użytkowania górniczego pomiędzy strony umów o wspólnych operacjach w stosunku do ich udziałów w umowach dla następujących obszarów:

- „Budzów”, „Bielsko-Biała”, „Bestwina” oraz „Cieszyn” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k.
- „Mszana Dolna” i „Jordanów” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.
- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z firmami FX Energy Poland Sp. z o.o. i "Calenergy Resources Poland" Sp. z o.o.
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o.

Podzielenie prawa użytkowania górniczego pomiędzy strony umowy o wspólnych operacjach w stosunku do ich udziałów we wspólnym przedsięwzięciu precyzuje sposób rozliczenia wydobytych węglowodorów. Ponadto możliwość podziału użytkowania górniczego ułatwia negocjacje z potencjalnymi partnerami w obszarze poszukiwania i wydobycia węglowodorów.

Prace poszukiwawcze za granicą

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.

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.

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. Wydobywanie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 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 wydobywania był nieznacznie niższy od prognozowanego (4,3 mld m³). Wydobywanie ropy naftowej wyniosło 487,8 tys. ton. Niższy od prognozowanego poziom wydobywania spowodowany był warunkami geologiczno-złożowymi oraz ograniczeniem odbioru gazu przez EC Gorzów (odbiorcą gazu uzyskanego w wyniku odgazowania ropy naftowej z kopalni Dębno). Wielkość wydobywania PGNiG S.A. w 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobywania

		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 wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W celu uzyskania przyrostu wydobywania węglowodorów wykonano 2.499 m wierceń eksploatacyjnych, w ramach których zakończono wiercenie 3 otworów:

Rudka-16, Wola Różaniecka-17 i Buszewo-6k oraz rozpoczęto wiercenie kolejnego otworu eksploatacyjnego.

Dla utrzymania poziomu wydobycia węglowodorów lub ograniczenia jego naturalnego spadku przeprowadzono łącznie remonty 35 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację, z czego 4 odwierty przeznaczono do zatłaczania wód złożowych, a 5 zlikwidowano ze względu na stan techniczny lub brak przemysłowego dopływu gazu po remoncie.

Ponadto w 2010 roku wykonano łącznie 49 obróbek odwiertów i zabiegów intensyfikacyjnych, których celem było utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności strefy w odwiertach do zatłaczania wód złożowych. Do ważniejszych prac intensyfikacyjnych należały szczelinowania i kwasowania, natomiast obróbki polegały głównie na udroźnieniu rur wydobywczych poprzez wyrobienie zasypu, usunięcie osadów parafinowych, oczyszczeniu oraz wywołaniu odwiertów przy użyciu CT (coiled tubing) i jednostki azotowej.

W celu podniesienia ciśnienia gazu oddawanego do systemu zainstalowano 4 sprężarki złożowe: 2 na złożu Jodłówka i 2 na złożu Sarzyna.

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	832,2	1 338,3
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 niemieckiej rafinerii,

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 wydobycia wykorzystuje pojemności czynne podziemnych magazynów gazu wysokometanowego Brzeźnica, Strachocina i Swarzów oraz magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia 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 wydobycia 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 wydobycia przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie 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. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie

W 2010 roku w segmencie poszukiwanie i wydobywanie PGNiG S.A. poniosła nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 1.233,9 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 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 Przyłek-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 napowierzchniowej 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

PGNiG S.A. 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 wydobycie na poziomie 4,3 mld m³ gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³.

W 2011 roku przewiduje się podłączenie do eksploatacji odwiertów o łącznej zdolności wydobywczej około 3 tys. m³/h gazu ziemnego wysokometanowego (na terenie działania Oddziału w Sanoku) oraz włączenie do eksploatacji złóż: Elźbieciny, Jabłonna i Paproć o łącznej zdolności wydobywczej ok. 46,5 tys. m³/h gazu ziemnego zaazotowanego (na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze). W ramach współpracy ze spółką FX Energy Poland Sp. z o.o. zostaną włączone do eksploatacji złoża: Kromolice i Kromolice S o łącznej zdolności wydobywczej 11,4 tys. m³/h gazu ziemnego zaazotowanego.

