



Raport roczny 2007



Kluczowe wartości

Wybrane dane

mln zł	2007	2006	2005
Przychody ze sprzedaży	16 652	15 198	12 560
EBIT	852	1 470	1 398
EBITDA	2 282	2 766	2 800
Zysk netto	916	1 328	881
EPS (zł)	0,16	0,22	0,17
DPS (zł)	0,19	0,15	0,10
Aktywa	28 402	30 677	30 364
Kapitał własny	21 022	21 153	20 768
Dług netto	(1 446)	(1 082)	(742)

Wskaźniki

	2007	2006	2005
Rentowność sprzedaży netto	5,5%	8,7%	7,0%
ROE	4,4%	6,3%	4,2%
ROA	3,2%	4,3%	2,9%
Wskaźnik bieżącej płynności	1,8	2,7	2,3
Wskaźnik szybki bieżącej płynności	1,4	2,2	2,0
Suma zobowiązań do pasywów	26,0%	31,0%	31,6%
Suma zobowiązań do kapitału własnego	35,1%	45,0%	46,2%

PGNiG w liczbach



Rezerwy gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

787
mln boe



Import gazu ziemnego

58,5
mln boe
(9,3 mld m³)



Sprzedaż gazu ziemnego

86,2
mln boe
(13,7 mld m³)



Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu

3,97
mln boe
(542 tys. t)



Długość sieci dystrybucyjnej*

107
tys. km
* Bez przyłączy.



Liczba klientów

6,5
mln

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada pozycję lidera rynku gazu ziemnego w Polsce i jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w kraju. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG. Utworzenie Grupy Kapitałowej pozwoliło na kontrolowanie całości działań od poszukiwania złóż poprzez wydobycie, magazynowanie paliw gazowych po obrót i dystrybucję.

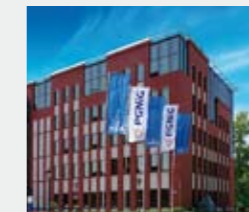
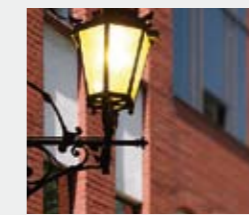
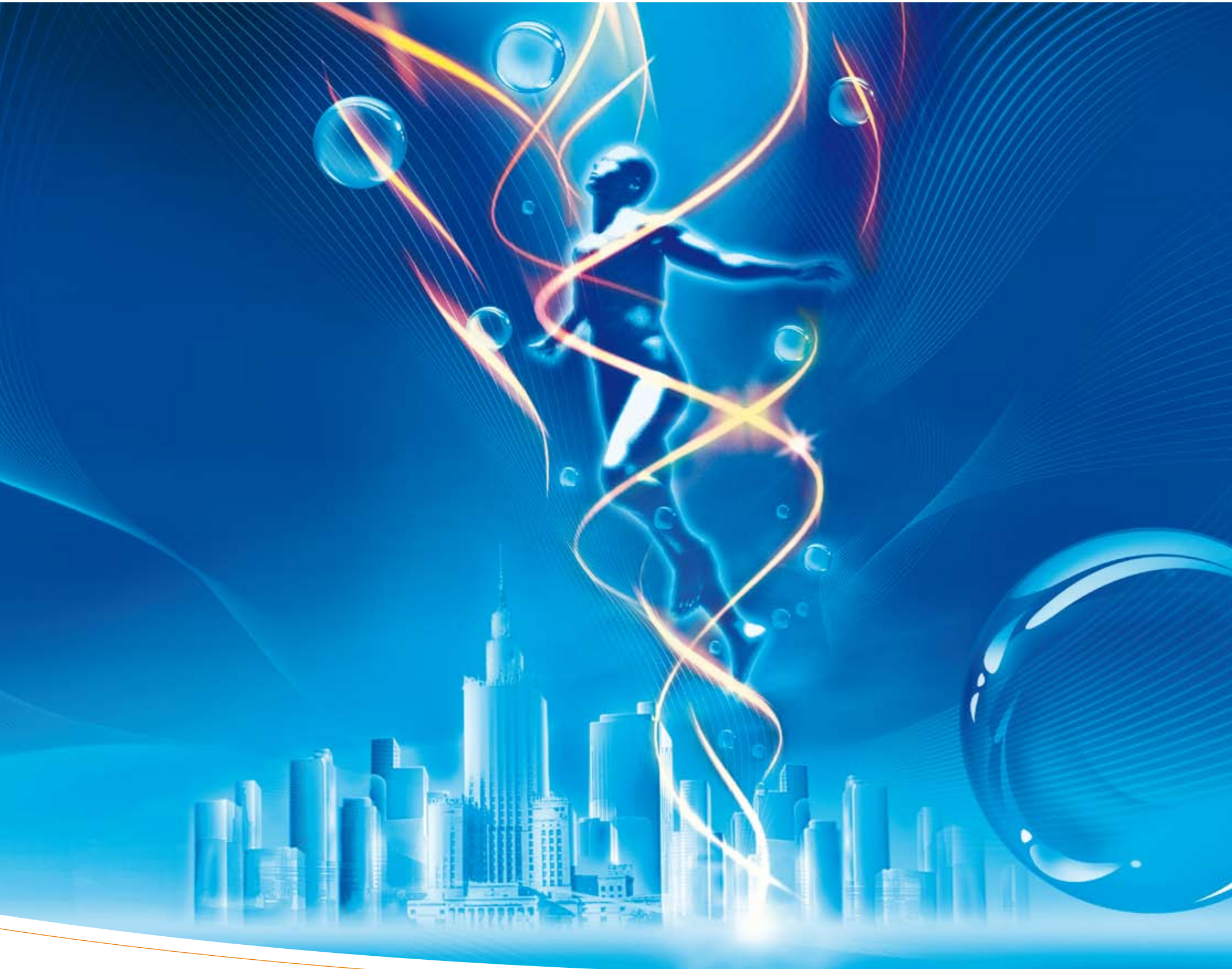
Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zajmowania przez spółkę konkurencyjnej pozycji na liberalizowanym rynku gazu. Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowią integralny obszar działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. Wskutek zakończenia w 2007 roku procesu rozdzielania działalności handlowej od technicznej dystrybucji gazu, obrót został w całości przejęty przez PGNiG. Natomiast

dystrybucja prowadzona jest przez sześciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG.

23 września 2005 roku PGNiG zadebiutowało na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych. Była to największa oferta publiczna w 2005 roku. Głównym udziałowcem spółki jest Skarb Państwa, który posiada 84,75% akcji.

Przychody firmy oraz jej zysk stawiają PGNiG w czołówce największych i najbardziej dochodowych podmiotów w Polsce. W roku 2007 przychody spółki kształtowały się na poziomie 16,7 mld zł, a zysk netto wyniósł 916 mln zł. Zatrudniając około 30 tys. osób, PGNiG jest jednym z największych pracodawców w kraju.

Spis treści



» List Prezesa Zarządu	4
» PGNiG na giełdzie	8
» Zarząd PGNiG	12
» List Przewodniczącego Rady Nadzorczej	14
» Rada Nadzorcza	15
» Kalendarz wydarzeń	16
» Ład korporacyjny	18
» Strategia	20
» Ryzyka działalności	29
» Otoczenie regulacyjne	30
» Segment Poszukiwanie i Wydobywanie	32
» Segment Obrót i Magazynowanie	44
» Segment Dystrybucja	52
» Relacje z otoczeniem	56
» Grupa Kapitałowa PGNiG	76
» Skonsolidowane sprawozdanie finansowe	92

List Prezesa Zarządu



W roku 2007 utrzymaliśmy ścieżkę wzrostu wartości. W trudnych warunkach ogromnej zmiany organizacyjnej zysk netto PGNiG SA wyniósł 2,2 mld zł i był o 96,4% wyższy od wyniku netto roku poprzedniego.

Szanowni Państwo,

miniony rok był dla Grupy Kapitałowej PGNiG rokiem przełomowym. 1 lipca 2007 roku, zgodnie z unijną dyrektywą oraz zapisami prawa energetycznego obowiązującymi od maja 2005 roku, upłynął ostateczny termin pełnego otwarcia rynków energii i gazu w Unii Europejskiej. Odtąd wszyscy obywatele Unii mogą wybierać dostawców energii i gazu. To data o ogromnym znaczeniu dla wszystkich – dla odbiorców gazu i energii, i dla całej branży. Spełniając konieczne wymogi prawne, Grupa Kapitałowa PGNiG dokonała organizacyjnego i prawnego rozdzielenia technicznego przesyłu gazu od swojej działalności handlowej. Przedsięwzięcie, które nazwaliśmy integracją obrotu, dotyczyło kilkunastu tysięcy pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG, głównie zatrudnionych w strukturach terenowych. Ta niezwykle trudna, jednak konieczna zmiana, zakończyła się sukcesem. Jednocześnie w minionym roku z powodzeniem kontynuowaliśmy skomplikowane projekty służące poszukiwaniu nowych perspektyw rozwoju i przygotowaniu naszej organizacji do działalności na europejskim rynku gazu. Silna pozycja rynkowa i finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG stanowi doskonałą podstawę do dalszego rozwoju i kontynuacji rozpoczętych procesów modernizacyjnych i inwestycyjnych. Wymiernym wyrazem sukcesu są zyski PGNiG SA oraz dywidenda za 2007 rok.

W roku 2007 utrzymaliśmy ścieżkę wzrostu wartości. W trudnych warunkach, ogromnej zmiany organizacyjnej, zysk netto PGNiG SA wyniósł 2,2 mld zł i był o 96,4% wyższy od wyniku netto roku poprzedniego. Wielkość sprzedaży oraz wolumen wydobywania gazu pozostały na poziomie porównywalnym do roku 2006, natomiast przychody ze sprzedaży gazu wzrosły o 26,5%. Poprawę sytuacji finansowej spółki odzwierciedlają podstawowe wskaźniki rentowności – rentowność kapitałów

własnych (ROE) wzrosła z poziomu 6,6% do 12,1%, rentowność aktywów (ROA) – z 4,8% do 9,1%, rentowność sprzedaży netto – z 9,1% do 14,3%.

Skonsolidowany wynik finansowy netto Grupy Kapitałowej PGNiG w 2007 roku spadł o 31,0% w porównaniu z 2006 rokiem, osiągając wartość 916 mln zł. To przede wszystkim efekt straty wynoszącej 1,3 mld zł na wyniku operacyjnym w segmencie Dystrybucji, wynikającej zarówno z koniecznej korekty wartości majątku trwałego w spółkach Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, jak i rozdzielenia działalności dystrybucyjnej od obrotu. Nieuwzględnienie dokonanej korekty spowodowałoby, że nasze wyniki finansowe w 2007 roku byłyby około dwa razy wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Na rynkach finansowych PGNiG SA postrzegane jest jako firma stabilna, dbająca o poprawę efektywności we wszystkich obszarach swojej działalności. Potwierdzeniem wiarygodności finansowej spółki jest ocena renomowanej agencji ratingowej Standard & Poor's, która 5 lutego 2007 roku podniosła rating PGNiG SA do kategorii „BBB+” (z perspektywą stabilną).

Rok 2007 jest kolejnym, w którym były realizowane projekty służące budowaniu wartości firmy. Szczególnie istotna jest tu nasza aktywność w sektorze poszukiwawczym oraz geofizyczno-geologicznym. Ważnym elementem strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, mającej na celu zwiększenie należących do spółki zasobów ropy naftowej i gazu poza granicami Polski, jest zaangażowanie w projekt realizowany na norweskim szelfie kontynentalnym. PGNiG SA zawarło w 2007 roku kontrakt z Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc. na zakup 12% udziałów w zunifikowanych złożach Skarv, Snadd i Idun. W tym celu powołano PGNiG Norway A/S z siedzibą w Norwegii.

19 kwietnia 2007 roku PGNiG SA i Energinet.dk podpisały list intencyjny w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe, a 15 listopada Energinet.dk, PGNiG SA oraz OGP GAZ-SYSTEM SA zawarły trójstronną umowę o współpracy, będącą kolejnym etapem projektu. W czerwcu 2007 roku PGNiG SA uzyskało dostęp do złóż Bahariya w Egipcie. W tym samym miesiącu spółka przystąpiła i objęła nieodpłatnie 15% udziałów w konsorcjum powołanym do budowy gazociągu Skanled z Kårstø w Norwegii do Szwecji i Danii. W grudniu 2007 roku PGNiG SA wygrało przetarg w Libii, uzyskując prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych w basenie naftowym Murzuq. W tym czasie spółka podpisała również umowę cesji 40% udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej w Danii, należącej do Willumsen Exploration Consultants ApS, rozpoczynając obiecującą działalność poszukiwawczą na obszarach Danii. W projekty Grupy Kapitałowej PGNiG służące poszukiwaniu nowych kierunków i źródeł dostaw gazu dobrze wpisuje się także budowa terminalu LNG. To – nie waham się użyć tego słowa – innowacyjne przedsięwzięcie stawia PGNiG SA w europejskiej czołówce.

Opisane działania to niełatwe inwestycje. Ze względu na długotrwały charakter wymagają istotnego zaangażowania kapitałowego i doskonałej, wszechstronnej oceny wszelkich szans i zagrożeń, czasem w dość odległej perspektywie. Poziom ryzyka stale jest monitorowany przez Zarząd i Radę Nadzorczą spółki. Trzeba jednak pamiętać, że PGNiG SA musi poszukiwać możliwości biznesowych, które będą budowały wartość firmy i wzmacniały pozycję Grupy Kapitałowej PGNiG na międzynarodowym rynku gazu.

Rok 2007 był przełomowy dla podstawowej działalności Grupy Kapitałowej PGNiG. Wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego oraz integracja

handlu hurtowego i detalicznego ułatwiły wdrażanie przyjętej filozofii działania spółki. Jej głównym założeniem jest zorientowanie na klienta, co między innymi przejawia się w dbałości o standaryzację obsługi, stałe podnoszenie jej poziomu oraz rozwój i profilowanie oferty zgodnie z potrzebami klientów. Poszukujemy wciąż nowych możliwości działania; duże nadzieje wiążemy z rozwojem branży energetycznej oraz z inwestycjami rozpoczętymi przez strategicznych odbiorców PGNiG SA z branż petrochemicznej, budowlanej oraz hutniczej. W roku 2007 podjęliśmy także rozmowy z dostawcami energii elektrycznej w sprawie wspólnej sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Pełne wykorzystanie potencjału gospodarczego Grupy Kapitałowej PGNiG utrudnia jednak niezmienna od lat polityka administracyjnego regulowania cen gazu. W praktyce oznacza to nieuwzględnianie w obowiązujących regulacjach taryfowych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki rzeczywistych kosztów pozyskania gazu z importu, koniecznych nakładów inwestycyjnych na rozbudowę pojemności magazynowych, a także na realizację inwestycji poszukiwawczych i wydobywczych. Zarząd PGNiG SA wielokrotnie wskazywał na konieczność odwoływania się w polityce taryfowej do realnie występujących elementów cenotwórczych, uzasadnionych ekonomicznie, co z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski jest niezbędne.

Strategicznym działaniem Grupy Kapitałowej PGNiG są inwestycje w infrastrukturę magazynową. To także, poza zobowiązaniami wynikającymi z zapisów prawnych, konieczny element działania na konkurencyjnym europejskim rynku gazu. Inwestycje te umożliwiają optymalizację dostaw gazu ziemnego do odbiorców. W roku 2007 zakończono modernizację części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Swarzędów,

prowadzono również prace nad zwiększeniem pojemności czynnej magazynów Wierzchowice, Mogilno i Strachocina oraz rozpoczęto prace przygotowawcze związane z budową Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo.

W roku 2007 spółki wiertnicze i geofizyczne Grupy Kapitałowej PGNiG prowadziły prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w trzech rejonach kraju: na terenie Karpat, przedgórza Karpat oraz na Niżu Polskim. Nasze działania zmierzające do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych za granicą, w tym projekty na norweskim szelfie kontynentalnym czy w Danii, to wyraz przemyślanej strategii, której efektem ma być wzmocnienie wartości Grupy Kapitałowej PGNiG. Będziemy poszukiwali także nowych możliwości – w Libii, Algierii, Egipcie, Kazachstanie. W roku 2007 sektory poszukiwawczy oraz geofizyczno-geologiczny rozwinęły swoją działalność w całej Grupie Kapitałowej PGNiG. Spółki należące do Grupy pozyskały wiele nowych kontraktów, między innymi w Danii, Omanie, Indiach, Syrii, Ugandzie, Kazachstanie i na Węgrzech. Należy podkreślić, że kontrakty te są zawierane na w pełni konkurencyjnych rynkach międzynarodowych, co najlepiej potwierdza nasze wysokie umiejętności.

Szanowni Państwo, stabilna kondycja finansowa spółki pozwala na realizację naszych zamierzeń inwestycyjnych. Korzystna ocena ryzyka PGNiG SA, potwierdzona przez agencje ratingowe, oraz zdolność kredytowa pozwalają na finansowanie planowanych inwestycji na atrakcyjnych warunkach. Wszystkie nasze przedsięwzięcia służą konsekwentnemu budowaniu wartości firmy i wzmacnianiu pozycji marki Grupy Kapitałowej PGNiG na arenie międzynarodowej oraz satysfakcji naszych akcjonariuszy i klientów.

To był trudny, jednak z całą pewnością udany rok dla Grupy Kapitałowej PGNiG. Duża w tym zasługa naszych pracowników. Bez ich zaangażowania, wysokich kompetencji nie byłoby to możliwe. Nie da się ukryć, że zmiany, które następują w Grupie Kapitałowej PGNiG, wymagały i będą nadal wymagać przekształceń w strukturze zatrudnienia czy uporządkowania struktur organizacyjnych, by lepiej wykorzystać efekt synergii. To zawsze duży wysiłek i sprawdzian tak dla organizacji, jak i jej pracowników. Zmiany te służą jednak finansowemu i rynkowemu powodzeniu Grupy Kapitałowej PGNiG, a w konsekwencji poprawie i stabilizacji sytuacji pracowników. W imieniu Zarządu PGNiG SA oraz własnym dziękuję wszystkim pracownikom za dotychczasowe zaangażowanie i proszę o dalszą, dobrą współpracę. Jestem głęboko przekonany, że wspólnie osiągniemy cel, którym jest nie tylko utrzymanie silnej pozycji rynkowej i finansowej Grupy Kapitałowej PGNiG, ale też wzmocnienie naszego znaczenia w Europie Środkowo-Wschodniej.



Michał Szubski
Prezes Zarządu
PGNiG SA

Warszawa, kwiecień 2008 roku

PGNiG na giełdzie

Pozycja na GPW

PGNiG, które debiutowało 23 września 2005 roku, jest jedną z największych polskich firm notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) w Warszawie. Firma ma status „Złotej Spółki”, a jej akcje wchodzą zarówno w skład indeksu WIG20 (od 15 grudnia 2005 roku), jak i prestiżowego indeksu spółek rynków wschodzących ustalane przez Morgan Stanley Capital International Inc. (MSCI). Firma jest jedną z sześciu spółek z sektora paliwowego tworzących indeks branżowy WIG-Paliwa.

Waga akcji PGNiG w indeksach GPW

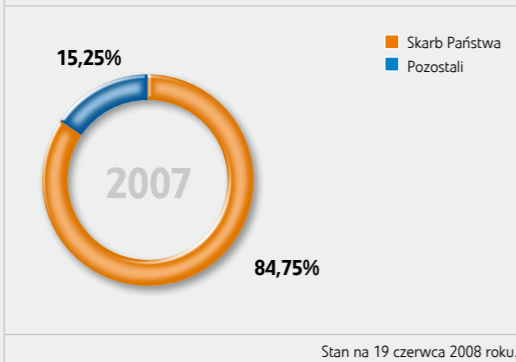
WIG	2,24%
WIG20	3,88%
WIG-Paliwa	19,41%

Stan na 28 grudnia 2007 roku.

Akcjonariat

Większościowym akcjonariuszem PGNiG jest Skarb Państwa posiadający 84,75% akcji i tyle samo procent głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG. Pozostała część akcji znajduje się w obrocie giełdowym. Struktura akcjonariatu pozostaje niezmienna, począwszy od dnia debiutu na GPW w Warszawie.