Wydobycie ropy naftowej

W 2011 roku planuje się wydobycie ok. 480 tys. ton ropy naftowej. 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. Znaczący przyrost wydobycia ropy naftowej do poziomu ok. 0,9 mln ton rocznie nastąpi w 2013 roku po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złóż Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG).

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 wahania 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 niepokojów społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność Spółki może być ograniczona, zawieszona lub wstrzymana.

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

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

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

9%, tj. 1.099 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. 371,5 mln m³. Ponadto zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpiło wśród 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 PGNiG S.A. w 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

		Jednostka	2010	2009
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	13 743,0	12 644,0
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	13 221,9	12 001,5
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	521,1	642,5
2	Propan-butan	tys. t.	2,1	2,1

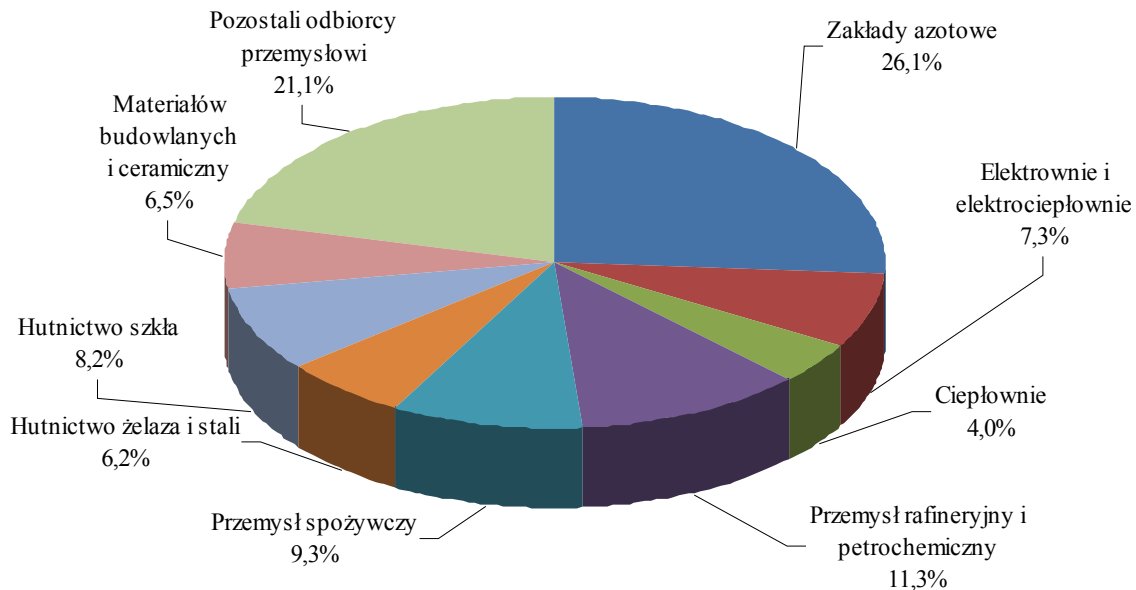
* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

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 (57%). 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	7 811,3	56,8%	7 313,3	57,8%
Handel, usługi	1 574,3	11,5%	1 425,1	11,3%
Odbiorcy domowi	4 095,8	29,8%	3 724,3	29,5%
Odbiorcy hurtowi	217,7	1,6%	142,4	1,1%
Eksport	43,9	0,3%	38,9	0,3%
Razem	13 743,0	100,0%	12 644,0	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. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne poniesione zostały w wysokości 553,0 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.

5. 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.

6. 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 VII. Pozostała działalność

Jednostką organizacyjną PGNiG S.A. zakwalifikowaną do segmentu pozostała działalność jest Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, który zajmuje się świadczeniem usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego, a w szczególności kalibracją urządzeń pomiarowych, legalizacją gazomierzy i przeliczników do gazu, badaniem jakości gazu ziemnego, badaniem nowych urządzeń gazowniczych oraz nadzorem pomiarowo-analitycznym nad urządzeniami i analizatorami procesowymi ulokowanymi w sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynach gazów. Oddział świadczy również usługi w zakresie doradztwa, opiniowania i ekspertyz.

W 2010 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał-Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (45 obiektów)
- weryfikację systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂ dużych emitentów przemysłowych
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych, obiektach kopalnianych i magazynach
- walidację i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych
- badania pracy gazomierzy turbinowych i rotorowych w niestandardowych warunkach pracy.

Ponadto w 2010 roku Oddział sporządził również opracowania z zakresu diagnozowania stanu pracy gazomierzy turbinowych i rotorowych oraz oceny możliwości wykorzystania biogazu w sieciach gazowych wraz z przeglądem metod oczyszczania biogazu według norm dla gazu ziemnego.

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

Planowane działania

W przyszłości Oddział planuje utrzymać i wzmocnić dotychczasową wiodącą pozycję w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych, legalizacji gazomierzy, rotametrów i przepływomierzy innych typów oraz przeliczników do gazu, oceny jakości gazów ziemnych wszystkich typów (E i L) i form (GZ, LNG, CNG), biogazu i oraz oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania wielkości emisji CO₂.

Ryzyka

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że istnieje ryzyko wystąpienia na krajowym rynku usług pomiarowo-analitycznych gazu ziemnego konkurencji ze strony polskich i zagranicznych laboratoriów. W 2010 roku Polskie Centrum Akredytacji przyznało akredytację kilku polskim laboratoriom świadczącym usługi w podobnym zakresie jak CLPB.

Rozdział VIII. 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 zunifikowania 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, Czarsku, Zabrze ul. Pyskowska, Radkowie, Szprotawie i Wałbrzychu oraz rozpoczęto postępowania na badania uzupełniające na nieruchomościach w Kargowej, Zabrze, Łabiszynie i Międzyzylesiu. 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 IX: 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 X: 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 PGNiG S.A. wyniósł 1.702,1 mln zł i był o 1.036,2 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. 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.

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Aktywa trwałe (długoterminowe)	20 038,8	18 772,1
Rzeczowe aktywa trwałe	10 940,9	9 726,9
Nieruchomości inwestycyjne	3,4	3,8
Wartości niematerialne	81,9	68,9
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	6 408,7	6 219,4
Inne aktywa finansowe	2 260,8	2 417,6
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	291,5	299,6
Pozostałe aktywa trwałe	51,6	35,9
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	5 512,1	5 411,4
Zapasy	879,3	1 110,2
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 968,9	3 687,1
Należności z tytułu podatku bieżącego	-	161,5
Rozliczenia międzyokresowe	18,8	9,4
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	77,6	18,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	565,9	425,2
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	1,6	-
Suma aktywów	25 550,9	24 183,5

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

PASYWA	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Kapitał własny	18 663,7	17 339,7
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(0,8)	(2,9)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	9 245,7	8 983,1
Zyski (straty) zatrzymane	1 778,7	719,4
Zobowiązania długoterminowe	1 758,4	1 638,7
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	0,3	2,6
Rezerwy	1 175,5	1 084,4
Przychody przyszłych okresów	76,2	3,9
Rezerwa na podatek odroczoney	491,5	531,3
Inne zobowiązania długoterminowe	14,9	16,5
Zobowiązania krótkoterminowe	5 128,8	5 205,1
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 921,6	2 359,7
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 218,7	1 904,1
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	104,4	260,4
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	135,7	-
Rezerwy	156,3	134,6
Przychody przyszłych okresów	592,1	546,3
Suma zobowiązań	6 887,2	6 843,8
Suma pasywów	25 550,9	24 183,5

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	20 415,5	18 578,3
Koszty operacyjne razem	(18 792,7)	(18 205,0)
Zużycie surowców i materiałów	(11 148,5)	(11 006,2)
Świadczenia pracownicze	(857,7)	(774,8)
Amortyzacja	(589,1)	(610,1)
Usługi obce	(5 799,9)	(5 381,2)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	20,7	13,7
Pozostałe koszty operacyjne netto	(418,2)	(446,4)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 622,8	373,3
Przychody finansowe	538,7	699,9
Koszty finansowe	(134,9)	(349,9)
Zysk/Strata brutto	2 026,6	723,3
Podatek dochodowy	(324,5)	(57,4)
Zysk/Strata netto	1 702,1	665,9