» Struktura akcjonariatu

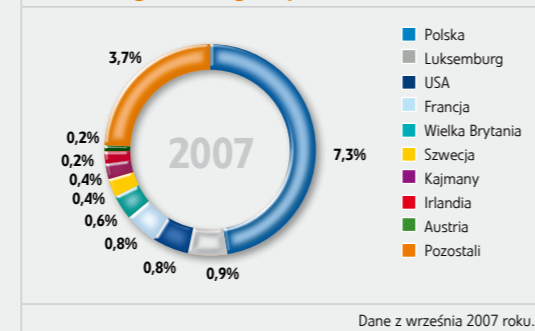


Relacje inwestorskie

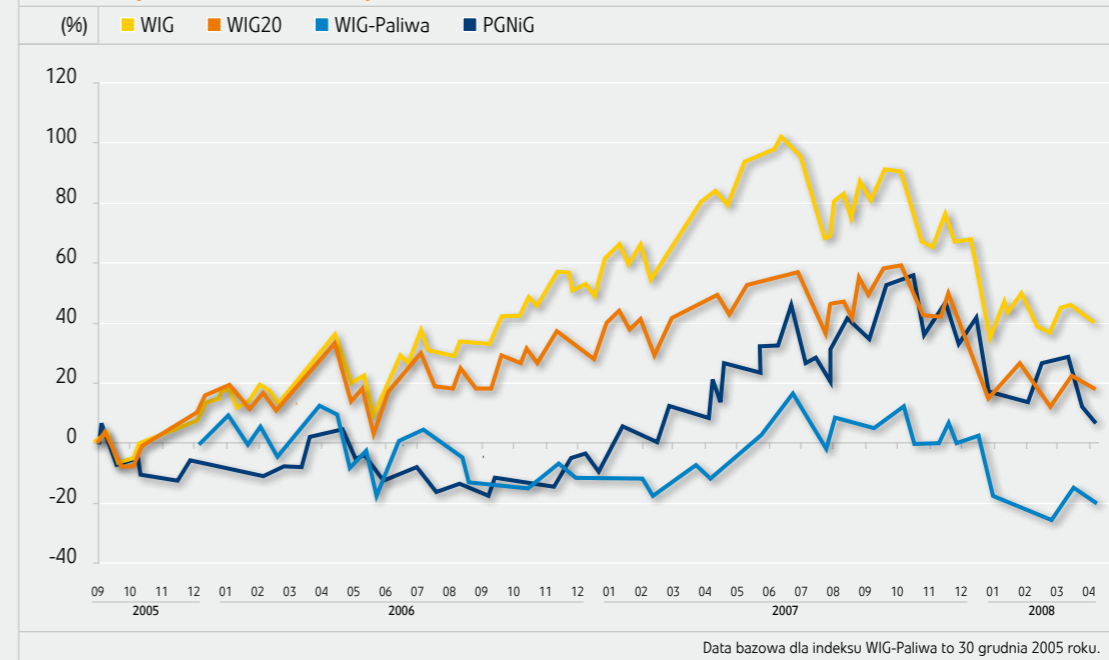
Zakres aktywności relacji inwestorskich opiera się na działaniach o charakterze obligatoryjnym – wynikających wprost z przepisów prawa. Spółka jest zobowiązana do regularnego sporządzania raportów i publikowania istotnych informacji, z którymi mogą zapoznać się wszyscy akcjonariusze na tych samych zasadach.

W ramach relacji inwestorskich podejmowane są również działania mające na celu utrzymanie dobrych kontaktów z obecnymi i potencjalnymi akcjonariuszami. Można do nich zaliczyć: udział w *road show* oraz w zagranicznych konferencjach inwestorskich, spotkania z inwestorami zarządzającymi portfelami akcji oraz bieżący kontakt z analitykami. Ponadto dział relacji inwestorskich odpowiada za tworzenie i prowadzenie profesjonalnej strony internetowej, na której prezentowane są informacje na temat aktualnej sytuacji spółki, a także jej plany oraz projekty. W kwietniu 2008 roku Stowarzyszenie Inwestorów Indywidualnych doceniło działalność PGNiG, przyznając pierwsze miejsce w rankingu jakości relacji inwestorskich spółek sektora paliwowego.

» Struktura posiadaczy 15,25% akcji będących w obiegu według kraju



» Zmiana procentowa kursu akcji PGNiG, indeksów WIG, WIG20 i WIG-Paliwa od dnia debiutu na GPW



Kurs akcji

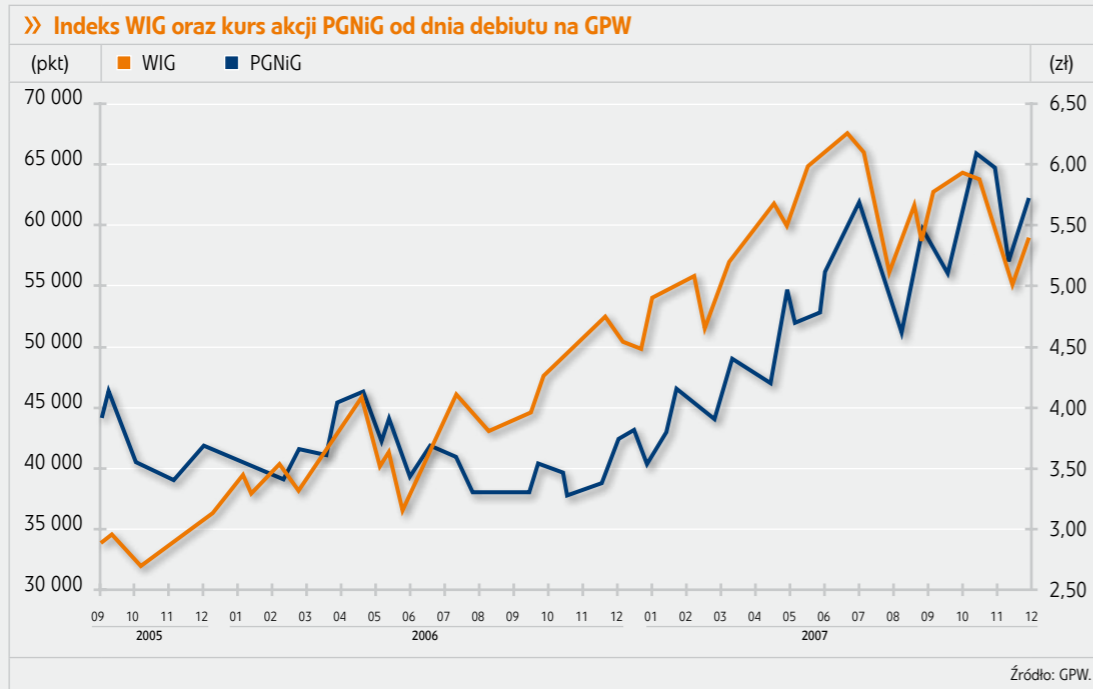
W roku 2007 kurs akcji PGNiG wzrósł o 37,1%. Uwzględniając wypłatę dywidendy w wysokości 0,17 zł na akcję, stopa zwrotu wyniosła 41,7%. Najwyższy kurs, po jakim inwestorzy handlowali akcjami spółki w 2007 roku, wyniósł 6,10 zł (kurs zamknięcia z 23 października 2007 roku). Wysoki kurs akcji potwierdza stabilną kondycję finansową spółki. Dla porównania, w 2007 roku indeksy WIG oraz WIG20 zanotowały wzrost odpowiednio o 8,7% oraz 3,2%, natomiast indeks odzwierciedlający koniunkturę w sektorze paliwowym – WIG-Paliwa, zanotował wzrost rzędu 9,2%.

W roku 2007 głównie informacje na temat sytuacji gospodarczej Stanów Zjednoczonych determinowały wahania indeksów na giełdach światowych. Osłabienie tempa wzrostu amerykańskiej gospodarki oraz zagrożenie recesją spowodowały w drugiej połowie 2007 roku silny spadek poziomu indeksów również na GPW w Warszawie. Wskaźniki makroekonomiczne charakteryzujące stan gospodarki Stanów Zjednoczonych wpływały na kurs akcji PGNiG w znacznie większym stopniu niż informacje o wydarzeniach w spółce.

Dywidenda

Na podjęcie decyzji o wypłacie dywidendy oraz jej wysokości wpływa wiele czynników, między innymi wyniki finansowe spółki, wymogi wynikające z programu inwestycyjnego czy uwarunkowania rynkowe. O podziale zysku i wypłacie dywidendy za kolejne lata obrotowe decyduje Walne Zgromadzenie PGNiG. W czerwcu 2007 roku nastąpił podział zysku za 2006 rok. Wysokość dywidendy przypadająca na jedną akcję została ustalona na poziomie 0,17 zł i była o 13% wyższa niż rok wcześniej (0,15 zł). Zgodnie ze statutem spółka może także wypłacać dywidendę w postaci niepieniężnej, co miało miejsce zarówno w 2006, jak i w 2007 roku (otrzymał ją główny akcjonariusz – Skarb Państwa).

Analiza spadków i wzrostów kursu akcji PGNiG



2 lutego 2007

Agencja ratingowa Standard & Poor's (S&P) podwyższyła długoterminowy rating kredytowy dla PGNiG z „BBB” do „BBB+”. Perspektywa ratingowa została oceniona jako stabilna. Informacja ta została pozytywnie przyjęta przez akcjonariuszy; kurs akcji w następnym dniu wzrósł o 1,5% do poziomu 4,09 zł.

1 marca 2007

Został opublikowany skonsolidowany raport za IV kwartał 2006 roku. Zaprezentowane wyniki były zgodne z przewidywaniami analityków. W tym dniu PGNiG poinformowało także o zawarciu umowy warunkowej na zakup udziałów w licencjach na norweskim szelfie kontynentalnym. Kurs akcji w trakcie dwóch kolejnych sesji wzrósł o 3,9% – z 3,83 zł do 3,98 zł.

14 marca 2007

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podjął decyzję o przedłużeniu obowiązywania taryfy na paliwo gazowe do 30 września 2007 roku. Było to zgodne z oczekiwaniami rynku (od 1 stycznia 2007 roku nastąpił wzrost taryfy dla paliw gazowych o 9,9%). Kurs akcji wzrósł tego dnia o 1,0%.

16 kwietnia 2007

Przekazano informację o podpisaniu umowy pomiędzy PGNiG a Rafinerią Trzebinia SA na sprzedaż około 15 tys. t ropy naftowej miesięcznie, czyli około 30% krajowego wydobycia, ze złóż w okolicach Zielonej Góry. Informacja ta została neutralnie przyjęta przez inwestorów.

2 maja 2007

PGNiG oraz Energinet.dk zawarły porozumienie dotyczące realizacji projektu poprowadzenia gazociągu pomiędzy Polską a Danią. Gazociąg Baltic Pipe jest elementem strategii dywersyfikacji kierunków dostaw gazu do Polski. Uzgodnienia obu stron zostały pozytywnie odebrane przez inwestorów, co znalazło odzwierciedlenie w zmianie kursu akcji – na kolejnej sesji nastąpił wzrost o 1,1% do poziomu 4,69 zł.

9 maja 2007

Zarząd PGNiG podjął decyzję w sprawie redukcji zadłużenia spółki w drodze spłaty kredytu terminowego ze środków własnych, co w efekcie zredukowało koszty obsługi zadłużenia. Rynek kapitałowy przyjął tę informację pozytywnie; kurs akcji w przeciągu kilku kolejnych dni wzrósł o 1,5% do wartości 4,91 zł.

15 maja 2007

Został przedstawiony skonsolidowany raport za I kwartał 2007 roku. Inwestorzy oczekiwali bardzo dobrych wyników, co znalazło odzwierciedlenie w zmianie kursu akcji – pomiędzy 10 a 15 maja 2007 roku kurs akcji wzrósł o 13,6% – z 4,33 zł do 4,92 zł.

20 czerwca 2007

PGNiG przystąpiło i objęło nieodpłatnie 15% udziałów w konsorcjum Skanled budującym gazociąg z Kårstø w Norwegii do Szwecji i Danii. Inwestorzy pozytywnie ocenili udział spółki w projekcie; kurs akcji wzrósł w ciągu następnego dnia o 4,5%.

28 czerwca 2007

Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło decyzję w sprawie wypłaty dywidendy za 2006 rok – 1 mld zł (0,17 zł za akcję). Stopa dywidendy wyniosła 63,39%. Informacja ta nie wpłynęła na kurs akcji w dniu notowania, jednakże w ciągu następnego dwóch tygodni wzrost wyniósł 12,0%, z 5,07 zł do 5,68 zł.

24 lipca 2007

Opublikowano nową prognozę przewidującą obniżenie wydobycia gazu ziemnego do 4,6 mld m³ w 2008 roku i około 5,0 mld m³ w 2009. Zostało to negatywnie ocenione przez inwestorów; kurs spółki spadł na otwarciu następnego dnia o 2,7%.

13 sierpnia 2007

Został opublikowany skonsolidowany raport za II kwartał 2007 roku. Spółka zanotowała wyniki nieznacznie poniżej konsensusu rynkowego, jednakże w dniu ogłoszenia raportu kurs akcji wzrósł o 2,2% z 4,64 zł do 4,74 zł. Była to korekta spadku notowań spółki z 10 sierpnia 2007 roku, kiedy to kurs spadł o 4,3%.

16 sierpnia 2007

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podjął decyzję o przedłużeniu obowiązywania taryfy dla paliw gazowych do 31 grudnia 2007 roku. Pomimo wcześniejszych informacji ze strony Zarządu spółki na temat możliwości zaistnienia takiej sytuacji, inwestorzy negatywnie odebrali tę wiadomość; kurs akcji spadł o 5,8% – z 4,79 zł do 4,51 zł.

17 września 2007

PGNiG otrzymało od norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii tak zwane prekwalifikacje i kwalifikacje, a 19 września norweskie Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii wyraziło zgodę na zakup 12% udziałów w licencjach poszukiwawczo-wydobywczych na norweskim szelfie kontynentalnym. Inwestorzy pozytywnie ocenili obie informacje; między 17 a 19 września kurs akcji wzrósł o 3,0% do poziomu 5,42 zł.

17 października 2007

PGNiG i PGNiG Norway zawarły umowę pożyczki w celu sfinalizowania transakcji zakupu udziałów w licencjach na norweskim szelfie kontynentalnym. Dwa dni później obie spółki podpisały umowę gwarancji. Informacje te zostały pozytywnie przyjęte przez rynek, co miało swoje odzwierciedlenie w kursie akcji. W okresie od 19 do 23 października kurs akcji wzrósł o 7,6% – z 5,67 zł do 6,10 zł, osiągając historyczne maksimum.

31 października 2007

Spółka PGNiG Norway nabyła udziały w licencjach poszukiwawczo-wydobywczych PL212, PL212B oraz PL262 na norweskim szelfie kontynentalnym. To pierwsza tak istotna międzynarodowa transakcja PGNiG w sektorze wydobywania. Zakończenie procesu zakupu udziałów stanowiło element strategii spółki, która przewiduje zwiększenie wielkości złóż ropy naftowej i gazu poza granicami Polski. Inwestorzy przyjęli to pozytywnie; kurs akcji wzrósł w ciągu tygodnia o 6,0%, osiągając poziom 6,00 zł (8 listopada 2007 roku).

14 listopada 2007

Opublikowano skonsolidowany raport za III kwartał 2007 roku. Wyniki spółki były poniżej oczekiwań analityków, co spowodowało spadek kursu akcji o 4,2% do wartości 5,54 zł. W tym dniu wartości indeksów WIG oraz WIG20 spadły odpowiednio o 2,3% i 2,5%.

Zarząd PGNiG



Michał Szubski Prezes Zarządu

Absolwent Wydziału Prawa i Administracji na Uniwersytecie Warszawskim. Ukończył studia podyplomowe w zakresie zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym oraz transportu i dystrybucji gazu ziemnego. Od roku 1994 związany z PGNiG. Początkowo jako dyrektor Biura Prezydzialnego Spółki, następnie dyrektor Biura Prawnego, dyrektor Biura Spółki. Od października 2000 roku pracował w Mazowieckim Zakładzie Gazowniczym – Gazownia Warszawska. Był zastępcą dyrektora ds. restrukturyzacji, a następnie dyrektorem naczelnym. W latach 2003–2007 pełnił funkcję prezesa Zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. Od lipca 2007 do marca 2008 był doradcą Zarządu PGNiG.



Miroslaw Dobrut Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Częstochowskiej, a także Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów. Od początku swojej kariery związany z branżą gazowniczą. W Pomorskim Okręgowym Zakładzie Gazownictwa w Gdańsku zajmował stanowiska od stażysty do dyrektora zakładu. Od roku 2005 w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, początkowo jako jej dyrektor, a następnie prezes.



Radosław Dudziński Wiceprezes Zarządu ds. Strategii

Absolwent Politechniki Warszawskiej, specjalizował się w zakresie inżynierii gazownictwa. Ukończył również Executive MBA, University of Illinois Urbana-Champaign. Od roku 1998 związany z PGNiG, gdzie stopniowo awansował w pionie eksploatacji, a następnie pełnił funkcję dyrektora Biura Strategii oraz dyrektora Departamentu Strategii i Restrukturyzacji.



Sławomir Hinc Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Absolwent Uniwersytetu Gdańskiego, magister ekonomii. Studiował także w Austrii na Wirtschafsuniversität oraz w Niemczech w Technische Fachhochschule. Doktor nauk technicznych z zakresu inżynierii gazownictwa na Politechnice Warszawskiej. Pracował w Dziale Audytu i Doradztwa Gospodarczego w Arthur Andersen Polska (1998–2000) oraz w Andersen Business Consulting (2000–2004), gdzie zarządzał zespołami prowadzącymi projekty dla klientów z sektora energetycznego. W latach 2004–2008 pełnił funkcję dyrektora finansowego w OGP GAZ-SYSTEM SA.



Miroslaw Szkaluba Wiceprezes Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji

Absolwent Wydziału Wiertniczo-Naftowego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, magister inżynier górnictwa naftowego. W roku 1998 ukończył studium podyplomowe z zakresu inwestycji kapitałowych i projektów rozwojowych firm w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Z PGNiG związany od 1994 roku, gdzie od 2005 roku pracował w Departamencie Poszukiwania Złóż na stanowisku specjalisty ds. projektowania, nadzorowania oraz rozliczania prac poszukiwawczych. W latach 2005–2008 członek Rady Nadzorczej PGNiG z wyboru pracowników.



Stan na 19 czerwca 2008 roku.

List Przewodniczącego Rady Nadzorczej

Szanowni Państwo,

Rada Nadzorcza z uwagą obserwowała wszelkie aspekty funkcjonowania PGNiG SA w minionym roku, uczestnicząc równocześnie, w oparciu o dialog z Zarządem, w poszukiwaniu rozwiązań optymalnych dla spółki.

Rok 2007 był z pewnością przełomowy zarówno dla spółki PGNiG SA, jak i Grupy Kapitałowej PGNiG, a także ogólnie dla rynku energetycznego w Polsce. Pełne otwarcie rynku energii i gazu, które nastąpiło 1 lipca 2007 roku, wymagało od Grupy Kapitałowej PGNiG głębokiej zmiany organizacyjnej. To trudne przedsięwzięcie zakończyło się sukcesem.

Jednocześnie spółka kontynuowała realizację projektów służących dywersyfikacji dostaw gazu i zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, a zarazem wzrostowi wartości spółki oraz umacnianiu jej pozycji na rynkach międzynarodowych. Rada Nadzorcza z uwagą monitoruje te przedsięwzięcia, zarówno ze względu na ich znaczenie dla spółki, jak i poziom ryzyka związany z ich wdrożeniem.

Obiecująco przedstawia się aktywność spółek poszukiwawczo-wydobywczych Grupy Kapitałowej PGNiG. W roku 2007 spółki te pozyskały wiele nowych kontraktów, umacniając swoją pozycję na w pełni konkurencyjnych rynkach międzynarodowych.

Powodem do satysfakcji są również imponujące wyniki finansowe oraz wzrost podstawowych wskaźników rentowności PGNiG SA. W roku 2007 spółka zdecydowanie utrzymała ścieżkę wzrostu wartości, co daje podstawy do patrzenia z optymizmem na dalszy rozwój i kontynuację rozpoczętych procesów modernizacyjnych i inwestycyjnych.

Rada Nadzorcza z nadzieją patrzy w przyszłość relacji pracowniczych w spółce. To w dużej mierze dzięki ich zaangażowaniu możliwa stała się realizacja trudnych przekształceń w 2007 roku w Grupie Kapitałowej PGNiG. Jestem przekonany, że dialog

z pracownikami będzie kontynuowany. Wierzę, że kolejny rok będzie nie mniej udany dla spółki, przynosząc satysfakcjonujący zysk dla naszych akcjonariuszy, jak i dając powody do zadowolenia wszystkim pracownikom Grupy Kapitałowej PGNiG.



Stanisław Rychlicki
Przewodniczący Rady Nadzorczej
PGNiG SA

Warszawa, kwiecień 2008 roku



Rada Nadzorcza

Stanisław Rychlicki Przewodniczący Rady Nadzorczej

Absolwent Wydziału Geologiczno-Poszukiwawczego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Pracownik na Wydziale Wiertniczo-Naftowym, obecnie kierownik Katedry Inżynierii Naftowej oraz prodziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu. W latach 1980–1986 zatrudniony na stanowisku profesora na Uniwersytecie Nauk i Technologii w Algierze.