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2010	2009
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 386,0	1 109,7
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 336,1)	(2 412,9)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(909,3)	920,2
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	140,6	(383,0)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	425,2	808,2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	565,8	425,2

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2010	2009
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 622,8	373,3
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	2 211,9	983,4
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	9,1%	3,8%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	8,3%	3,6%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	6,7%	2,8%

Płynność

	2010	2009
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,1	1,0
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	0,8

Zadłużenie

ZADŁUŻENIE	2010	2009
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	27,0%	28,3%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	36,9%	39,5%

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 1.249,5 mln zł. Umocnienie kondycji finansowej PGNiG S.A. spowodowane zostało przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, a także wzrostem wyniku na sprzedaży ropy naftowej. Na poziom rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego wpływ miały następujące czynniki:

- spadek cen zakupu gazu z importu o 7%
- spadek średniorocznych cen sprzedaży gazu o około 0,5%.

Decydujący wpływ na wzrost rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego miał spadek cen zakupu gazu z importu o 7%, który nastąpił 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%.

Stabilną pozycję finansową PGNiG S.A. zawdzięcza również dobrym wynikom na działalności wydobywczej. W relacji do 2009 roku Spółka 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.

Poszukiwanie i wydobycie

Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobycie wyniósł 824,6 mln zł i był wyższy o 562,4 mln zł w relacji do 2009 roku. Wzrost wyniku nastąpił głównie w efekcie poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej, wzrostu salda rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość majątku wydobywczego oraz spadku odpisanych w koszty nakładów na odwierty uznane za negatywne.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie w relacji do 2009 roku Spółka odnotowała wzrost zysku operacyjnego o 687,3 mln zł. Polepszenie kondycji finansowej segmentu nastąpiło przede wszystkim w rezultacie poprawy rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego wskutek spadku kosztów importu. Ponadto istotny wpływ na zysk operacyjny w segmencie obrót i magazynowanie miał spadek wyniku z tytułu wyceny instrumentów pochodnych.

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2010 (w mln zł)

2010	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 479,8	18 932,8	2,9	-	20 415,5
Sprzedaż między segmentami	1 113,2	-	-	(1 113,2)	-
Przychody segmentu	2 593,0	18 932,8	2,9	(1 113,2)	20 415,5
Koszty segmentu	(1 768,4)	(18 132,0)	(5,5)	1 113,2	(18 792,7)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	824,6	800,8	(2,6)	-	1 622,8
Koszty finansowe netto					403,8
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności					-
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					2 026,6
Podatek dochodowy					(324,5)
Zysk/Strata netto					1 702,1
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(1 233,9)	(553,0)	-	-	(1 786,9)

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2009 (w mln zł)

2009	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 230,8	17 344,8	2,7	-	18 578,3
Sprzedaż między segmentami	1 092,2	-	-	(1 092,2)	-
Przychody segmentu	2 323,0	17 344,8	2,7	(1 092,2)	18 578,3
Koszty segmentu	(2 060,8)	(17 231,3)	(5,1)	1 092,2	(18 205,0)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	262,2	113,5	(2,4)	-	373,3
Koszty finansowe netto					350,0
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności					-
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					723,3
Podatek dochodowy					(57,4)
Zysk/Strata netto					665,9
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(1 143,0)	(789,1)	(0,4)	-	(1 932,5)

W relacji do 2009 roku Spółka odnotowała wzrost wyniku na działalności finansowej o 53,8 mln zł. Wzrost ten spowodowany został przede wszystkim wyższymi przychodami z tytułu otrzymanej dywidendy, głównie w efekcie poprawy realizowanych przez Spółki Gazownictwa wyników finansowych, oraz wzrostem przychodów z tytułu otrzymanych odsetek. Poprawa wyniku na

działalności finansowej nastąpiła przy jednoczesnym spadku salda rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość inwestycji finansowych, w rezultacie rozwiązania w roku ubiegłym odpisów aktualizujących sporne odsetki oraz wartość pożyczki udzielonej SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Wzrost zysku netto o 1.036,2 mln zł odzwierciedlony został w poprawie podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej Spółki. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z poziomu 3,8% do 9,1%, rentowność aktywów (ROA) z poziomu 2,8% do 6,7%, natomiast rentowność sprzedaży netto z poziomu 3,6% do 8,3%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2010 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 25.550,9 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2009 roku o 1.367,4 mln zł (6%).