Marcin Moryń Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

Radca prawny, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego. Od maja 2006 roku pełni obowiązki dyrektora monitorowania zobowiązań prywatyzacyjnych w Ministerstwie Skarbu Państwa. W latach 2001–2006 pełnił funkcję naczelnika wydziału w Departamencie Prawnym Ministerstwa Skarbu Państwa.

Grzegorz Banaszek Członek Rady Nadzorczej

Absolwent Wydziału Organizacji i Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z rynkiem kapitałowym. Współpracował z wieloma instytucjami finansowymi. Obecnie pełni funkcję doradcy prezesa Zarządu ds. organizacji i zarządzania w Totalizatorze Sportowym.

Agnieszka Chmielarz Członek Rady Nadzorczej

Absolwentka Wydziału Chemii Akademii Techniczno-Rolniczej w Bydgoszczy. Od wielu lat jest zawodowo związana z PGNiG. Obecnie pracuje w Oddziale Handlowym Gazowni Bydgoskiej.

Mieczysław Kawecki Członek Rady Nadzorczej

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od roku 1976 związany z górnictwem naftowym – początkowo pracował w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu, obecnie w Podziemnym Magazynie Gazu Strachocina, gdzie pełni funkcję kierownika. Inżynier górniczy I stopnia.

Hubert Konarski Członek Rady Nadzorczej

Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 1999–2001 pracował w PGNiG w charakterze prawnika i negocjatora kontraktów krajowych i międzynarodowych. Od roku 2002 jest dyrektorem zarządzającym w spółce konsultingowej zajmującej się między innymi doradztwem w zakresie sektora gazowniczego i naftowego. Autor publikacji branżowych, poświęconych w szczególności kontraktom międzynarodowym zawierającym w ramach sektora górnictwa naftowego i gazownictwa.

Mieczysław Puławski Członek Rady Nadzorczej

Profesor nadzwyczajny w Szkole Głównej Handlowej oraz Wyższej Szkole Handlu i Prawa w Warszawie. Absolwent Wydziału Handlu Zagranicznego Szkoły Głównej Planowania i Statystyki. W latach 1977–1978 studiował na Wydziale Nauk Społeczno-Politycznych Uniwersytetu w Bazylei. Pełnił także funkcję doradcy prezesa Narodowego Banku Polskiego oraz doradcy ministra finansów.

Jolanta Siergiej Członek Rady Nadzorczej

Absolwentka Politechniki Szczecińskiej, członek rad nadzorczych spółek Grupy Kapitałowej PGNiG: Geofizyka Kraków (1998–2000) oraz Poszukiwania Naftowe „Diament” (2001–2002). Jest dyrektorem górniczym III stopnia. W roku 1995 zajęła stanowisko głównego księgowego w Oddziale PGNiG w Zielonej Górze.

Joanna Stuglik Członek Rady Nadzorczej

Absolwentka Wydziału Ekonomii Akademii Ekonomicznej w Krakowie. Doktor nauk ekonomicznych, specjalista w zakresie zarządzania strategicznego i finansów. Autorka publikacji o tematyce finansowej, zajmuje się w szczególności zagadnieniem korelacji budżetu jednostki z jej celami strategicznymi.

Stan na 19 czerwca 2008 roku.

Kalendarz wydarzeń



Styczeń 2007

Spółka Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA w Pile realizowała rozpoczęte pod koniec 2006 roku wiercenia otworu AL-BORQ-1X, zlokalizowanego w północno-zachodniej części Egiptu, dla firmy Vegas Oil and Gas SA. Pod koniec stycznia spółka rozpoczęła również wiercenia dla Apache West Kanayes Corporation Ldc.

Luty 2007

PGNiG włączyło do eksploatacji nową kopalnię gazu ziemnego w Jasionce koło Rzeszowa. Zasoby wydobywalne złoża Jasionka wynoszą 1,75 mld m³. Przewiduje się, że kopalnia umożliwi wydobycie ponad 150 mln m³ gazu ziemnego wysokometanowego rocznie. Nakłady inwestycyjne wyniosły około 24 mln zł.

PGNiG oraz Mobil Development Norway A/S wraz z ExxonMobil Production Norway Inc. podpisali warunkową umowę sprzedaży udziałów w licencjach PL212, PL212B i PL262 dających prawo do eksploatacji złóż Skarv i Snadd na norweskim szelfie kontynentalnym. Zgodnie z umową PGNiG nabyło 15% udziałów w licencjach (po unytaryzacji udział zmniejszył się do 12%).

Marzec 2007

PGNiG jako pierwsza polska firma z sektora energetycznego oficjalnie otworzyła stałe przedstawicielstwo w Brukseli. W ten sposób spółka stała się aktywnym członkiem europejskiego forum rynku gazu. Poprzez stałą obecność w Brukseli, PGNiG może na bieżąco analizować wpływ europejskiej legislacji na polski rynek gazu. Ułatwi to także starania o wsparcie unijne dla konkretnych projektów ważnych dla bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Walne Zgromadzenie PGNiG wyraziło zgodę na utworzenie spółki Polskie LNG (PLNG), która będzie realizowała projekt budowy terminalu skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu, a w późniejszym etapie zajmie się jego eksploatacją (działalnością regazyfikacyjną). PGNiG objęło 100% udziałów w PLNG.

Kwiecień 2007

PGNiG znalazło się na liście *Global 2000* redagowanej przez prestiżowy magazyn „Forbes”. Ranking obejmuje spółki, które mają największe znaczenie dla światowej gospodarki. PGNiG po raz pierwszy zostało sklasyfikowane na 1170. miejscu, co dało spółce trzecią pozycję wśród polskich firm.

Maj 2007

PGNiG oraz Energinet.dk podpisały porozumienie, którego celem jest realizacja projektu poprowadzenia bezpośredniego gazociągu pomiędzy Polską a Danią (Baltic Pipe). Współpraca z Energinet.dk w zakresie projektów dotyczących dostaw i przesyłu gazu na europejskim, zliberalizowanym rynku jest kolejnym przykładem rozwijania międzynarodowej aktywności PGNiG.

PGNiG podpisało porozumienie z GB Petroleum Plc. o podjęciu wspólnej działalności poszukiwawczej i eksploatacji złóż węglowodorów na koncesjach posiadanych przez obie firmy. Dla PGNiG oznacza to możliwość wykorzystania koncesji GB Petroleum Plc. w Tunezji i Maroku. Obie firmy wyraziły ponadto chęć długofalowej współpracy opartej na wymianie wiedzy i doświadczeń.

Czerwiec 2007

PGNiG wygrało przetarg na koncesję poszukiwawczą na obszarze bloku Bahariya w Egipcie o powierzchni 4414,4 km². Blok położony jest około 200 km na południowy zachód od Kairu, na obszarze Pustyni Zachodniej (Western Desert). W ciągu ostatnich dziesięciu lat na tym obszarze dokonano wielu znaczących odkryć złóż ropy naftowej.

PGNiG przystąpiło i nieodpłatnie objęło 15% udziałów w konsorcjum Skanled budującym gazociąg z Kårstø w Norwegii do Szwecji i Danii. Dało to spółce prawo do współdecydowania we wszystkich sprawach konsorcjum, a także do decyzji dotyczących rezerwowania przepustowości i dostępu do całości dokumentacji projektu.

Spółka zakończyła prawne wydzielenie sześciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Był to kluczowy etap w projekcie prawnego rozdzielenia działalności handlowej od technicznej dystrybucji gazu. Obowiązek taki został nałożony na wszystkie państwa Unii Europejskiej. Przyjęte przez PGNiG rozwiązanie jest zbliżone do modelu, który funkcjonuje w Wielkiej Brytanii.

Lipiec 2007

PGNiG powołało zgodnie z zapisami prawa norweskiego spółkę zależną PGNiG Norway. Wszystkie udziały w kapitale zakładowym PGNiG Norway zostały objęte przez PGNiG. Głównym zadaniem nowo powstałej spółki jest realizacja projektu zagospodarowania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż Skarv, Snadd i Idun na Morzu Norweskim.

Koncern Shell przyznał Geofizyce Toruń kontrakt na realizację badań sejsmicznych w Syrii. Po raz pierwszy w swej historii Shell powierzył takie zadanie firmie z Europy Centralnej. Dla toruńskiej spółki oznacza to awans do ścisłej światowej czołówki firm geofizycznych.

Sierpień 2007

Spółka Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków podpisała kontrakt na wykonanie prac wiertniczych i serwisowych z polsko-kazachską firmą EmbajugNief. Prace są prowadzone w rejonie Atyrau, objętego koncesją Żubantam-Żusalsaj, w sąsiedztwie szóstego co do wielkości złoża na świecie – Tengiz. Kontrakt został podpisany na rok, z możliwością przedłużenia. Zakres prac obejmuje wykonanie od dwóch do czterech otworów poszukiwawczych o głębokości od 5 do 6 km.

Wrzesień 2007

Geofizyka Kraków wygrała przetarg na realizację badań sejsmicznych dla duńskiego koncernu energetycznego DONG Energy – jest to pierwszy kontrakt tej firmy w Danii. Realizację projektu rozpoczęto na przełomie września i października. Celem podjętych badań jest poszukiwanie wód geotermalnych umożliwiających produkcję lokalnego ogrzewania.

Październik 2007

Zakończenie projektu dostosowania działalności Grupy Kapitałowej PGNiG do wymogów dyrektywy Unii Europejskiej (2003/55/EC) oraz znowelizowanego prawa energetycznego, które zobowiązały spółki z branży do rozdzielenia handlu od dystrybucji gazu. Detaliczny obrót gazem oraz obsługa klientów na terenie całego kraju została przeniesiona do PGNiG.

Geofizyka Toruń wygrała przetarg na realizację badań sejsmicznych dla firmy GeoEnergy. Badania w południowo-zachodnich Niemczech są prowadzone metodą sejsmiki 2D i 3D; rozpoczęto je w listopadzie 2007 roku. Rynek niemiecki nie jest dla tej spółki nowy – od lat prowadzi tam badania geofizyczne i ma uznaną markę na lokalnym rynku.

PGNiG Norway nabyła od Mobil Development Norway A/S i ExxonMobil Production Norway Inc. udziały w licencjach PL212, PL212B i PL262 dających dostęp do złóż na norweskim szelfie kontynentalnym, wraz z prawami i obowiązkami wynikającymi z wielu umów dotyczących tych złóż. Z tytułu zakupu licencji oraz dodatkowych rozliczeń zapłacono 390 mln USD.

Listopad 2007

PGNiG, Energinet.dk oraz OGP GAZ-SYSTEM SA podpisały umowę o współpracy związaną z realizacją projektu Baltic Pipe. Umowa ta jest naturalną konsekwencją podpisania przez Energinet.dk i PGNiG w maju 2007 roku listu intencyjnego w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe.

Grudzień 2007

PGNiG podpisało umowę cesji 40% udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej w Danii, należącej do Willumsen Exploration Consultants ApS. Dzięki temu spółka rozpoczęła działalność poszukiwawczą na obszarach perspektywicznych dla rozwoju rynku wydobycia. Właścicielami pozostałych udziałów są firmy Odin Energi A/S (40%) oraz Nordsofonden (20%). Koncesja daje szansę na odkrycie złóż ropy naftowej w utworach dolomitu głównego.

Ład korporacyjny

Sukces dużego przedsiębiorstwa, jakim jest PGNiG, zależy nie tylko od przemyślanej strategii czy efektywnego zarządzania. Spółka, aby przyciągnąć uwagę inwestorów, musi wykazać, że przestrzega zasad dobrego nadzoru i zarządzania, czyli ładu korporacyjnego.

Zarząd PGNiG dokłada wszelkich starań, by właściwie wypełniać zasady ładu korporacyjnego, a także by prowadzona działalność była przejrzysta dla inwestorów, dzięki czemu rośnie atrakcyjność spółki.

Organy PGNiG

Walne Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie PGNiG to najwyższy organ spółki, działający według zasad określonych w kodeksie spółek handlowych oraz w *Regulaminie Walnego Zgromadzenia*. Poprzez Walne Zgromadzenie akcjonariusze wypełniają swoje prawa korporacyjne. Na Walnych Zgromadzeniach między innymi są rozpatrywane i zatwierdzane sprawozdania Zarządu, podejmowane są decyzje dotyczące wielkości, sposobu oraz terminu wypłaty dywidendy z zysku. Skarb Państwa, jako większościowy akcjonariusz PGNiG, ma 84,75% głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Rada Nadzorcza

Organ ten sprawuje stały nadzór nad funkcjonowaniem PGNiG we wszystkich dziedzinach jego działalności, zgodnie z zasadami określonymi w *Regulaminie Rady Nadzorczej*. W skład Rady Nadzorczej wchodzi od pięciu do dziewięciu członków, w tym jeden niezależny, powoływanych na trzyletnią, wspólną kadencję przez Walne Zgromadzenie PGNiG. Skarb Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Zarząd

Organ wykonawczy kierujący działalnością spółki i reprezentujący ją we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. W Zarządzie zasiada od dwóch do siedmiu osób, przy czym liczbę członków określa Rada Nadzorcza. Członkowie Zarządu powoływani są na wspólną kadencję, która trwa trzy lata. Do kompetencji tego organu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem działalności

PGNiG, które nie zostały zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami statutu do kompetencji innych organów spółki. Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów kodeksu spółek handlowych oraz postanowień Statutu i regulaminu Zarządu.

Zarząd PGNiG przykłada dużą wagę do przestrzegania wymogów ładu korporacyjnego. Od swojego debiutu giełdowego w 2005 roku do końca 2007 roku spółka stosowała się do zasad zawartych w dokumencie *Dobre praktyki w spółkach publicznych 2005*, zalecanym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie. W roku 2007 PGNiG przestrzegało 49 z 53 opisanych w nim zasad. Nieprzestrzeganie czterech (nr 2, 20, 28 oraz 43) wynikało ze specyfiki sytuacji prawnej spółki.

» **Zasada nr 2** (dobre praktyki Walnych Zgromadzeń) dotyczy potrzeby uzasadniania żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz wprowadzania określonych spraw do porządku obrad. Zgodnie z wewnętrznymi regulacjami – § 57 Statutu spółki, wnioski dotyczące przedmiotu (zwołania) obrad Walnego Zgromadzenia muszą być uzasadnione przez Zarząd, Rada Nadzorcza zaś musi pisemnie wydać na ich temat swoją opinię.

» **Zasada nr 20** (dobre praktyki Rad Nadzorczych) stanowi, że przynajmniej połowa członków Rady Nadzorczej to członkowie niezależni.

W skład Rady Nadzorczej spółki wchodzi od pięciu do dziewięciu członków, a zgodnie z art. 12 Ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji, zasiadają w niej przedstawiciele pracowników. Jednocześnie Skarb Państwa, jako większościowy akcjonariusz, ma prawo do powoływania większości składu Rady Nadzorczej spółki. W tej sytuacji PGNiG nie może zapewnić udziału większej liczby niezależnych członków Rady Nadzorczej, gdyż wówczas niemożliwa byłaby realizacja prawa, które przysługuje w tym zakresie Skarbowi Państwa.

» **Zasada nr 28** (dobre praktyki Rad Nadzorczych) zobowiązuje Radę Nadzorczą do działania zgodnie ze swym publicznie dostępnym regulaminem,

na mocy którego między innymi mogą być powoływane co najmniej dwa komitety – audytu i wynagrodzeń. W skład komitetu audytu powinno wchodzić co najmniej dwóch członków niezależnych.

Zgodnie ze Statutem PGNiG, w skład Rady Nadzorczej wchodzi tylko jeden niezależny członek. W tej sytuacji władze spółki nie stosują niniejszej zasady.

» **Zasada nr 43** (dobre praktyki w zakresie relacji z osobami i instytucjami zewnętrznymi) określa procedurę wyboru biegłego rewidenta. Zgodnie z jej zapisami, do podjęcia decyzji w tym zakresie niezbędne jest między innymi przedstawienie rekomendacji komitetu audytu.

Zważywszy, że spółka nie przyjęła zasady nr 28, uchylona została również zasada nr 43. Wyboru biegłego rewidenta dokonuje Rada Nadzorcza PGNiG.

Od roku 2008 PGNiG stosuje zasady ładu korporacyjnego określone w dokumencie *Dobre praktyki spółek notowanych na GPW*, z pominięciem trzech zasad odnoszących się do niezależnych członków Rady Nadzorczej oraz komitetu audytu w ramach Rady Nadzorczej. Z uwagi na duże znaczenie tych zasad rozważane jest zaproponowanie akcjonariuszom wprowadzenia w przyszłości odpowiednich rozwiązań, tak by możliwe było ich zastosowanie.

W celu minimalizacji ryzyka związanego z procesem raportowania finansowego, PGNiG na bieżąco ulepsza poszczególne moduły zintegrowanego systemu zarządzania, a także doskonalą umiejętności praktyczne pracowników obsługujących ten system. Ponadto spółka stosuje wyspecjalizowany system zarządzania ogólnym bezpieczeństwem finansowym, na który składają się takie elementy, jak płynność, ryzyko kursowe oraz tworzenie i kontrola budżetów.

PGNiG wypełnia swój obowiązek informacyjny poprzez publikację raportów dotyczących bieżącej działalności, raportów finansowych czy organizację konferencji prasowych. W celu dotarcia do szerokiego grona odbiorców, konferencje dotyczące

wyników finansowych osiągniętych przez Grupę Kapitałową PGNiG transmitowane są za pośrednictwem Internetu. Dodatkowo został rozbudowany portal korporacyjny PGNiG, dzięki czemu każda osoba zainteresowana działalnością spółki może szybko i sprawnie znaleźć wiele istotnych informacji operacyjnych oraz finansowych dotyczących Grupy Kapitałowej PGNiG. Warto dodać, że pracownicy spółki na bieżąco biorą udział w kongresach poświęconych dobremu praktykom, dzięki czemu wzrasta jakość dialogu PGNiG z rynkiem kapitałowym.

W marcu 2008 roku portal www.pgnig.pl został doceniony za swą funkcjonalność i intuicyjność. Strona internetowa PGNiG zajęła piąte miejsce w rankingu stron korporacyjnych 16 największych firm w Polsce. Analizę przeprowadziła szwedzka firma konsultingowa Hallvarsson & Halvarsson.



Strategia



Grupa Kapitałowa PGNiG zmierza do tego, aby być coraz bardziej nowoczesną organizacją działającą w formule logicznie uporządkowanej i optymalnej grupy kapitałowej, zarządzanej przez cele oraz zorientowanej projektowo na realizację przedsięwzięć.

Strategia



Grupa Kapitałowa PGNiG zmierza do tego, aby być coraz bardziej nowoczesną organizacją działającą w formule logicznie uporządkowanej i optymalnej grupy kapitałowej, zarządzanej przez cele oraz zorientowanej projektowo na realizację przedsięwzięć.

Grupa Kapitałowa PGNiG poszukuje możliwości coraz lepszego wykorzystania efektów synergii i skali, a także dąży do takiego uporządkowania swojej struktury, które zagwarantuje wzrost wartości, jak i zminimalizuje ryzyko operacyjne. Oferta produktowa Grupy Kapitałowej PGNiG w coraz większym stopniu opierać się będzie na nowoczesnych rozwiązaniach energetycznych, bazujących na zastosowaniu gazu ziemnego w powiązaniu ze świadczeniem komplementarnych usług. Dla spółki najważniejsza jest dbałość o komfort klientów indywidualnych i biznesowych, stąd szczególny nacisk kładziony jest na niezawodność i ciągłość działania.

Nadrzędnym celem strategicznym jest długofalowy, zrównoważony wzrost wartości, co wymusza systematyczny rozwój na rynku krajowym i międzynarodowym. Dobra kondycja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG oznacza wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Priorytety strategiczne to:

- » zwiększenie skali działalności poprzez wydłużenie łańcucha wartości obejmującego w sposób kompleksowy wszelkie aktywności – od poszukiwań i pozyskiwania surowców po sprzedaż i serwis u finalnego odbiorcy;
- » zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego klientom PGNiG;
- » stworzenie zdywersyfikowanego i stabilnego portfolio dostaw gazu ziemnego;
- » rozwój działalności handlowej;
- » rozwój działalności badawczo-rozwojowej.

Strategia obrotu międzynarodowego

Grupa Kapitałowa PGNiG rozpoczęła realizację projektów skutkujących dywersyfikacją źródeł dostaw, aby uniezależnić się od gazu pochodzącego z jednego kierunku i od jednego dostawcy. Strategia spółki jest przede wszystkim zorientowana na zrównoważenie dostaw gazu ze Wschodu zwiększonym wolumenem importu gazu z Północy, przy jednoczesnym wzroście wydobycia krajowego.

W celu stworzenia zrównoważonego portfolio dostaw przewidziane są do realizacji następujące projekty:

- » budowa nowej infrastruktury umożliwiającej dostawy gazu do Polski (terminal gazu skroplonego w Świnoujściu, nowe połączenia zapewniające dostęp do złóż norweskich: udział w konsorcjum Skanled oraz budowa gazociągu Baltic Pipe);
- » budowa odpowiedniej struktury kontraktów importowych (zróżnicowany i dopasowany do sytuacji rynkowej charakter zawieranych kontraktów, zmienny udział kontraktów długo- i krótkoterminowych, zapewnienie stabilnych dostaw gazu do Polski po możliwie niskiej cenie).