Największą pozycję aktywów Spółki stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2010 roku wyniósł 10.940,9 mln zł i był o 1.214,0 mln zł (13%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku związanego głównie z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość na dzień 31 grudnia 2010 roku wyniosła 6.408,7 mln zł i była wyższa od wartości na koniec 2009 roku o 189,3 mln zł (3%). Wzrost tej pozycji spowodowany był dopłatą do kapitałów w POGC Libya B.V., aktualizacją wartości akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach oraz dokapitalizowaniem POGC Trading GmbH.

Istotnej zmianie uległy inne aktywa finansowe, których wartość w relacji do końca grudnia 2009 roku spadła o 156,8 mln zł (7%). 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. Spadek innych aktywów finansowych nastąpił przy jednoczesnym wzroście wartości udzielonych pożyczek, w tym głównie do PGNiG Norway AS.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku stan aktywów obrotowych wyniósł 5.512,1 mln zł i był o 100,7 mln zł (2%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2009.

Najistotniejszy wpływ na zmianę wartości aktywów obrotowych miał wzrost o 281,8 mln (8%) zł 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 230,9 mln zł (21%). 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 565,9 mln zł i był wyższy o 140,7 mln zł (33%) od stanu na koniec 2009 roku, przede wszystkim w rezultacie wyższych wpływów z bieżącej działalności operacyjnej.

Poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewniała Spółce całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźniki charakteryzujące płynność przedsiębiorstwa wskazują na poprawę działalności Spółki w tym obszarze. Wskaźnik bieżącej płynności wzrósł z poziomu 1,0 do 1,1, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł z poziomu 0,8 do 0,9.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2009 roku wzrosła o 1.324,0 mln zł (8%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (1.702,1 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (472,0 mln zł).

W relacji do stanu na koniec grudnia 2009 roku Spółka odnotowała wzrost rezerw długoterminowych o 91,1 mln zł (8%). Wzrost wartości tej pozycji bilansowej spowodowany był głównie przeprowadzoną aktualizacją wartości rezerw na likwidację majątku wydobywczego.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku poziom zobowiązań krótkoterminowych kształtował się na poziomie 5.128,8 mln zł i był niższy o 76,3 mln zł (2%) od stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku. Na poziom zobowiązań krótkoterminowych wpłynął przede wszystkim spadek wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 685,4 mln zł (36%) oraz wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań o 561,9 mln zł (24%).

Spółka dokonała istotnej zmiany struktury finansowania zewnętrznego. W 2010 roku dotychczasowe zadłużenie w ramach wielowalutowego kredytu konsorcjalnego zostało całkowicie zrefinansowane, przy czym część funduszy na pokrycie tego kredytu pochodziło z środków pozyskanych z uruchomionego w lipcu 2010 roku programu emisji obligacji. Ponadto w grudniu 2010 roku uruchomiony został odrębny program emisji obligacji krótkoterminowych, w ramach którego PGNiG S.A. zrealizowała sprzedaż krótkoterminowych obligacji dyskontowych do Spółek Gazownictwa. Łączne zadłużenie, w tym głównie z tytułu dłużnych papierów wartościowych na dzień 31 grudnia 2010 roku wyniosło 1.218,7 mln zł.

Korzystniej kształtowały się wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 39,5% do 36,9% na koniec 2010 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, spadł z poziomu 28,3% do 27,0%.