Równie ważnym z punktu widzenia Grupy Kapitałowej PGNiG elementem strategii obrotu międzynarodowego jest rozpoczęcie prowadzenia transakcji kupna-sprzedaży surowców z wykorzystaniem instrumentów pochodnych na rynkach giełdowych. Oprócz korzyści wynikających z uzyskiwanych marż na międzynarodowej działalności handlowej, działalność taka będzie sprzyjać dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i zarządzania ryzykiem, zapewniając konkurencyjność cenową oferty sprzedażowej.

Realizacja strategii

W roku 2007 podjęto wiele działań służących dywersyfikacji źródeł, kierunków i dróg dostaw gazu. W sumie Grupa Kapitałowa PGNiG przeznaczyła na ten cel ponad 1 mld zł.

W kwietniu 2007 roku PGNiG zawiązało spółkę celową Polskie LNG (PLNG), odpowiedzialną za realizację budowy, a w późniejszym okresie – eksploatację terminalu do importu i przerabiania gazu skroplonego w Świnoujściu. 10 stycznia 2008 roku PLNG podpisało umowę z SNC Lavalin Services Ltd. na wykonanie projektu terminalu LNG.

W ramach realizacji planu zakupu złóż na norweskim szelfie kontynentalnym spółka nabyła 12% udziałów w licencji na złoża Skarv, Snadd i Idun. W maju 2007 roku powołana została spółka zależna PGNiG Norway, odpowiedzialna za realizację tego przedsięwzięcia. Projekt budowy rurociągu Skanled w minionym roku znalazł się w fazie projektowej, a także był przedmiotem modelowania finansowego. 20 czerwca 2007 roku PGNiG przystąpiło i nieodpłatnie objęło 15% udziałów w konsorcjum powołanym do budowy gazociągu Skanled.

Z kolei w ramach realizacji budowy Baltic Pipe PGNiG podpisało umowę o współpracy z Energinet.dk, operatorem systemów przesyłowych, energetycznych i gazowniczych w Danii, oraz z OGP GAZ-SYSTEM SA, polskim operatorem gazociągów przesyłowych.



Strategia poszukiwań i wydobywania

W celu zwiększenia możliwości krajowego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, a także ekspansji na rynki międzynarodowe (uzyskanie dostępu do zagranicznych złóż) PGNiG prowadzi zakrojony na szeroką skalę program inwestycyjny, który przyczynia się do wzrostu wartości spółki.

Wydobycie gazu krajowego jest kluczowym elementem budowania cenowej przewagi konkurencyjnej, jednocześnie wzmacnia bezpieczeństwo dostaw gazu w Polsce. Wzrost wydobycia ropy naftowej natomiast pozwala na uniezależnienie wyników finansowych PGNiG od ryzyka regulacyjnego. Utrzymanie oraz rozwój tych obszarów funkcjonowania, przy jednoczesnym zwiększeniu efektywności, wymaga:

- » zachowania obszarów koncesyjnych w kraju na poziomie 45–50 tys. km² (składanie wniosków koncesyjnych na nowe obszary oraz przedłużanie koncesji, których termin ważności minął);
- » zachowania współczynnika odnawialności zasobów na poziomie 1,0–1,1 (prowadzenie na terenie kraju prac sejsmicznych pozwalających na lepsze rozpoznanie budowy geologicznej).

Poza wydobyciem krajowym ważnym elementem rozbudowy potencjału zasobów własnych jest zdobywanie dostępu do złóż zagranicznych i wejście na międzynarodowe rynki. W tym celu Grupa Kapitałowa PGNiG będzie uczestniczyć w rundach przetargowych na koncesje poszukiwawczo-wydobywcze oraz zawiązywać alianse z innymi koncernami, co znacząco ogranicza ryzyko przedsięwzięć oraz ułatwia dostęp do rynków. Obecnie planowana jest współpraca z przedstawicielami narodowych koncernów paliwowych, której celem będzie pozyskanie

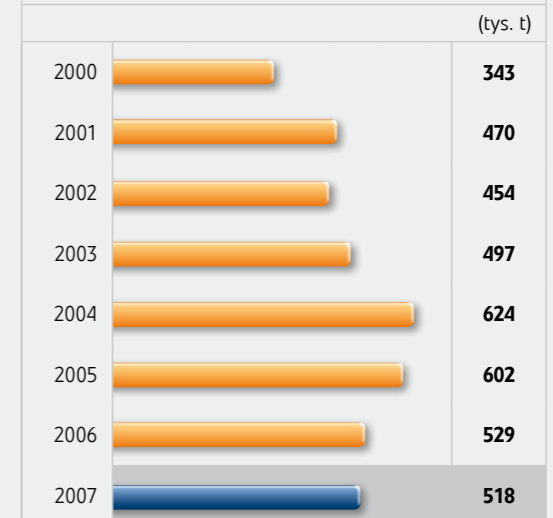
aktywów naftowych. PGNiG będzie się także starać o udziały w koncesjach lub innego typu przedsięwzięciach poszukiwawczo-wydobywczych bezpośrednio od firm zainteresowanych ich zbyciem.

Realizacja strategii

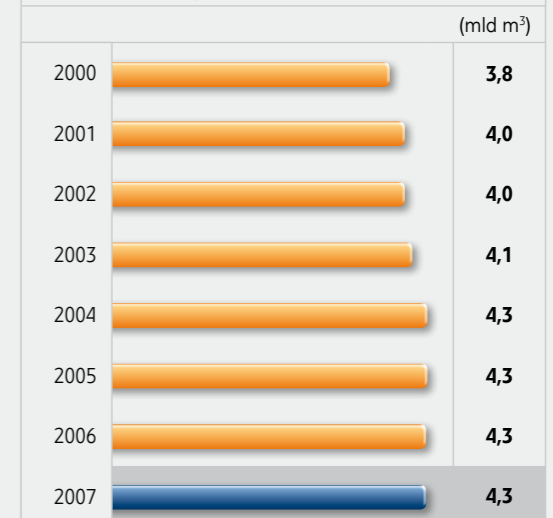
W ramach uzyskania dostępu do zagranicznych złóż PGNiG objęło już 12% udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej złóż Skarv, Snadd i Idun na Morzu Północnym. Spółka nadal będzie prowadziła podobne działania w innych krajach – w Libii, Algierii, Egipcie, Pakistanie czy w Danii. Dzięki tym przedsięwzięciom Grupa Kapitałowa PGNiG jest postrzegana jako aktywny i silny partner.

Spółki serwisowe należące do Grupy Kapitałowej PGNiG z powodzeniem prowadzą prace na rynkach międzynarodowych. Wypracowana przez nie marka sprzyja rozwojowi ich działalności zarówno na obszarach rozpoznanych, jak i nowych. Oprócz wspomnianego już zakupu licencji na norweskim szelfie kontynentalnym, Grupa Kapitałowa PGNiG w 2007 roku była obecna między innymi w Libii (wygrany przetarg na koncesję poszukiwawczą w basenie naftowym Murzuq), w Egipcie (wygrany przetarg na koncesję Bahariya). W ramach zaś zwiększenia wydobycia gazu krajowego, jednym z najważniejszych zadań zrealizowanych w 2007 roku było zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Jasionka I (etap I) oraz połączenie OZG Jasionka I Stobiernia-Terliczka gazociągami przesyłowym. W ciągu roku wykonano w kraju wiercenia na długości 52 tys. m, a prace wiertnicze były prowadzone w 31 otworach. Ogółem w 2007 roku na prace poszukiwawcze w kraju i za granicą spółka przeznaczyła 477 mln zł.

» Wydobywanie ropy naftowej w latach 2000–2007



» Wydobywanie gazu w latach 2000–2007



Strategia magazynowania

Grupa Kapitałowa PGNiG jest liderem na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz właścicielem wszystkich krajowych magazynów włączonych do systemu gazowniczego. Posiadane obecnie pojemności magazynowe pozwalają Grupie Kapitałowej PGNiG na zapewnienie rezerw gazu ziemnego na wypadek krótkotrwałych przerw w dostawach oraz na wyrównywanie sezonowej nierównomierności poboru. Jednakże, aby w pełni zaspokoić potrzeby związane z obsługą nietypowych wzrostów szczytowego zapotrzebowania, niezbędna jest rozbudowa powierzchni magazynowej.

Rozbudowa podziemnych magazynów gazu (PMG) pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw gazu do klientów, co jest ważnym elementem budowania wiarygodności Grupy Kapitałowej PGNiG jako dostawcy i jednym z kluczowych czynników przewagi konkurencyjnej na rynku. Umożliwi to również osiągnięcie wymaganej ustawą ilości zapasów gazu ziemnego w magazynach.

Łączna pojemność czynna magazynów gazu ziemnego w Polsce wynosi obecnie około 1,66 mld m³. Rozbudowa pojemności magazynowej

na gaz wysokometanowy o dodatkowe 0,9 mld m³ (do wielkości rzędu 2,6 mld m³) jest przewidziana do roku 2012. Przedsięwzięcie to pozwoli na wypełnienie zapisów ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Łączna pojemność magazynów (wraz z magazynami na gaz zaazotowany) wyniesie 2,8 mld m³.

Przedsięwzięcia związane z rozbudową podziemnych magazynów gazu są zgodne ze strategią bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz z programami realizowanymi na poziomach krajowym i wspólnotowym. Wpisują się zarówno w program operacyjny *Infrastruktura i środowisko* na lata 2007–2013, jak i w *Narodowe strategiczne ramy odniesienia* na lata 2007–2013 (*Narodowa strategia spójności*), politykę energetyczną Polski do 2025 roku oraz strategię liźbońską. W związku z tym Grupa Kapitałowa PGNiG podjęła starania o wsparcie finansowe tych projektów ze środków Unii Europejskiej.

Przewidywane koszty rozbudowy pojemności magazynowych do roku 2012 wyniosą około 2 mld zł.

Realizacja strategii

W roku 2007, w ramach realizacji strategii rozbudowy pojemności magazynowych zakończono modernizację części napowierzchniowej PMG Swarzędów, a także prowadzono prace mające na celu zwiększenie pojemności czynnej magazynów Wierzchowice, Mogilno i Strachocina. Rozpoczęto również prace przygotowawcze w związku z budową PMG Kosakowo poprzez ługowanie kawern, budowę instalacji oraz połączenie z systemem gazowniczym. Ogółem w minionym roku na inwestycje związane z podziemnymi magazynami gazu spółka przeznaczyła 61,2 mln zł.



Strategia dystrybucji

Priorytetem w działaniach inwestycyjnych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych jest optymalny rozwój sieci dystrybucyjnej poprzez przyłączenie nowych klientów. Spółki te poprzez rozbudowę sieci gazowych na terenie gmin leżących w zasięgu sieci przesyłowych i dystrybucyjnych będą zagęszczać swoją sieć oraz gazyfikować poszczególne miejscowości. Działania te będą poprzedzone analizami rynkowymi atrakcyjności inwestycyjnej tych obszarów geograficznych.

Na rozbudowę infrastruktury dystrybucyjnej PGNiG może pozyskać fundusze unijne w ramach programu operacyjnego *Infrastruktura i środowisko*. W celu efektywnego wykorzystania tych funduszy spółki OSD będą aktywnie uczestniczyć w tworzeniu projektów samorządowych zakładających gazyfikację

lub rozbudowę istniejącej już sieci na terenach charakteryzujących się dużym potencjałem.

Kolejnym ważnym celem strategicznym w zakresie dystrybucji jest ciągłość oraz wzrost przychodów ze świadczonych usług. Ten rodzaj działalności ma charakter regulowany, charakteryzuje się długotrwałym procesem inwestycyjnym, stąd też konieczne jest stworzenie odpowiednich mechanizmów gwarantujących stabilny wzrost przychodów.

Dystrybucja odgrywa istotną rolę w budowaniu wartości Grupy Kapitałowej PGNiG. Z tego też powodu spółki OSD nie mogą koncentrować się tylko na wzroście przychodów – muszą także optymalizować swoje koszty, zachowując odpowiednie standardy jakości dostaw gazu ziemnego. Aby to

osiągnąć, konieczne jest efektywne zarządzanie majątkiem sieciowym, a także wdrożenie następujących systemów: zintegrowanego systemu zarządzania jakością, środowiskiem, bezpieczeństwem i higieną pracy (według norm ISO), zintegrowanego systemu billingowego oraz systemu zarządzania ryzykiem zmian pogody.

Realizacja strategii

Rok 2007 był przełomowy dla segmentu Dystrybucja. W wyniku prawnego rozdzielenia dystrybucji od działalności handlowej wydzieleni zostali Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego. Tym samym segment uzyskał niezależność działania. Każdej z sześciu spółek dystrybucyjnych został przydzielony terytorialny zasięg działalności oraz zakres zadań operacyjnych, co jest fundamentem realizacji omówionej strategii.



Ryzyka działalności

Strategia handlu

Istotnym elementem strategii Grupy Kapitałowej PGNiG są przyszłe działania handlowe. Utrzymanie dominującej pozycji na rynku wymaga podjęcia przez spółkę działań zmierzających do poszerzenia bazy odbiorców gazu, segmentacji klientów oraz budowy trwałych relacji z nimi.

Zwiększeniu liczby odbiorców, zarówno indywidualnych, jak i instytucjonalnych, będą sprzyjać alianse zawierane z firmami z sektora elektroenergetycznego. Cel ten będzie również realizowany poprzez gazyfikację nowych obszarów Polski, nieobjętych dotąd działaniem PGNiG, oraz poprzez wykorzystanie nowych dróg i sposobów dostaw gazu, takich jak gazociągi wirtualne. Pozwalają one dotrzeć do odbiorców niewłączonych do sieci gazowej poprzez dostarczanie skroplonego gazu LNG transportem kolejowym lub samochodowym. Przeprowadzenie segmentacji klientów opartej na nowoczesnych zasadach pozwoli na zidentyfikowanie najbardziej atrakcyjnych i perspektywicznych grup odbiorców na całym rynku. Ułatwi również skonstruowanie odpowiedniej oferty produktowo-usługowej przeznaczonej dla konkretnych grup konsumentów. W ramach podjętych działań segmentacyjnych będą uwzględniane nowoczesne kryteria oceny poszczególnych grup klientów: wolumen dostaw gazu, równomierność poboru, sezonowość, rentowność, atrakcyjność branży, perspektywy rozwoju czy wrażliwość na oferty konkurencji.

Działalność handlowa będzie również wspierana przez ciągłe doskonalenie relacji z klientami poprzez identyfikację indywidualnych potrzeb odbiorców oraz elastyczne kształtowanie oferty, zgodnej z oczekiwaniami klientów. W ramach tych działań prowadzone są obecnie prace nad standaryzacją obsługi klienta. Najważniejszym celem jest bowiem zbudowanie trwałych związków z klientami z najbardziej atrakcyjnych segmentów.

Aby zaspokoić rosnące potrzeby klientów Grupy Kapitałowej PGNiG, planowane jest poszerzenie oferty produktowej. Dodatkową korzyścią będzie zmniejszenie ryzyka prowadzonej działalności. Znaczną część przychodów Grupy Kapitałowej PGNiG stanowi sprzedaż gazu i usług pokrewnych, którą obejmują regulacje URE. Wchodzenie w nowe, nieregulowane segmenty rynku pozwala PGNiG nie tylko na generowanie dodatkowej wartości, ale również korzystnie wpływa na poziom ryzyka. Rozszerzenie oferty wymaga sformułowania nowej polityki handlowej, odzwierciedlającej nowoczesne podejście zarówno do klientów, jak i do oferowanych produktów oraz usług.

Realizacja strategii

W ramach realizacji strategii rozwoju działalności handlowej, w 2007 roku przekształcono strukturę Grupy Kapitałowej PGNiG. Przeprowadzona integracja obrotu detalicznego miała pozytywny wpływ na poprawę jakości oraz standaryzację obsługi klienta.

Do najważniejszych zidentyfikowanych rodzajów ryzyka w Grupie Kapitałowej PGNiG należą: ryzyko regulacyjne, ryzyko rynkowo-walutowe, ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych i planowanych projektów oraz ryzyko szacowania nakładów na prace inwestycyjne.

Ryzyko regulacyjne

Podstawowe ryzyko taryfowe jest związane z niedostosowaniem przepisów wykonawczych do aktów nadrzędnych – ustaw – obowiązujących na rynku gazu. Sytuacja taka miała miejsce na przełomie 2007 i 2008 roku, kiedy to z powodu niewydania rozporządzenia taryfowego dostosowanego do znowelizowanego prawa energetycznego przedłużone zostało postępowanie w sprawie zatwierdzenia Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2008.

W roku 2008 należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowniczego. Przede wszystkim znowelizowana zostanie ustawa o prawie energetycznym w zakresie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Wejście w życie ustawy wymusi kolejną nowelizację rozporządzenia taryfowego.

Ryzyko rynkowo-walutowe

Ceny gazu z importu ustalane w dolarach amerykańskich i w euro kształtowane są według formuł indeksacyjnych, opartych na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz cen produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Rynek ropy i produktów ropopochodnych w ostatnim czasie jest mało przewidywalny z uwagi na ciągłe zmiany cen. Znaczące wahania cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na fluktuację cen zakupu gazu z importu. Dlatego też dokładna prognoza poziomu ceny gazu ziemnego obciążona jest wysokim ryzykiem błędu.

Ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej oraz gazu ziemnego w myśl obowiązujących przepisów prawa trwa od roku do półtora. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych konieczne jest uzyskanie podstaw formalnoprawnych do wejścia w teren, spełnienie wymogów w dziedzinie ochrony środowiska oraz przestrzeganie przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac.

Do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac wpływają kolejne miesiące. Czynniki te stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Ryzyko wzrostu kosztów prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na zmiany poziomu cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje również wzrost cen prac poszukiwawczych.

Ryzyko opóźnień projektów inwestycyjnych

Sprawy formalnoprawne niezależne od PGNiG, związane między innymi z brakiem uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego przez jednostki samorządu terytorialnego, problemami z wprowadzeniem do nich inwestycji, a także uzyskiwaniem decyzji administracyjnych lub innych, istotnie opóźniają działania inwestycyjne. Ponadto obowiązek stosowania ustawy o prawie zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji opóźnia realizację projektu inwestycyjnego.

Ryzyko szacowania nakładów na prace inwestycyjne

Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne. Wiele czynników, na przykład wahania cen surowców i materiałów (szczególnie stali), konieczność spełnienia wymogów w zakresie bezpieczeństwa osób i mienia oraz ochrony środowiska (Natura 2000), nieprzewidziane zdarzenia i konkurencja na rynku powodują, że szacowane nakłady finansowe na inwestycje mogą istotnie odbiegać od przyjętych w planie inwestycyjnym założeń. Ponadto znaczący wzrost cen powoduje konieczność zmian umów z wykonawcami, co jest kolejną przyczyną opóźnień.

Ryzyko odpływu wysoko wykwalifikowanej kadry

Obecność firm zagranicznych na polskim rynku nasiliła zjawisko przejmowania wysoko wyspecjalizowanych pracowników o bogatym doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów zajmujących się poszukiwaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej.



Otoczenie regulacyjne

Działalność Grupy Kapitałowej PGNiG regulują następujące akty prawne:

- » Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku – prawo energetyczne (Dz. U. 2003, Nr 153, poz. 1504 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dystrybucji gazu 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 państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. 2007, Nr 52, poz. 343) – w odniesieniu do działalności związanej z obrotem gazem ziemnym z zagranicą;
- » Ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku – prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. 1994, Nr 27, poz. 96 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

Działalność gospodarcza w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopaliny, ich wydobywania ze złóż, bezbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, wymaga uzyskania koncesji Ministerstwa Środowiska.

Według stanu na 31 grudnia 2007 roku PGNiG posiadało:

- » 67 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego;
- » 213 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż;
- » 8 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG);
- » 4 koncesje na składowanie odpadów.

Polityka taryfowa

Rynek gazu w Polsce jest regulowany przez Urząd Regulacji Energetyki. Regulacja ta polega przede wszystkim na ingerencji Prezesa URE w treść składanego wniosku w szczególności w odniesieniu do wielkości wzrostów ceny za paliwo gazowe. Prezes URE weryfikuje wnioskowany wzrost cen za paliwo gazowe oraz przedstawia swoje oczekiwania w powyższym zakresie. Poziom zatwierdzonych taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów uwzględniających uzasadnione koszty oraz zwrot z zaangażowanego kapitału. Stąd Grupa Kapitałowa PGNiG za kluczowe dla swojej polityki cenowej uznaje uniezależnienie przychodów spółki od tych regulacji. Obecnie wielkość przychodów zależy głównie od poziomu cen sprzedaży paliwa, które są regulowane urzędowo i bezpośrednio związane ze stosowaną metodologią

kształtowania taryf. Zasady ustalania taryf określają przepisy wykonawcze do prawa energetycznego, przede wszystkim:

- » obowiązujące do 19 lutego 2008 roku rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi;
- » obowiązujące od 20 lutego 2008 roku nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

W stosowanej metodologii kształtowania taryf ceny i stawki opłat są określane na podstawie prognozowanych kosztów oraz planowanych wielkości sprzedaży gazu ziemnego, przy czym uwzględniane są koszty pozyskania gazu ze wszystkich możliwych kierunków dostaw paliw gazowych – zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego.

W praktyce oznacza to, że regulacji cen podlega zarówno działalność obrotu z zagranicą, jak i wydobycie krajowe. Uwzględnienie tych dwóch źródeł kosztów przy kalkulacji taryf, przy aktualnych wyższych poziomach cen zakupu gazu z importu, skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym, niż wynikałoby to z kosztów zakupu paliw z importu.

W roku 2007 cena sprzedaży gazu była kształtowana na podstawie Taryfy dla paliw gazowych nr 4 zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 17 marca 2006 roku. Zgodnie z decyzją z 15 grudnia 2006 roku zatwierdzone zostały nowe ceny za paliwa gazowe a okres obowiązywania taryfy został przedłużony do 31 marca 2007 roku.

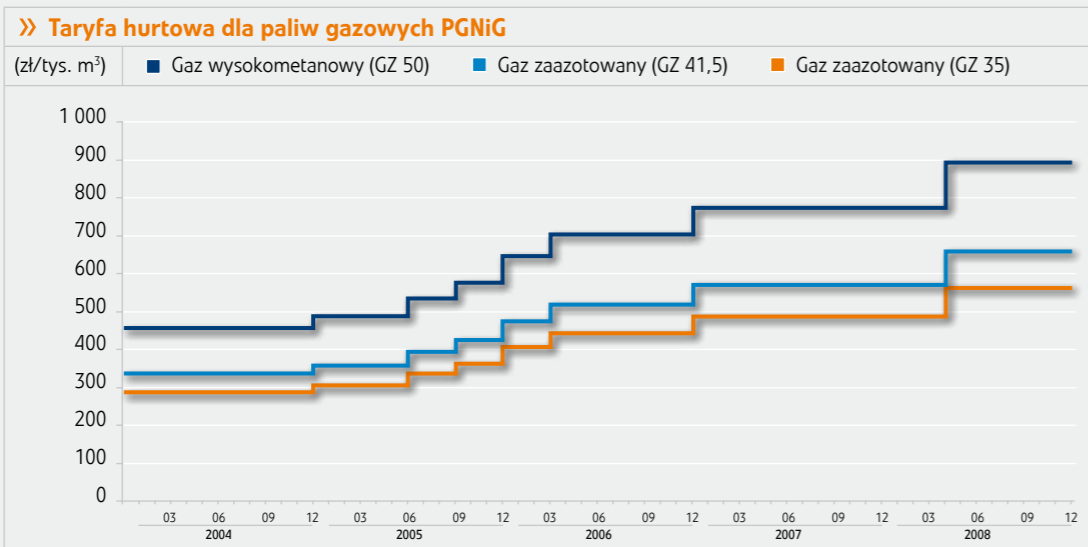
W wyniku zmiany taryfy od 1 stycznia 2007 roku ceny za paliwo gazowe wzrosły o 9,9%. W marcu 2007 roku została wydana kolejna decyzja o przedłużeniu do 30 września 2007 roku obowiązującej w I kwartale 2007 roku taryfy. Ze względu na przeprowadzenie procesu integracji obrotu, a także brak aktów wykonawczych do obowiązującego prawa energetycznego, PGNiG zwróciło się o przedłużenie

obowiązywania taryfy dla paliw gazowych do końca 2007 roku. Wniosek spółki został zaakceptowany 17 sierpnia 2007 roku.

14 listopada 2007 roku PGNiG wystąpiło z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2008 na okres I kwartału 2008 roku. Brak nowelizacji rozporządzeń wykonawczych spowodował, że proces zatwierdzenia taryfy rozpoczął się dopiero 20 lutego 2008 roku, wraz z wejściem w życie nowego Rozporządzenia z dnia 6 lutego 2008 roku Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Tego samego dnia PGNiG dokonało korekty wniosku taryfowego dostosowanego do wymogów rozporządzenia wraz ze zmianą terminu obowiązywania taryfy. 10 kwietnia 2008 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych nr 1/2008, w efekcie czego hurtowa cena za paliwo gazowe wzrosła od 25 kwietnia 2008 roku o 15,34%. W przypadku uwzględnienia stawki opłaty za przesyłanie gazu sieciami SGT EuRoPol GAZ (obecnie wliczanymi do hurtowej ceny paliwa gazowego) średni wzrost taryfy dla gazu wysokometanowego wyniósł 14,3%.

Taryfa dla paliw gazowych nr 1/2008 dla PGNiG, które od 1 października 2007 roku dostarcza paliwa gazowe w ramach umów kompleksowych zarówno odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej, jak i przyłączonym do sieci dystrybucyjnych, zawiera:

- » ceny za paliwo gazowe, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci przesyłowej;
- » ceny za paliwo gazowe, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnych.



Segment Poszukiwanie i Wydobywanie



W ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie prowadzone są działania związane z badaniami geofizyczno-geologicznymi, poszukiwaniem złóż, ich eksploatacją oraz przygotowaniem produktów do sprzedaży.

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

Produkcja gazu ziemnego i ropy naftowej

Wydobywanie gazu i ropy naftowej zapewnia Grupie Kapitałowej PGNiG konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Spółka pozyskuje część sprzedawanego gazu po kosztach niższych, niż wynosi zakup gazu z importu. Pozwala to jej na częściowe uniezależnienie od skutków wzrostu cen gazu importowanego, wynikającego ze wzrostu cen produktów ropopochodnych, w stosunku do których indeksowana jest cena gazu.

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku.

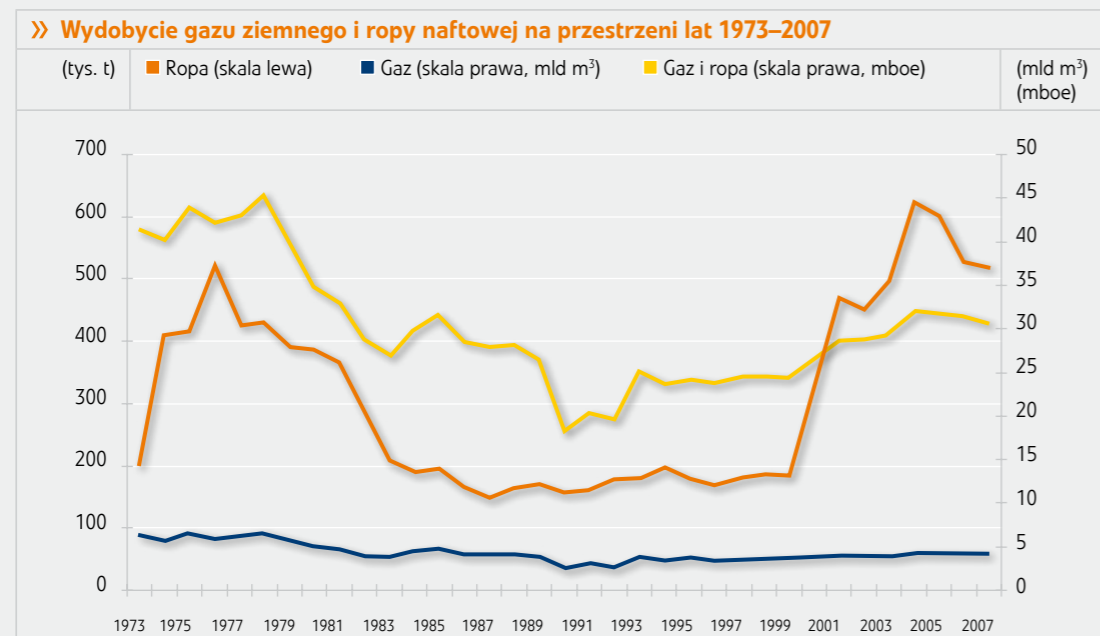
W roku 2007, podobnie jak w 2006, Grupa Kapitałowa PGNiG wydobyla 4,3 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego 2,4 mld m³ gazu zostało wydobyte w oddziale zielonogórskim, natomiast pozostałe 1,9 mld m³ w oddziale sanockim. Uwzględniając podział gazu na wysokometanowy i zaazotowany, spółka wydobyla odpowiednio 2,8 mld m³ oraz 1,5 mld m³ (w roku 2006 produkcja gazu wysokometanowego wyniosła 2,9 mld m³, a gazu zaazotowanego 1,4 mld m³).

W Oddziale w Zielonej Górze wydobywany jest gaz zaazotowany w 26 kopalniach (16 gazowych i 10 ropno-gazowych), natomiast w Oddziale w Sanoku pozyskiwany jest gaz wysokometanowy w 47 kopalniach (25 gazowych i 22 ropno-gazowych). Wydobyty w kopalniach zlokalizowanych w Wielkopolsce, na Ziemi Lubuskiej czy na Dolnym Śląsku gaz zaazotowany podlega dalszej obróbce w odazotowni w Odolanowie. Oddział ten zajmuje się przetwarzaniem gazu ziemnego o niskiej zawartości metanu w technologii opartej na procesach niskotemperaturowych (kriogenicznych). W wyniku odazotowania uzyskuje się takie produkty, jak: gaz wysokometanowy, skroplony gaz ziemny LNG, LPG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot.

Wydobywanie ropy naftowej realizowane jest głównie przez Oddział w Zielonej Górze, w pięciu kopalniach (w Górze, Grodzisku Wielkopolskim, Gorzowie Wielkopolskim, Karlinie, Ostrowie Wielkopolskim). Oddział ten eksploatuje 25 złóż ropy naftowej, wśród których największe to złoża BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo) położone w rejonie Gorzowa, a także mniejsze, takie jak Kosarzyn, Zielin czy Buk. Całkowita produkcja ropy naftowej w 2007 roku

wyniosła 518 tys. t, z czego w Oddziale w Zielonej Górze wydobyto 472 tys. t, a w Oddziale w Sanoku 46 tys. t. W porównaniu z rokiem 2006 produkcja ropy naftowej zmalała o 2% z poziomu 529 tys. t (w 2005 roku produkcja wyniosła 602 tys. t). Spadek wydobywania był spowodowany naturalnym ograniczeniem dynamiki produkcji w tym okresie, wynikającym z zagospodarowania nowych i eksploatacji obecnych złóż. PGNiG zamierza zwiększyć wydobywanie ropy naftowej po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złóż LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów).

W roku 2007 oddano do eksploatacji łącznie 12 odwiertów. Odwierty zlokalizowane na złożach: Żółtnia, Kańczuga, Jasionka (I etap – 7 odwiertów), Przemysł i Radlin dały w przybliżeniu łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego na poziomie 600 m³/min, a odwiert na złożu Buszewo zwiększył zdolność wydobywczą ropy naftowej o 70 t/dobę.



Nieregulowana sprzedaż gazu ziemnego i ropy naftowej

Nieregulowana sprzedaż gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej realizowane są w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie. Sprzedaż ropy naftowej prowadzona jest w dwóch głównych kierunkach:

- » sprzedaż rurociągową do odbiorców zagranicznych, która realizowana jest na podstawie odnawialnych umów rocznych – 53% całej sprzedaży;
- » sprzedaż transportem kołowym (cysterny i kolej) do odbiorców krajowych – 47% całej sprzedaży.

Sprzedażą rurociągową (za pośrednictwem rurociągu PERN „Przyjaźń”) objęci są główni klienci PGNiG: Shell International Trading and Shipping Company Ltd. i BP Oil International Ltd. Przeważająca część sprzedaży krajowej trafia do podmiotów z Grupy PKN Orlen (Rafineria w Płocku, Rafineria Jedlicze, Rafineria Trzebinia), pozostała do lokalnych i bezpośrednich odbiorców oddziałów wydobywczych.

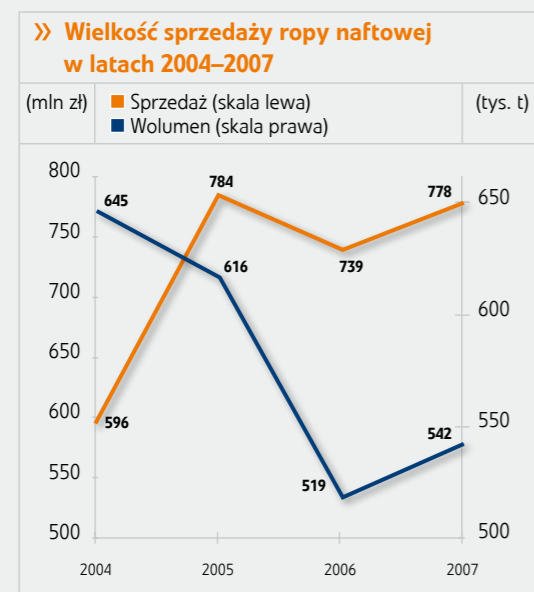
W roku 2007 przychody PGNiG ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu, w stosunku do 2006 roku, wzrosły o 4,6% – do poziomu 780 mln zł. Większe przychody to pozytywny efekt zwiększonego wolumenu sprzedaży oraz ogólnego wzrostu cen na rynkach światowych. Jednocześnie umocnienie polskiej waluty wobec amerykańskiego dolara

wpłynęło na zmniejszenie wielkości uzyskanych przychodów (cena sprzedaży kalkulowana jest w walucie obcej). W roku 2007 sprzedano łącznie 542 tys. t ropy naftowej i kondensatu – o 4,4% więcej niż rok wcześniej, kiedy sprzedaż osiągnęła poziom 519 tys. t.

Nieregulowana sprzedaż gazu odbywa się dzięki dostawom bezpośrednim ze złóż PGNiG (z pominięciem systemu przesyłowego). Sprzedaż oparta jest na zasadach wolnorynkowych, a warunki dostawy (w tym cena gazu) negocjowane są indywidualnie z klientem, w zależności od charakterystyki każdego projektu. Bezpośrednia sprzedaż gazu nie jest uwzględniana w kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Urząd Regulacji Energetyki.

W roku 2007 PGNiG sprzedało bezpośrednio ze złóż 630 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), czyli o 11,3% więcej niż w 2006 roku. Sprzedaż bezpośrednia stanowiła 5,0% ogólnej sprzedaży gazu ziemnego. W większości był to gaz zaazotowany nabywany przez dużych odbiorców (między innymi Elektrociepłownię Zielona Góra, Elektrociepłownię Gorzów Wielkopolski, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach i Arctic Paper Kostrzyn). Z kolei sprzedaż pozasystemowa gazu wysokometanowego koncentruje się w rejonie południowo-wschodniej Polski. W większości zakupem zainteresowani są mali lub średni odbiorcy, mający siedziby w bezpośredniej bliskości kopalń, pozbawieni dostępu do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Sprzedaż bezpośrednia pozwala na ekonomicznie korzystne zagospodarowanie złóż gazu o jakości odbiegającej od standardów sieciowych oraz na pozyskanie klientów, dla których dostawy systemowe są technicznie lub ekonomicznie niemożliwe.

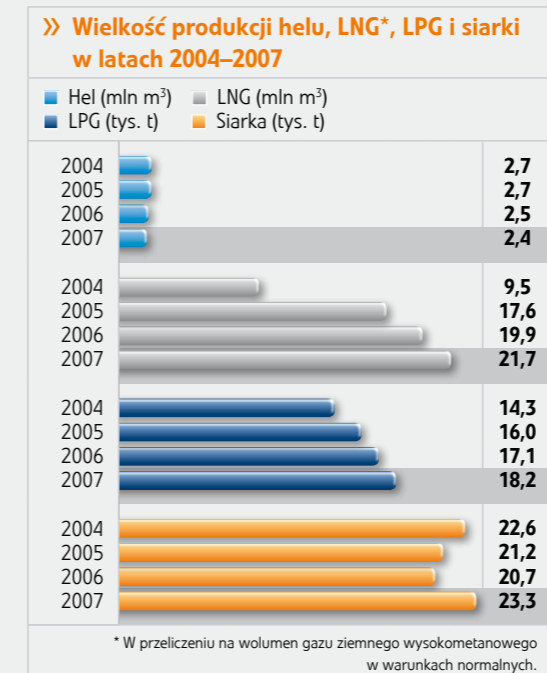


Produkcja helu, LNG i LPG

W ramach prac eksploatacyjnych oraz w procesie odazotowania gazu ziemnego wytwarzane są dodatkowe produkty, takie jak siarka, propan-butan (LPG), hel (gazowy i ciekły), skroplony gaz ziemny LNG. Ten ostatni – jako nowy produkt na krajowym rynku – został wprowadzony przez PGNiG w 2002 roku. Od tego czasu wielkość produkcji wzrosła o 505%, z poziomu 3,6 mln m³ do 21,7 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Z roku na rok zwiększa się także produkcja siarki i gazu LPG.

Sprzedaż pozostałych produktów

Oprócz pozataryfowej sprzedaży gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż oraz ropy naftowej PGNiG prowadzi także sprzedaż pozostałych produktów, takich jak hel, LNG czy LPG. Przychody ze sprzedaży tych produktów wzrosły w 2007 roku o 14% w porównaniu z rokiem poprzednim. Nie wpłynęło to jednak znacząco na przychody całej Grupy Kapitałowej PGNiG, gdyż wartość ich sprzedaży ma nieznaczny w nich udział.

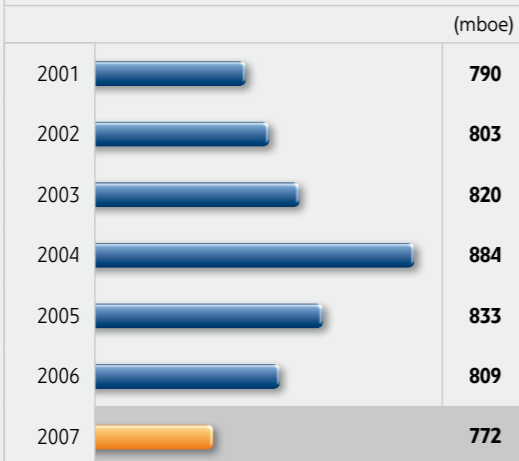


Rezerwy

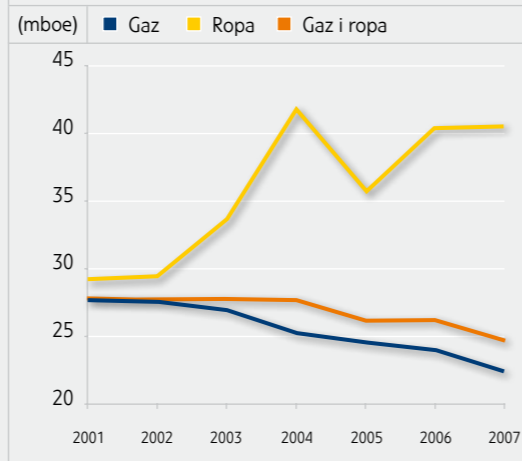
Na koniec 2007 roku udokumentowane zasoby gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wyniosły 98 mld m³, a zasoby ropy naftowej oszacowano na 21,2 mln t. Wielkości te zostały pozytywnie ocenione przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjęte przez ministra środowiska. Łączna wielkość zasobów PGNiG w przeliczeniu na ekwiwalent baryłki ropy wyniosła na koniec 2007 roku 772 mln boe.

W roku 2007 – w porównaniu z rokiem poprzednim – poziom rezerw spadł o 3%, w efekcie czego wskaźnik rezerwy/produkcja spadł z 25,8 w roku 2006 do poziomu 25,1. Oznacza to, że przy obecnym poziomie produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego (bez uwzględnienia nowo odkrytych zasobów) rezerwy wystarczą na najbliższe 25 lat. Z kolei dla ropy naftowej w analogicznym okresie odnotowano wzrost wskaźnika rezerwy/produkcja o 9,3% – do poziomu 40,1.

» Wielkość rezerw gazu i ropy naftowej w przeliczeniu na ekwiwalent baryłki ropy w latach 2001–2007



» Wskaźnik wielkości rezerw do produkcji gazu, ropy naftowej oraz łącznie gazu i ropy naftowej w latach 2001–2007

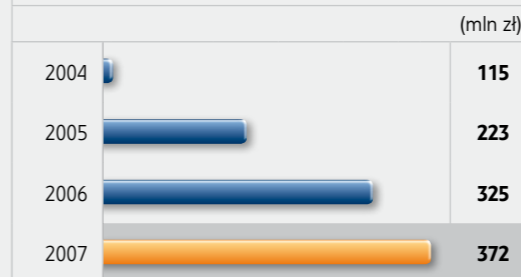


Prace poszukiwawcze i geofizyczne

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze i rozpoznawcze w kraju i za granicą. Polegają one głównie na poszukiwaniu w strukturach geologicznych złóż węglowodorów w postaci gazu ziemnego i ropy naftowej. W ramach podejmowanych działań dokonywane są opracowania danych historycznych, analizy geologiczne oraz badania geofizyczne i wiertnicze. Prace te są wykonywane przez PGNiG oraz spółki poszukiwawcze oraz geofizyczno-geologiczne należące do Grupy Kapitałowej PGNiG.