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 Spółka w pełni wykorzystowała 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 2010

W 2010 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

2. Zarządzanie finansowe

PGNiG S.A. dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Jednakże w celu zwiększenia bezpieczeństwa Spółka 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 SA, 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, PGNG 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 Spółka 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 PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów w rachunku bieżącym na kwotę 280 mln zł. Na dzień 31 grudnia 2010 roku Spółka nie wykazała zadłużenia z tytułu powyższych kredytów. Informacje o umowach kredytów zawartych przez Spółkę w 2010 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Umowy kredytów zawartych przez PGNiG S.A.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln zł	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Handlowy w Warszawie SA	40,0	WIBOR 1M+0,45%	obrotowy	30.12.2011
Bank Pekao S.A.	40,0	WIBOR 1M+0,80%	obrotowy	31.07.2011
PKO BP S.A.	40,0	WIBOR 1M+1,15%	obrotowy	13.07.2011
BRE Bank S.A.	40,0	WIBOR ON+0,85%	obrotowy	09.09.2011
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40,0	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	31.08.2011
ING Bank Śląski S.A.	40,0	WIBOR 1M+0,70%	obrotowy	06.12.2011
Bank Millennium S.A.	40,0	WIBOR 1M+0,50%	obrotowy	18.12.2011

W 2010 roku PGNiG S.A. nie wypowiedziała umów kredytowych.

W 2010 roku PGNiG S.A. udzieliła pożyczek jedynie spółkom powiązanim na łączną kwotę 5.186,0 mln NOK i 56,5 mln zł. Pożyczki denominowane w NOK zostały udzielone 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. Natomiast pożyczki denominowane w zł zostały udzielone w celu finansowania inwestycji z zakresu rozbudowy gazociągów i przyłączania nowych odbiorców, modernizacji sieci gazowej, zakupu udziałów oraz bieżącej działalności operacyjnej. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez PGNiG S.A. pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Umowy pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A.

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
PGNiG Norway AS	786,0	NOK	NIBOR 3M+2,20%	inwestycyjna	31.12.2010
PGNiG Norway AS	4 400,0	NOK	NIBOR 3M+2,25%	inwestycyjna	20.12.2021
„INVESTGAS” S.A.	9,0	PLN	WIBOR 1M+2,50%	inwestycyjna	31.08.2015
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	40,3	PLN	WIBOR 3M+2,50%	inwestycyjna	31.08.2020
PGNiG Jasło Sp. z o.o.	7,2	PLN	WIBOR 1M+1,70%	obrotowa	31.12.2011

W 2010 roku PGNiG S.A. nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedziała umów pożyczek.

2.3. Gwarancje i poręczenia

W 2010 roku PGNiG S.A. udzieliła gwarancji i poręczeń na łączną kwotę 11 mln zł. Gwarancja w wysokości 10 mln zł została udzielona na rzecz Urzędu Regulacji Energetyki z tytułu należytego wykonania umowy gwarancyjnej przez PGNiG Energia S.A., zawartej na podstawie koncesji na obrót energią elektryczną.

W 2010 roku PGNiG S.A. otrzymała gwarancje i poręczenia na łączną kwotę 51,3 mln zł, z czego 81% stanowiły 24 gwarancje i poręczenia w wysokości powyżej 500 tys zł. Otrzymane gwarancje i poręczenia związane były z bieżącą działalnością operacyjną PGNiG S.A. i stanowiły głównie zabezpieczenie kontraktów sprzedaży gazu.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie. W 2010 roku PGNiG S.A. 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

PGNiG S.A. 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 Spółka.

W 2010 roku PGNiG S.A. 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 Spółka 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 PGNiG S.A. związane jest z możliwością niewywiązania się kontrahentów lub innych podmiotów z zobowiązań wobec Spółki. W 2010 roku Spółka ograniczała ryzyko kredytowe poprzez zawieranie ramowych umów z kontrahentami (wyraźnie określając prawa i obowiązki stron) oraz dywersyfikację kontrahentów. Ponadto Spółka 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 PGNiG S.A. zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych związanych z bieżącą działalnością Spółki obejmowały dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej, bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków, pozyskanie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, konsolidację rachunków bankowych oraz zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących.

Ryzyko utraty płynności

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółka 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 PGNiG S.A. 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 dostawę 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 zależy 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.

PGNiG S.A. 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