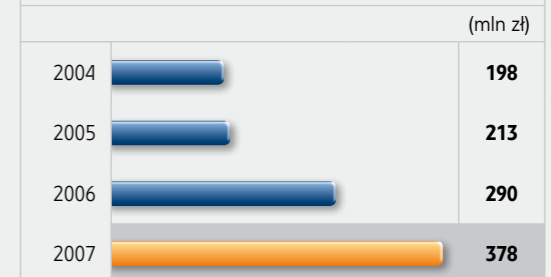
wierceń w 31 otworach: 25 poszukiwawczych i sześciu rozpoznawczych, z czego w czterech otworach kontynuowano wiercenia rozpoczęte w 2006 roku. Do końca 2007 roku zostały zakończone wiercenia oraz próby złożowe w 24 otworach. Opróbowanie otworów pozwoliło zakwalifikować 16 jako pozytywne (w 13 otrzymano przemysłowy przyływ gazu ziemnego, a w trzech ropy naftowej). Na tym samym terenie wykonano także 1,6 tys. km sejsmicznych prac polowych 2D oraz 600 km² sejsmicznych prac polowych 3D.

» Przychody GK PGNiG ze świadczonych usług geofizycznych i geologicznych w latach 2004–2007



W roku 2007 prace poszukiwawczo-rozpoznawcze oraz geofizyczne spółek Grupy Kapitałowej PGNiG prowadzone były w trzech rejonach kraju: na terenie Karpat, przedgórzia Karpat oraz na Niżu Polskim. W ramach prac wykonano łącznie 52 081 m

» Przychody GK PGNiG ze świadczonych usług poszukiwawczych w latach 2004–2007



W efekcie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych zwiększeniu uległy zasoby wydobywane:

- » gazu ziemnego – o 2,8 mld m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy);
- » ropy naftowej – o 360 tys. t.

Obecnie Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi także prace poszukiwawcze i geofizyczne za granicą. Na terenie Pakistanu, w bloku Kirthar, prace poszukiwawcze prowadzone były wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PGNiG posiada 70% udziałów, pozostałe 30% jest własnością pakistańskiej spółki). W roku 2007 zakończono terenowy etap badań sejsmicznych – wykonano 161,7 km sejsmiki 2D. Na podstawie wyników badań geologicznych i geofizycznych podjęto decyzję o wierceniu otworu poszukiwawczego w południowej części bloku. Rozpoczęcie prac planowane jest na 2008 rok.



W roku 2007 spółki poszukiwawcze prowadziły także działania zmierzające do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych. Ich efektem było podpisanie w styczniu 2007 roku memorandum z indyjską firmą naftową Gujart State Petroleum Company o możliwości współpracy w zakresie poszukiwania i wydobycia węglowodorów na obszarze Indii, Egiptu i Jemenu. W połowie 2007 roku PGNiG wygrało przetarg operatorski dla nowych obszarów koncesyjnych w Libii i uzyskało prawo do podpisania umowy Exploration and Production Sparing Agreement (EPSA), regulującej sposób prowadzenia poszukiwań i eksploatacji w ramach koncesji dla obszaru bloku 113. W lutym 2008 roku na potrzeby realizacji projektu libijskiego dokonano przekształcenia spółki PGNiG Finance BV na POGC Libya BV, całkowicie zmieniając przedmiot jej działalności.

W grudniu 2007 roku została podpisana umowa cesji 40% udziałów w koncesji 1/05 na obszarze lądowym Danii na rzecz PGNiG z duńską firmą Wil-lumsen Exploration Consultants Aps. Pozostałymi udziałowcami są Odin Energi A/S posiadająca 40% udziałów oraz rządowa firma duńska Nordsofonden z 20% udziałów w licencji. Rozpoczęcie prac planowane jest na 2008 rok.

W roku 2007 zakończono proces zakupu 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych obejmujących złoża Skarv i Snadd na norweskim szelfie kontynentalnym od Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc. W wyniku unicyzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun udział PGNiG w poszerzonym obszarze eksploatacyjno-poszukiwawczym wynosi około 12%.

Zaangażowanie Grupy Kapitałowej PGNiG na norweskim szelfie kontynentalnym jest elementem strategii mającej na celu zwiększenie wielkości należących do spółki zasobów ropy naftowej i gazu poza granicami Polski. Nabycie udziałów w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii ma charakter długoterminowy oraz sprzyja dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, a tym samym zwiększa stopień bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski.

W grudniu 2007 roku, wraz z zatwierdzeniem planu zagospodarowania złoża przez norweski parlament, projekt formalnie wkroczył w fazę wykonawczą. Rozpoczęcie wydobycia gazu i ropy naftowej przewidywane jest na drugą połowę 2011 roku. Według danych zatwierdzonych przez Norweski Dyrektoriat Naftowy łączna wielkość potwierdzonych zasobów wszystkich złóż związanych z nabyciem udziałów w koncesjach od Exxon-Mobil Production Norway Inc. szacowana jest na około 392 mln boe, w tym:

- » 239 mln boe gazu ziemnego (37,9 mld m³);
- » 110 mln boe ropy naftowej i kondensatu (15 mln t);
- » 43 mln boe NGL (Natural Gas Liquids) (5,3 mln t).

Złóża te mają znaczny potencjał wydobywczy, który szacuje się na 360 mln boe (szczególnie na północnych obszarach Snadd i Idun).

Bezpośrednim operatorem tych złóż jest spółka BP Norge, a pozostałymi partnerami – E.ON Ruhrgas Norge (zakup udziałów od Shell w sierpniu 2007 roku) oraz StatoilHydro.

Inwestycje – zagospodarowanie złóż

Zwiększenie zdolności wydobywczych gazu ziemnego oraz ropy naftowej wiąże się z zagospodarowaniem nowych złóż lub poprawieniem wydajności już istniejących kopalń. W roku 2007 PGNiG realizowało następujące projekty inwestycyjne.

Projekt: Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko

Celem zagospodarowania złóż gazu ziemnego jest dostarczenie gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. W roku 2006 zakończono dwa zadania: zagospodarowano złoża Stobierna-Terliczka oraz złoża Trzebowisko 3. W roku 2007 zakończono zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Jasionka I (etap I) oraz połączono OZG Jasionka I Stobierna-Terliczka gazociągiem przesyłowym. Wydobycie gazu wysokometanowego z tego złoża osiągnęło 150 mln m³. Koniec inwestycji planowany jest na 2009 rok wraz z zagospodarowaniem złoża gazu ziemnego Jasionka I (etap II). Łączna wartość całego projektu wyniosła do końca 2007 roku 73 mln zł.

Projekt: Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB)

Inwestycja ma na celu utrzymanie wydobycia ropy naftowej ze złóż eksploatowanych od 2000 roku na niezmiennym poziomie i uzyskanie przyrostu wydobycia ropy z włączanych do eksploatacji nowych zasobów. Dodatkowe prace spowodowane zmianami warunków geologiczno-złożowych zwiększyły całkowite nakłady na realizację zadania inwestycyjnego do około 120 mln zł, z czego w 2007 roku wydatkowano 82 mln zł.

Projekt: Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG)

Celem projektu jest zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki i gazu płynnego (LPG) z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Projekt obejmuje budowę ośrodka centralnego LMG (centralne miejsce zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych), budowę terminalu ekspedycyjnego (odbiór, wysyłka i sprzedaż ropy naftowej

cysternami kolejowymi w ilości 1,5 tys. t/dobę, a także tłoczenie ropy naftowej do rurociągu PERN „Przyjaźń” z wydajnością 800–1100 m³/h) oraz budowę gazociągu do odazotowni Grodzisk. Łączna wartość projektu wynosi około 743 mln zł. Zasoby złoża LMG szacowane są na 8,1 mln t ropy naftowej (60 mln boe) i 7,4 mln m³ gazu ziemnego (47 mln boe).

W roku 2006 wyrokiem Sądu Okręgowego w Warszawie unieważniono przetarg na zagospodarowanie złóż LMG – w efekcie realizacja projektu została opóźniona. W marcu 2008 roku dwóch wykonawców złożyło swoje oferty, które obecnie są weryfikowane przez komisję przetargową.

Projekt: Grodzisk Wielkopolski

Celem projektu jest sprzedaż gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu go na jednorodny skład – do parametrów gazu wysokometanowego. Budowa odazotowni w okolicach Grodziska Wielkopolskiego pozwoli na zwiększenie wydobycia gazu zaazotowanego z istniejących kopalń i ze złóż planowanych do zagospodarowania oraz umożliwi równomierną eksploatację złóż tego gazu w okresach letnim i zimowym. Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Wielichowo, Ruchoć, Jabłonna, Paproć oraz modernizację Kopalni Gazu Ziemnego (KGZ) Paproć, wybudowanie gazociągu Przyłek-KGZ Paproć, rozbudowę mieszalni gazu i budowę odazotowni Grodzisk. Termin zakończenia inwestycji planowany jest na 2010 rok. Nakłady finansowe poniesione w 2007 roku wyniosły 79 mln zł; wartość całego projektu szacowana jest na około 380 mln zł.

We wrześniu 2006 roku PGNiG podpisało umowę z PBG SA, dotyczącą budowy odazotowni Grodzisk, czyli przemysłowej instalacji służącej do usuwania azotu z gazu ziemnego zaazotowanego. Wydajność nowej odazotowni wyniesie około 35 tys. m³/h.



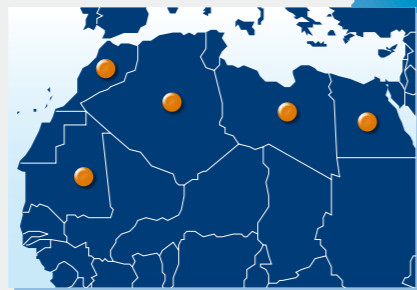
Obecność spółek Grupy Kapitałowej PGNiG na świecie



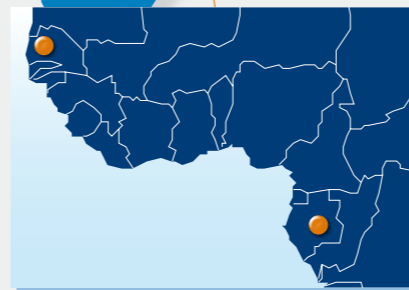
- » Austria » Białoruś » Bułgaria » Czechy » Dania » Francja » Hiszpania
- » Litwa » Łotwa » Niemcy » Norwegia » Polska » Rosja » Słowacja
- » Słowenia » Szwecja » Turcja » Ukraina » Węgry » Włochy



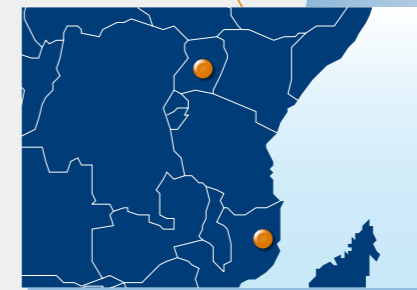
- » Kolumbia » Kuba » Wenezuela



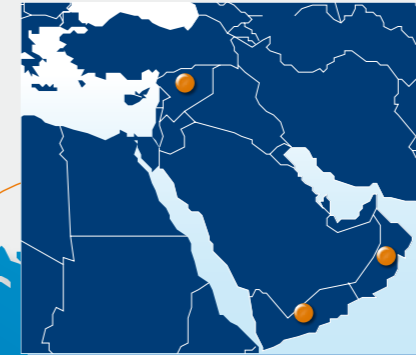
- » Algieria » Egipt » Libia » Maroko
- » Mauretania



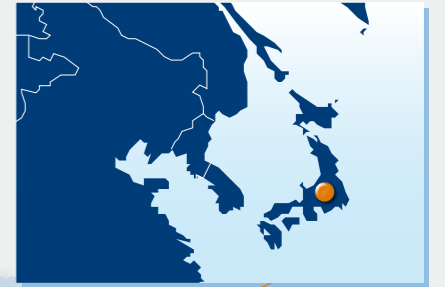
- » Gabon » Senegal



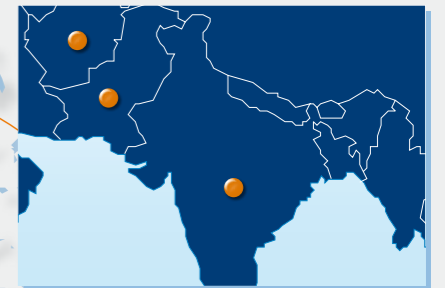
- » Mozambik » Uganda



- » Jemen » Oman » Syria



- » Japonia



- » Indie » Kazachstan » Pakistan

Segment Obrót i Magazynowanie



W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie prowadzona jest sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, a także magazynowanie gazu.

Segment Obrót i Magazynowanie

W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie prowadzona jest sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, a także magazynowanie gazu w podziemnych magazynach. Wzrost cen sprzedaży gazu o 9,9% w wyniku zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zmiany taryfy dla paliw gazowych z dniem 1 stycznia 2007 roku wpłynął na zwiększenie przychodów ze sprzedaży gazu. Zysk operacyjny segmentu w 2007 roku wyniósł 1,196 mld zł i był prawie pięciokrotnie wyższy niż w roku 2006. Było to spowodowane tak poprawą rentowności sprzedaży gazu, w rezultacie wzrostu cen sprzedaży, jak i zmniejszeniem wolumenu zakupu gazu z importu.

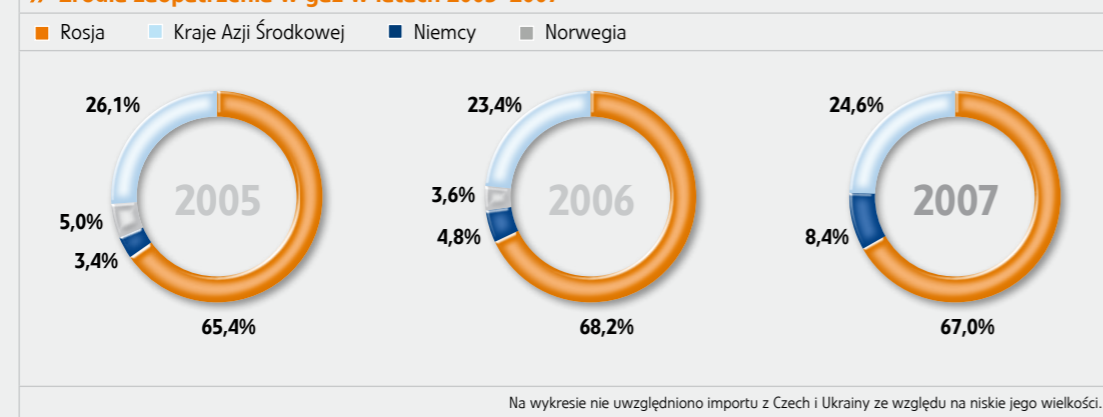
Import

PGNiG jest największym polskim importem gazu z Rosji, w ramach długoterminowego kontraktu, oraz z krajów Azji Środkowej (Turkmenistanu, Uzbekistanu), Niemiec, Ukrainy i Czech. Całkowity import w 2007 roku wyniósł 9,3 mld m³ (10,0 mld m³ w 2006 roku) i zaspokoił 68% zaopatrzenia PGNiG w gaz ziemny.

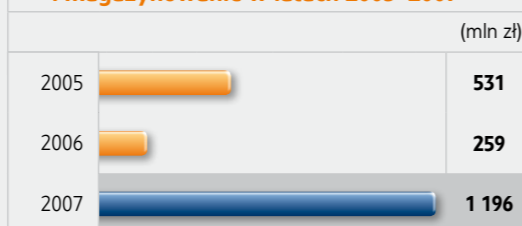
W roku 2007 PGNiG importowało gaz między innymi na podstawie następujących kontraktów:

- » długoterminowego kontraktu (do 2022 roku) na dostawę gazu rosyjskiego z dnia 25 września 1996 roku zawartego z OOO Gazexport (1 listopada 2006 roku nastąpiła zmiana nazwy na OOO Gazprom Export), zwanego kontraktem jamalskim;
- » umowy na import gazu z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, która wygasa 1 października 2016 roku;

» Źródła zaopatrzenia w gaz w latach 2005–2007



» Wyniki operacyjne segmentu Obrót i Magazynowanie w latach 2005–2007



- » umowy sprzedaży gazu z dnia 15 września 2004 roku z VNG-Verbundnetz GAS AG/ E.ON Ruhrgas AG obowiązującej do 30 września 2008 roku;
- » umowy sprzedaży gazu ziemnego z dnia 17 listopada 2006 roku z RosUkrEnergo AG wygasającej 1 stycznia 2010 roku z możliwością przedłużenia okresu dostaw na dwa kolejne lata.

W I kwartale 2007 roku PGNiG i DONG Energy A/S podpisały protokół, w którym wyraziły wolę kontynuacji współpracy. W jej ramach zostaną uwzględnione uwarunkowania obowiązujące na europejskich rynkach gazowniczych, a także będą prowadzone projekty infrastrukturalne w obszarze basenu Morza Bałtyckiego, co zapewni bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Ponadto PGNiG i Total ERP Norge A/S podpisały warunki ogólne dla sprzedaży gazu. Mają one charakter umowy ramowej i są podstawą do zawierania transakcji na dostawę gazu ziemnego. Dzięki temu PGNiG ma możliwość dostępu do punktów dostaw gazu norweskiego na terenie Europy, co pozwoli na zakup gazu w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz odsprzedaż ewentualnych nadwyżek.

Przesył gazu

W Polsce siecią gazowniczą rozprowadzane są dwa rodzaje gazu, różniące się między sobą składem i parametrami. Są to:

- » gaz wysokometanowy – o nominalnym ciepłe spalania 34,0 MJ/m³;
- » gaz zaazotowany – o nominalnym ciepłe spalania 26,0 MJ/m³.

System sieci gazu wysokometanowego umożliwia odbiór gazu z importu, ze złóż znajdujących się w południowej części Polski oraz uzyskanego z gazu zaazotowanego w Oddziale w Odolanowie ze złóż położonych na zachodzie kraju. Z kolei system sieci gazu zaazotowanego umożliwia przesył gazu ze złóż krajowych zlokalizowanych na Niżu Polskim.

Przesył gazu na terenie Polski odbywa się za pośrednictwem OGP GAZ-SYSTEM SA. W roku 2005 PGNiG podpisało z tą spółką wieloletnią umowę leasingu operacyjnego, na podstawie której PGNiG zostało zobowiązane do stopniowego zbywania określonych składników sieci przesyłowej na rzecz OGP GAZ-SYSTEM SA. Umowa ta jest ważna do 2022 roku (oprocentowanie na podstawie stawki 3M WIBOR, powiększonej o marżę).

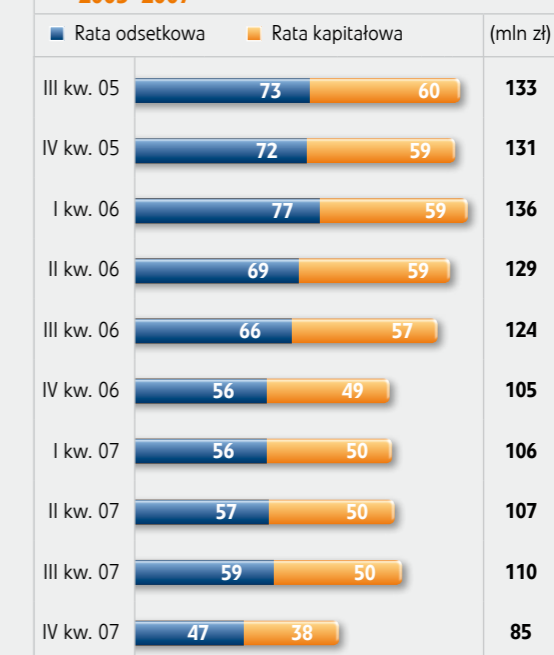
W lipcu 2007 roku PGNiG podpisało aneks do umowy, na podstawie którego z przedmiotu leasingu z dniem 1 stycznia 2008 roku wyłączono składniki majątkowe o charakterze dystrybucyjnym o łącznej wartości 852 mln zł (zgodnie z przyjętą przez Radę Ministrów *Polityką dla przemysłu gazu ziemnego* z 20 marca 2007 roku, której celem jest usprawnienie funkcjonalności systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych). W ramach prowadzenia tej polityki niezbędny stał się podział systemu gazowego, obecnie znajdującego się w leasingu, na część przesyłową oraz część dystrybucyjną, a następnie, po wyłączeniu z leasingu majątku o charakterze dystrybucyjnym, przekazanie go operatorom systemu dystrybucyjnego.

1 października 2007 roku zostały podpisane dwie kolejne umowy pomiędzy PGNiG a OGP GAZ-SYSTEM SA. Przedmiotem jednej z nich jest świadczenie usług przesyłu gazu wysokometanowego, łącznie

z określeniem warunków dostarczania paliwa gazowego do systemu przesyłowego i odbierania go z systemu przesyłowego. Z kolei druga umowa dotyczy świadczenia usług przesyłu gazu zaazotowanego wraz z określeniem warunków dostarczania i odbierania paliwa gazowego z systemu przesyłowego. Umowy obowiązują do 31 grudnia 2010 roku, a ich wartość wynosi około 5,6 mld zł brutto.

Polska jest ważnym obszarem w tranzycie gazu ziemnego z półwyspu Jamał do Niemiec i innych krajów Europy Zachodniej poprzez gazociąg o łącznej długości ponad 4 tys. km. Polski odcinek gazociągu liczy 682 km, a jego średnica wynosi 1400 mm. Właścicielem gazociągu jest spółka SGT EuRoPol GAZ, w której PGNiG ma 48% udziałów. Gaz ziemny odbierany jest w dwóch punktach zdawczo-odbiorczych zlokalizowanych we Włocławku i Lwówku Wielkopolskim. W roku 2007 SGT EuRoPol GAZ przesłał prawie 30,8 mld m³ gazu ziemnego.

» Rata odsetkowa oraz rata kapitałowa z tytułu umowy leasingu w latach 2005–2007



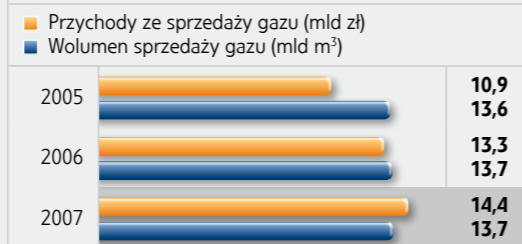
Sprzedaż gazu

W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie PGNiG prowadzi sprzedaż gazu wysokometanowego i zaazotowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego. Obrót gazem jest regulowany przez prawo energetyczne, a ceny są ustalane na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W roku 2007 całkowity wolumen sprzedaży gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wyniósł 13,7 mld m³ i był nieznacznie wyższy niż w 2006 roku. Ze względu na rozprowadzanie dwóch rodzajów gazu funkcjonują dwa systemy przesyłowe, powiązane z sobą instalacją kriogenicznej separacji metanu i azotu, zlokalizowaną w Odolanowie. W roku 2007 do instalacji zatłoczono 1,4 mld m³ gazu zaazotowanego, a po separacji azotu przekazano do systemu 0,9 mld m³ gazu wysokometanowego – odpowiada to poziomowi produkcji z 2006 roku.

W roku 2007 sprzedaż gazu do spółek gazownictwa, odbiorców końcowych oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego stanowiła 58% sprzedaży gazu ogółem. W wyniku prawnego rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej, w połowie roku spółki gazownictwa zostały przekształcone w OSD, a działalność handlowa została zintegrowana w PGNiG. W związku z tym w drugim półroczu spółka prowadziła sprzedaż gazu do odbiorców końcowych, a OSD dokonywali zakupu

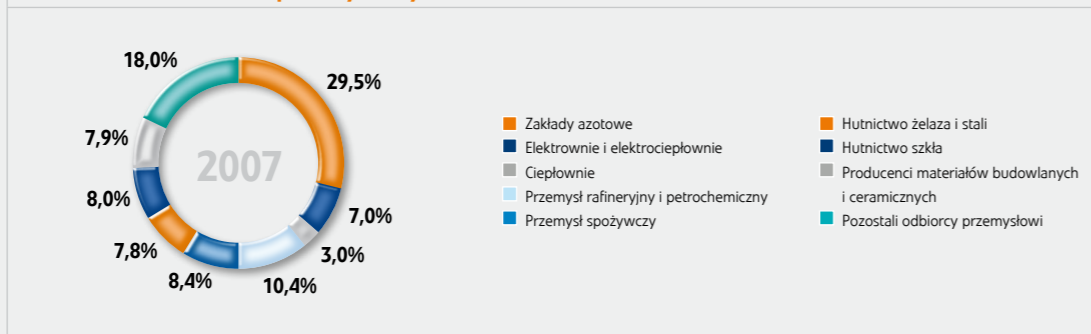
» Wielkość sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w latach 2005–2007



gazu na własne potrzeby. Głównymi odbiorcami z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej były przedsiębiorstwa sektora chemicznego, hutniczego oraz energetycznego, a także odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupę stanowili klienci indywidualni – 99,6% odbiorców PGNiG. Ich udział w wolumenie sprzedaży wyniósł 28,1%. Największy udział w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (60,5%), wśród których dominowały zakłady azotowe oraz firmy rafineryjne i petrochemiczne.

Przyszły wzrost sprzedaży gazu ziemnego będzie związany z rozwojowymi inwestycjami strategicznych odbiorców PGNiG – podmiotów z branży petrochemicznej, budowlanej oraz hutniczej. W roku 2007 nawiązana została współpraca, dzięki której kilku dużych, potencjalnych klientów będzie miało możliwość dostaw paliwa gazowego.

» Struktura odbiorców przemysłowych PGNiG w 2007 roku



Część z nich to spółki reprezentujące branżę energetyczną, planujące wymianę części bloków energetycznych zasilanych węglem kamiennym na bloki gazowe. Pierwsze dostawy gazu ziemnego na potrzeby tych zmodernizowanych elektrowni i elektrociepłowni planowane są na lata 2011–2012. Ponadto PGNiG rozpoczęło rozmowy z dostawcami energii elektrycznej w sprawie wspólnej sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego. Na rok 2008 przewidywane jest wypracowanie modelu współpracy oraz podjęcie pierwszych wspólnych inicjatyw implementacyjnych.

Sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż oraz pozostałych produktów wytwarzanych przez Grupę Kapitałową PGNiG odbywa się w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie na zasadach wolnorynkowych, co pozwala na negocjowanie cen indywidualnie z klientem.

Magazynowanie

Spółka jest obecnie właścicielem i eksploatuje sześć podziemnych magazynów gazu o pojemności czynnej 1,66 mld m³, co odpowiada 13,5% rocznego zużycia gazu przez klientów PGNiG. Magazyny zlokalizowane są w różnych strukturach geologicznych (w kawernach solnych – PMG Mogilno, oraz w szcerpanych złożach gazu ziemnego – pozostałe PMG), charakteryzujących się różnymi mocami zatłaczania i odbioru gazu.

Magazyny są obecnie przystosowane do przechowywania jedynie gazu wysokometanowego. Planowane na rok 2009 dwa nowe magazyny – w Daszewie i Bonikowie – będą przechowywały gaz zaazotowany. Umożliwi to optymalizację dostaw gazu ziemnego w podsystemie gazu ziemnego, a także zaspokojenie popytu na gaz zaazotowany na terenach lokalizacji tych magazynów.

Dzięki podziemnym magazynom gazu spółka utrzymuje odpowiedni poziom rezerw na wypadek krótkotrwałych przerw w dostawach gazu, w wyniku awarii lub ograniczeń dostaw surowca. Magazyny dają możliwość wywiązania się z konieczności tworzenia zapasów obowiązkowych przewidzianych w ustawie o zapasach. Posiadanie magazynów zmniejsza ponadto wrażliwość PGNiG na sezonowe zmiany zapotrzebowania gazu (optymalizując łańcuch dostaw gazu ziemnego) oraz na nagłe, krótkotrwałe zmiany popytu odbiorców na gaz ziemny. Co więcej, magazyny zapewniają spółce utrzymanie stałego poziomu wydobycia w ciągu roku – w okresach zmniejszonego zapotrzebowania odbiorców na gaz następuje zatłaczanie gazu do magazynów, a w okresach szczytowego zapotrzebowania (gdy wydobycie ze złóż nie jest w stanie go pokryć) – jego odbiór.

Nazwa magazynu	Rodzaj inwestycji	Pojemność czynna (mld m ³)	Pojemność docelowa (mld m ³)	Rok ukończenia
Wierzchowice	rozbudowa	0,58	1,20	2012
Husów		0,40	0,40	
Mogilno	rozbudowa	0,37	0,44	2012
Strachocina	rozbudowa	0,15	0,33	2012
Swarzów		0,09	0,09	
Brzeźnica		0,07	0,07	
Bonikowo	budowa		0,20	2009
Kosakowo	budowa		0,05	2012
Daszewo	budowa		0,03	2009
Razem		1,66	2,81	

Wykorzystywane obecnie podziemne magazyny zapewniają pokrycie średniego zużycia gazu przez 49 dni, pozwalają także PGNiG na prawidłową realizację zawartych kontraktów na sprzedaż gazu.

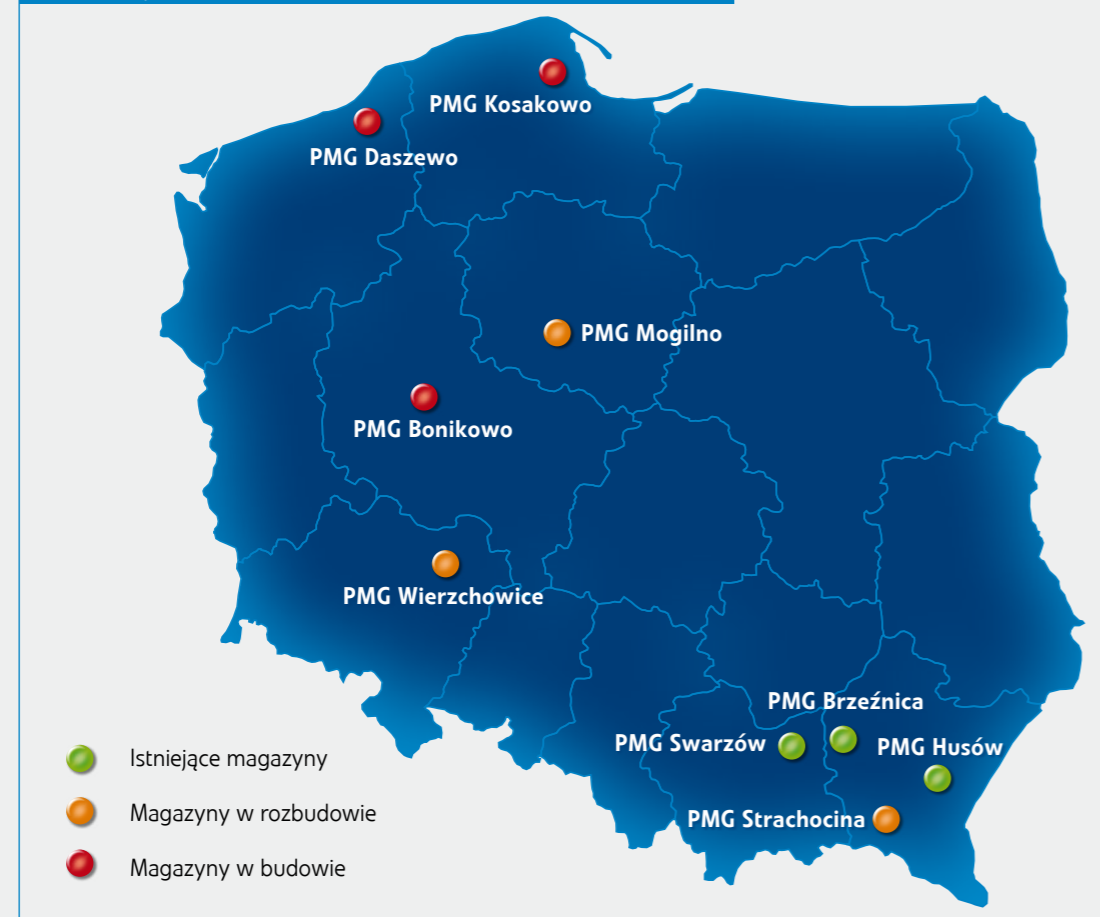
PGNiG prowadzi aktywną politykę w zakresie rozbudowy powierzchni magazynowej PMG. W roku 2007 inwestycje na ten cel pochłonęły 61 mln zł. Wśród najważniejszych zadań zrealizowanych w ramach zwiększenia powierzchni magazynowej należy wymienić:

» PMG Wierzchowice – rozpoczęcie procedury przetargowej w związku z wyborem wykonawcy budowy części napowierzchniowej magazynu.

» PMG Kosakowo – podpisanie umowy z wykonawcą na sporządzenie projektu budowlanego wraz z pozwoleniem na budowę części napowierzchniowej oraz projektu budowlanego i wykonawczego z pozwoleniem na budowę instalacji ługowniczej oraz rurociągu do zrzutu solanki do Zatoki Puckiej. Ponadto podpisanie umowy na dostawę pomp do ługowania oraz umowy z INVESTGAS SA na wykonanie instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutki solanki.

» PMG Strachocina – podpisanie umowy na sporządzenie projektu budowlanego wraz z pozwoleniem na budowę części napowierzchniowej oraz zakończenie postępowania przetargowego na wybór wykonawcy odwiertów.

Istniejące i planowane podziemne magazyny gazu



LNG

W perspektywie stale rosnących cen ropy naftowej coraz większym zainteresowaniem na światowym rynku paliw cieszy się skroplony gaz ziemny (LNG). Import LNG do Polski będzie ważnym źródłem pokrycia zwiększonego zapotrzebowania na gaz, stanowiąc jeden z elementów strategii dywersyfikacji dostaw gazu.

Przeprowadzone w grudniu 2006 roku studium wykonalności oraz założeń techniczno-ekonomicznych, dotyczących importu LNG do Polski, było dla Zarządu PGNiG podstawą do podjęcia decyzji o lokalizacji terminalu LNG w Świnoujściu. Według założeń, początkowe dostawy gazu z terminalu LNG do sieci mają wynieść około 2,5 mld m³ rocznie, a w zależności od popytu roczna przepustowość terminalu będzie podwyższona do 5,0 mld m³. Docelowa zdolność przeładunkowa terminalu w Świnoujściu ma wynieść 7,5 mld m³. Pierwsze dostawy skroplonego gazu planowane są na 2012 rok.

W roku 2007, w ramach fazy wdrożeniowej projektu budowy terminalu regazyfikacyjnego, zostały wykonane następujące działania:

- » otrzymano od OGP GAZ-SYSTEM SA warunki przyłączenia do sieci przesyłowej oraz prowadzono negocjacje umowy o przyłączenie do sieci gazowej terminalu LNG;
- » powołano spółkę Polskie LNG, której głównym celem jest prowadzenie działalności regazyfikacyjnej, a w szczególności rozładunek, przeładunek i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG;
- » podpisano umowę z Biurem Konserwacji Przyrody w Szczecinie na wykonanie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko;
- » podpisano umowę dzierżawy nieruchomości na cele terminalu regazyfikacyjnego LNG z Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście oraz dokonano zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

Równoległe z pracami projektowo-wdrożeniowymi prowadzone są działania rozwojowe, których celem jest zawarcie długoterminowego kontraktu na dostawy LNG. Ponadto dużym krokiem w stronę realizacji projektu było podpisanie na początku

2008 roku umowy między Polskie LNG a SNC Lavalin Services Ltd., na mocy której kanadyjska spółka wykona projekt terminalu oraz uzyska pozwolenia na budowę dla planowanej inwestycji. Kontrakt o wartości 26 mln zł powinien zostać wykonany w ciągu dziewięciu miesięcy.

CNG

Gaz ziemny w postaci sprężonej może być wykorzystywany jako paliwo do pojazdów. Za takim zastosowaniem sprężonego gazu ziemnego (CNG) przemawiają względy ekologiczne i opłacalność ekonomiczna. Obecnie na świecie jest około 7,3 mln pojazdów napędzanych CNG, przy czym segment ten rośnie bardzo dynamicznie. W wielu państwach stworzono różnego rodzaju mechanizmy wspierające wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów. Szacuje się, że w Polsce pod koniec 2007 roku było eksploatowanych około 1,3 tys. pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym – głównie w przedsiębiorstwach komunikacji miejskiej i wśród prywatnych przewoźników.

Na koniec 2007 roku PGNiG posiadało 28 stacji przystosowanych do tankowania paliwa CNG. W planie inwestycyjnym na 2008 rok przewidziane są środki na budowę kolejnych, nowych stacji. 28 marca 2008 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podjął decyzję w sprawie zwolnienia PGNiG z obowiązku przekładania do zatwierdzenia taryfy w zakresie CNG, co znacznie ułatwi rozwój tego rynku paliwa.

» Liczba stacji CNG w Polsce w latach 2006–2008

2006	23
2007	28
2008	33



Segment Dystrybucja



W ramach segmentu Dystrybucja działa sześć Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, którzy odpowiadają za dostarczanie gazu do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów.

Segment Dystrybucja

W ramach segmentu Dystrybucja działa sześciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD), którzy odpowiadają za dostarczanie gazu do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów.

W roku 2007 wynik operacyjny tego segmentu był ujemny, wyniósł minus 1,311 mld zł. Strata była przede wszystkim związana z aktualizacją wartości majątku, która spowodowała zmniejszenie wyniku operacyjnego segmentu o 1,317 mld zł, nie wpływając jednak na przepływy środków pieniężnych. Głównymi przyczynami aktualizacji wartości majątku w spółkach dystrybucyjnych były:

- » zbyt niskie przychody z taryfy dystrybucyjnej zatwierdzonej przez Urząd Regulacji Energetyki;
- » wyższy, niż planowano w latach poprzednich, wzrost kosztów działalności dystrybucyjnej;
- » wyższy, niż planowano, poziom nakładów inwestycyjnych na odtworzenie majątku dystrybucyjnego.

Działalność dystrybucyjna jest koncesjonowana, polega na transporcie gazu ziemnego sieciami dystrybucyjnymi do klientów końcowych. Zajmuje się tym sześć spółek:

- » Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego (GOSD) z centralą w Zabrze oraz Zakładami Gazowniczymi w Opolu i Zabrzu;
- » Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego (KOSD) z centralą w Tarnowie i Zakładami Gazowniczymi w Jarosławiu, Jaśle, Kielcach, Krakowie, Lublinie, Rzeszowie, Sandomierzu i w Tarnowie;
- » Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego (MOSD) z centralą w Warszawie i Zakładami Gazowniczymi w Białymstoku, Łodzi, Warszawie;
- » Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego (POSZ) z centralą w Gdańsku i Zakładami Gazowniczymi w Bydgoszczy, Gdańsku, Olsztynie;
- » Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego (WOSD) z centralą w Poznaniu i Zakładami Gazowniczymi w Kaliszu, Koszalinie, Poznaniu, Szczecinie;
- » Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego (DOSD) z centralą we Wrocławiu i Zakładami Gazowniczymi we Wrocławiu, Wałbrzychu i Zgorzelcu.

W roku 2006 oraz w I półroczu 2007 zarówno obrotem gazem, jak i dystrybucją gazu ziemnego zajmowały się spółki gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG. Zgodnie z wymogami ustawy o prawie energetycznym, w której zostały uwzględnione wymogi dyrektywy Unii Europejskiej nr 2003/55/EC, PGNiG w 2007 roku przeprowadziło prawne rozdzielanie dystrybucji gazu od działalności handlowej. W wyniku tego, w połowie 2007 roku zostali wydzieleni Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego, którzy zastąpili spółki gazownictwa, przejmując ich majątek (jedynym ich właścicielem jest PGNiG). Od IV kwartału 2007 roku całość działalności w zakresie obrotu hurtowego i detalicznego została zintegrowana w ramach PGNiG.

Proces przekształceń realizowany był w trzech etapach:

- » etap I – organizacyjne rozdzielanie działalności poprzez utworzenie sześciu Oddziałów Obrotu w ramach dotychczasowych spółek gazownictwa (po jednym w każdej), w skład których weszły 23 gazownie zajmujące się obrotem;
- » etap II – podział spółek gazownictwa i przeniesienie sześciu Oddziałów Obrotu z każdej spółki gazownictwa do odrębnej spółki tymczasowej;
- » etap III – integracja spółek tymczasowych z PGNiG.

Wybór takiego modelu przekształceń został dokonany z myślą o wzroście efektywności działania oraz wzmocnieniu pozycji rynkowej Grupy Kapitałowej PGNiG. Zmiana organizacyjna w Grupie Kapitałowej PGNiG i w samej centrali spółki prowadzi do większej transparentności, a także koncentracji kompetencji i udoskonalania procesów w zakresie poszczególnych działalności.

» Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w latach 2005–2007

		(mln zł)
2005		133
2006		231
2007		(1 311)

	MOSD	WOSD	DOSD	GOSD	KOSD	POSZ
Liczba odbiorców końcowych (mln)	1,5	0,9	0,8	1,2	1,4	0,7
Wolumen rozprowadzonego gazu (mld m ³)	1,7	1,4	0,9	1,2	1,9	0,8
Długość sieci bez przyłączy (tys. km)	6,9	19,8	42,5	16,2	7,9	13,4

Dane za rok 2007.

Operatorzy Systemu Dystrybucji należą do strategicznych spółek Grupy Kapitałowej PGNiG. Charakterystyka poszczególnych OSD zależy między innymi od obszaru działania, uwarunkowań historycznych, zurbanizowania terenu i jego uprzemysłowienia, a nawet sytuacji ekonomicznej mieszkańców danego regionu.

Spółki OSD działają na całym terytorium Polski. Łączna długość ich sieci wynosi prawie 107 tys. km. Spółki dostarczają gaz do 6,5 mln odbiorców indywidualnych i biznesowych (przy czym indywidualni odbiorcy stanowią ponad 97% klientów spółek).

Spółki OSD odpowiedzialne są za zarządzanie i obsługę sieci dystrybucyjnej poprzez:

- » transport gazu ziemnego do odbiorców końcowych;
- » przyłączanie do sieci nowych klientów;
- » zarządzanie majątkiem sieciowym;
- » prowadzenie eksploatacji, remontów i rozwoju sieci.

W rozliczeniach z odbiorcami OSD posługują się taryfą obowiązującą od 25 kwietnia 2008 roku.



Relacje z otoczeniem



PGNiG w swoich działaniach uwzględnia interes społeczny oraz ochronę środowiska. Jako jeden z największych pracodawców w kraju dba także o rozwój i bezpieczeństwo swoich pracowników.

Relacje z otoczeniem

Relacje z otoczeniem – pracownicy

Zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG

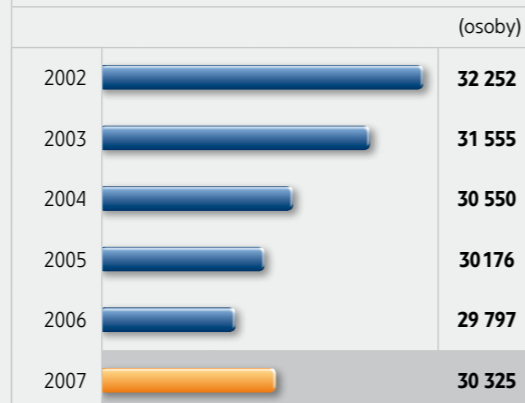
Grupa Kapitałowa PGNiG jest jednym z największych polskich pracodawców. Na koniec 2007 roku w jej strukturach pracowało 30 325 osób, czyli o 528 więcej niż na koniec 2006 roku. Wzrost zatrudnienia jest efektem rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG, w tym głównie spółek z segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.

W roku 2007 nastąpiło przesunięcie części pracowników pomiędzy segmentem Dystrybucja a segmentem Obrót i Magazynowanie.

W roku 2007 PGNiG kontynuowało drugi etap *Programu restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników oddziałów oraz spółek zależnych PGNiG*. W okresie od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2007 roku faktyczną restrukturyzacją zostało objętych 5785 osób, a w samym 2007 roku – 1489.

Pracownicy, których stanowiska pracy poddane zostały restrukturyzacji, otrzymują odprawy pieniężne, zagwarantowane ogólnie obowiązującymi przepisami prawa pracy oraz wynikającymi z wewnętrznych regulacji PGNiG, w tym układów zbiorowych pracy dla PGNiG oraz spółek zależnych, a także obowiązujących w Grupie Kapitałowej PGNiG wewnętrznych regulaminów pracy i wynagradzania. W ramach programu każdemu pracownikowi

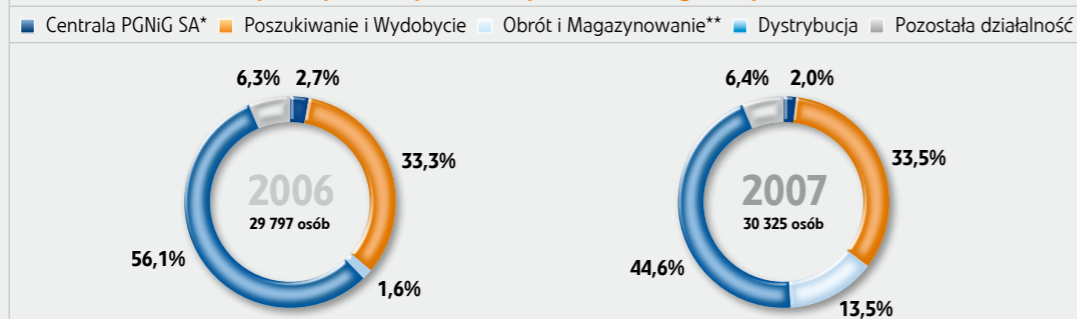
» Zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG na koniec okresu w latach 2002–2007



legitymującemu się co najmniej pięcioletnim stażem pracy w Grupie Kapitałowej PGNiG, a objętemu programem po 1 stycznia 2005 roku, przyznawane są dodatkowe, indywidualne świadczenia osłonowe w zróżnicowanej wysokości, według obowiązujących kryteriów programu.

Dzięki wdrażanemu programowi restrukturyzacji, oszczędności w latach 2004–2007 w zakresie wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych wyniosły 573 mln zł, w samym 2007 roku – 277 mln zł. Okres obowiązywania programu został przedłużony do końca 2008 roku.

» Zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty w latach 2006–2007



* Centralna PGNiG świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów w związku z czym nie została przypisana do żadnego.

** Wraz ze spółkami konsolidowanymi metodą praw własności.

Największy pracodawca

Grupa Kapitałowa PGNiG z najwyższą starannością wypełnia wszystkie powinności wobec pracowników, a także członków ich rodzin. Głównie są to zadania związane z działalnością socjalno-bytową. W jej ramach uprawnione osoby mają zagwarantowane:

- » organizację oraz dofinansowanie wypoczynku urlopowego oraz wakacyjnego dla dzieci i młodzieży;
- » pomoc finansową i rzeczową dla rodzin znajdujących się w najtrudniejszej sytuacji materialnej;
- » zwrotną pomoc finansową na cele mieszkaniowe;
- » organizację oraz dofinansowanie różnych form aktywnego wypoczynku (sport i rekreacja);
- » rehabilitację zdrowotną w formie zorganizowanych turnusów profilaktycznych w branżowych ośrodkach wypoczynkowo-sanatoryjnych.

Staże i praktyki

PGNiG jest organizatorem programu praktyk studenckich, z którego można skorzystać, biorąc udział w corocznym konkursie „Grasz o staż”

– najbardziej popularnym i prestiżowym programie praktyk, skierowanym do polskich studentów i absolwentów. Konkurs jest organizowany od 1996 roku przez PricewaterhouseCoopers i „Gazetę Wyborczą”. Spółka jest fundatorem płatnych praktyk w okresie wakacyjnym. Ponadto PGNiG umożliwia bezpłatne praktyki studentom Politechniki Warszawskiej Wydziału Inżynierii Gazownictwa, a także okresowe praktyki dla studentów wyższych uczelni z całej Polski. W program staży i praktyk studenckich włączone są wszystkie oddziały PGNiG w Polsce.

Pozyskiwanie najlepszych

Zgodnie z przyjętymi zasadami oraz stosownie do ustaleń zawartych w programie restrukturyzacji zatrudnienia w Grupie Kapitałowej PGNiG, w centrali spółki preferowana jest rekrutacja wewnętrzna. Pozwala to w pełni wykorzystać potencjał zatrudnionych w PGNiG pracowników, będąc jednocześnie środkiem motywującym do bardziej efektywnej pracy i rozwijania własnych talentów.



W przypadku konieczności pozyskania pracownika o rzadkich kompetencjach przeprowadzana jest rekrutacja zewnętrzna.

W procesie rekrutacji określany jest poziom kompetencji kandydatów na podstawie zdefiniowanego kompetencyjnego profilu stanowiskowego, który stanowi kombinację wiedzy, umiejętności, postaw i motywacji wymaganych na danych stanowiskach.

Rozwój pracowników

Pracownicy, ich doświadczenie, wiedza, kreatywność oraz zaangażowanie są największą wartością Grupy Kapitałowej PGNiG. Tym samym inwestycje w zasoby ludzkie sprzyjają realizacji planów przedsiębiorstwa, a przede wszystkim pozwalają urzeczywistnić indywidualne aspiracje poszczególnych pracowników. Ze względu na szerokie spektrum działalności spółek zależnych, PGNiG przyjęło koncepcję przyznającą podmiotom z Grupy Kapitałowej PGNiG dużą swobodę w ustalaniu zakresu i rodzajów szkoleń.

Kluczową rolę w budowaniu więzi między spółką a pracownikami odgrywa system zarządzania szkoleniami. Osoby zatrudnione w Grupie Kapitałowej PGNiG mają możliwość rozwoju swoich kwalifikacji zawodowych, między innymi poprzez studia podyplomowe, uczestnictwo w branżowych konferencjach krajowych, seminariach lub sympozjach, praktyki zawodowe oraz samokształcenie (e-learning). Ponadto pracownicy uczestniczą w kursach językowych, a także mają szansę odbycia stażu w przedstawicielstwach PGNiG w Moskwie lub w Brukseli, gdzie mogą poznać specyfikę codziennej pracy tych jednostek, ale też doskonalić swoje umiejętności językowe.

W roku 2007, w zależności od zakresu obowiązków, pracownicy spółki brali udział w różnorodnych szkoleniach dotyczących szeroko rozumianego nowoczesnego funkcjonowania przedsiębiorstwa. Spośród wielu należy wymienić: zarządzanie projektami, analiza otoczenia prawnego, zarządzanie ryzykiem w biznesie, techniki obsługi klienta oraz szkolenia związane z komunikacją wewnętrzną

i współpracą w grupie. Duża ich część była współfinansowana ze środków unijnych, w tym z Europejskiego Funduszu Społecznego.

Rozbudowana oferta szkoleniowa daje pracownikom szansę na rozwój oraz podnoszenie kwalifikacji zawodowych, firmie zaś przynosi wymierne korzyści w postaci zwiększonej efektywności pracy. Rozwój kadry przekłada się na wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG, pozytywnie ocenianej przede wszystkim przez inwestorów oraz klientów, a także przyszłych pracowników.

Bezpieczeństwo pracy

Podobnie jak w latach poprzednich, w roku 2007 PGNiG jako odpowiedzialny pracodawca ulepszało warunki pracy, a tym samym wzmacniało bezpieczeństwo swoich pracowników. Z roku na rok zwiększa się liczba nowych urządzeń i sprzętu wykorzystywanego w codziennej pracy. Specjalistyczne szkolenia z obsługi nowych maszyn, a także szkolenia z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy przyczyniają się do polepszenia jej warunków.

Liczba tak zwanych wypadków branżowych w Grupie Kapitałowej PGNiG (podczas prac wiertniczych, a także przy eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego) jest stosunkowo niewielka; w 2007 roku nie przekroczyła 13% ogólnej liczby wypadków.

Jesteśmy zespołem

Istotnym elementem wpływającym na efektywność i jakość wykonywanej pracy jest zintegrowanie i współpraca zatrudnionych w Grupie Kapitałowej PGNiG osób. W związku z tym podejmowane są różne formy sprzyjające aktywności pracowników. Ich głównym celem jest doskonalenie pracy zespołowej, co przekłada się na wzrost efektywności, a także poprawę relacji pomiędzy pracownikami. Już w 2006 roku rozpoczęto prace nad wzmocnieniem komunikacji wewnętrznej. Ze względu na specyfikę i rozległość działalności spółek Grupy Kapitałowej PGNiG wykorzystywane są tak tradycyjne, jak i elektroniczne narzędzia komunikacji.

W roku 2007 ważnym elementem projektu rozdzielania działalności handlowej od dystrybucji było

komunikacyjne wsparcie wdrażanych zmian. Poświęcono temu wiele czasu i uwagi, a poza publikacjami w mediach wewnętrznych, kierownictwo Komitetu Projektu uczestniczyło w cyklu spotkań w różnych miastach Polski, podczas których pracownicy mogli podzielić się swoimi wątpliwościami i uzyskać wyjaśnienie. Tego rodzaju spotkania, tak zwana komunikacja kaskadowa zakładająca najbardziej bezpośredni kontakt z pracownikami, to ważny element całościowego systemu komunikacji wewnętrznej spółki. Duże znaczenie ma pozyskiwanie informacji zwrotnej – od pracowników. I tak, na przykład cykl spotkań na temat integracji obrotu zakończyło elektroniczne badanie, w którym uczestnicy mogli go ocenić, a także przekazać kolejne pytania czy wątpliwości. W roku 2008 PGNiG planuje wdrożenie badania satysfakcji pracowników o charakterze powszechnym i stałym.

W ramach przeprowadzonych już działań pracownicy otrzymują codzienny, elektroniczny *newsletter* z najważniejszymi informacjami dotyczącymi wydarzeń w Grupie Kapitałowej PGNiG. U uruchomiony został także system oparty na tak zwanych komunikatorach – osobach odpowiedzialnych za przekazywanie informacji osobom zatrudnionym w spółkach. Wkrótce zostaną zakończone prace nad uruchomieniem systemu informacyjnego SMS dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG, który obejmie kilka tysięcy numerów służbowych telefonów komórkowych. Powstała również platforma informatyczna, która umożliwi bezpośrednią wymianę informacji między pracownikami.

W roku 2006 spółka rozpoczęła działania służące integracji wszystkich występujących w przedsiębiorstwie grup zawodowych. Przeprowadzane cykliczne spotkania poprawiły stosunki między współpracownikami, a co za tym idzie – jakość i efektywność pracy.

Wszelkie inicjatywy w zakresie komunikacji wewnętrznej są spójne z polityką kadrową PGNiG, wspierającą aktywność, satysfakcję i identyfikację pracowników ze spółką.



Relacje z otoczeniem – biznes dla społeczeństwa

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG to firmy charakteryzujące się wysokim zaangażowaniem społecznym, rozumianym zarówno jako odpowiedzialność wobec zatrudnianych pracowników, jak i wobec społeczeństwa. Wspierane przez nie inicjatywy służą przede wszystkim polskiej nauce i kulturze oraz ochronie i zachowaniu dziedzictwa narodowego dla przyszłych pokoleń. Odpowiedzialność społeczną Grupa Kapitałowa PGNiG realizuje poprzez działania sponsorskie także dzięki aktywności Fundacji PGNiG, w kontekście relacji z pracownikami, jak i kontaktów spółek Grupy Kapitałowej PGNiG z otoczeniem.

PGNiG dla polskiej kultury

W roku 2007 PGNiG uczestniczyło w przedsięwzięciach istotnych dla polskiej kultury i nauki w wymiarze ogólnopolskim i lokalnym. Władze spółki wspierają aktywność lokalną swoich gazowni i oddziałów, a także przedsięwzięcia podejmowane przez spółki należące do Grupy Kapitałowej PGNiG.

Spółka w ramach działań wspierających polską kulturę sfinansowała renowację zabytkowego drewnianego ołtarza w kościele pod wezwaniem św. Bernardyna ze Sieny w Krakowie. Powstały w 1453 roku zespół klasztorny ojców bernardynów pod



Wawelem w Krakowie, z zachowanym kompletnym barokowym wyposażeniem kościoła, jest dziedzictwem kultury polskiej i europejskiej.

Warte odnotowania jest także zaangażowanie PGNiG w działalność Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. Spółka jest jednym z dwóch donatorów tego obiektu. W roku 2007 PGNiG podjęło działania, które w dłuższej perspektywie powinny doprowadzić zarówno do rewitalizacji muzeum, jak i jego popularyzacji oraz uczynienia go jedną z podstawowych atrakcji tego regionu Polski. Rada Nadzorcza PGNiG wyraziła w 2007 roku zgodę na zawarcie wieloletniej umowy darowizny na rzecz muzeum. Działalność ta służy zachowaniu polskiego dziedzictwa historycznego i naukowego, a także popularyzacji wiedzy na temat przemysłu naftowego.

Wiele cennych inicjatyw realizował w 2007 roku Oddział Handlowy PGNiG. Warto wymienić choćby Ogólnopolskie Spotkania Lalkarzy w Krakowie, współpracę z Muzeum Historycznym Miasta Krakowa i Filharmonią im. Karola Szymanowskiego w Krakowie czy doroczne wielkie parady smoków, których organizatorem jest Teatr Lalki, Maski i Aktora „Grotteska” w Krakowie. W innych regionach Polski, na przykład w Lublinie, spółka zaangażowała się w takie wydarzenia, jak Międzynarodowy Festiwal „Konfrontacje Teatralne” 2007 czy Międzynarodowy Konkurs Muzyczny dla Niewidomych im. I.J. Paderewskiego. W Koszalinie PGNiG uczestniczyło w koncercie z okazji nadania studiu koncertowo-nagraniowemu Polskiego Radia Koszalin imienia Czesława Niemena. Z kolei w Jarosławiu spółka wspierała Tydzień Ogólnopolskiej Kampanii Społecznej „Cała Polska Czyta Dzieciom”.

Wspieranie lokalnych inicjatyw jest także widoczne w przedsięwzięciach podejmowanych przez oddziały w Zielonej Górze i w Sanoku.

Zielonogórski oddział jest partnerem wszystkich istotnych wydarzeń artystycznych w swoim regionie. Współpracuje między innymi z Teatrem Lubuskim,

Fundacją Muzyki Dawnej „Cantor”, Muzeum Ziemi Lubuskiej, Zielonogórskim Stowarzyszeniem Jazzowym, Filharmonią Zielonogórską czy Uniwersytetem Zielonogórskim.

Również Oddział PGNiG w Sanoku w swoich działaniach sponsoringowych koncentruje się głównie na inicjatywach lokalnych na terenie Małopolski, Podkarpacia, Lubelszczyzny i Mazowsza. Najważniejsze z tych działań mają również wymiar międzynarodowy, między innymi:

- » Festiwal im. Adama Didura – przyciągający największe gwiazdy muzyki operowej, muzyki kameralnej, symfonicznej oraz baletu, połączony z konkursem kompozytorskim;
- » Międzynarodowe Forum Pianistyczne – Bieszczady bez granic, skupiające laureatów najbardziej prestiżowych konkursów pianistycznych; warsztaty mistrzowskie i wykłady prowadzone są przez największych wirtuozów fortepianu;
- » międzynarodowe plenery malarskie;
- » Międzynarodowe Spotkania Akordeonowe – pod patronatem Ministerstwa Kultury (nagrodę Grand Prix ufundował Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej – Lech Kaczyński).

Wspieranie kultury i sztuki oraz troska o historyczne dziedzictwo materialne to jedna z podstawowych i najważniejszych form komunikacji z otoczeniem największych spółek Grupy Kapitałowej PGNiG – Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego kontynuował w 2007 roku współpracę z Muzeum Narodowym w Warszawie, wspierając bieżącą działalność tej placówki, ważnej nie tylko dla mieszkańców Warszawy. W maju 2007 roku spółka wspólnie z Muzeum Narodowym zorganizowała interesującą wystawę w Muzeum Gazownictwa w Warszawie *150 lat w pejzażu miasta*.

Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego był zaangażowany w XI Festiwal Szekspirowski, który od lat gromadzi liczne grono miłośników teatru i jest





przełomem dokonania scen europejskich. Imprezie towarzyszyło wiele wydarzeń artystycznych, a także bogaty program edukacyjny (spotkania z twórcami, warsztaty teatralne, artystyczne, fotograficzne, dziennikarskie). Warte odnotowania jest także współpraca z Operą Nova w Bydgoszczy w ramach XIV Bydgoskiego Festiwalu Operowego.

Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego w październiku 2007 roku, po prawie dwuletnim okresie prac modernizacyjnych, otworzył dla zwiedzających Muzeum Gazownictwa w Paczkowie. Zarówno remont, jak i działalność bieżąca placówki są w całości finansowane przez GOSD. Muzeum, utworzone na terenie byłej gazowni w 1991 roku, stanowi jedyny w Polsce obiekt, gdzie w całości zachowały się urządzenia produkcyjne. Co ciekawe, muzeum ma największą w Europie kolekcję prawie 600 gazomierzy; na jego terenie można także podziwiać lokomotywę parową bezpłomieniową firmy Chemnitz z 1927 roku, odwadniacz zamykający żeliwny o przekroju 1,2 cm oraz tarczę zegarową zbiornika 110 tys. m³ z Wrocławia. Większość zgromadzonych eksponatów jest w pełni sprawna technicznie. Dodatkowym walorem tego miejsca jest pieczołowicie konserwowana, piękna architektura przemysłowa.

W roku 2007 przypadł jubileusz 130-lecia tarnowskiego gazownictwa. Z inicjatywy historyków oraz ludzi tarnowskiej kultury, dzięki wsparciu Karpackiego

Operatora Systemu Dystrybucyjnego, bogata historia gazownictwa została zaprezentowana w niezwykłej formie, między innymi podczas X Jubileuszowego Ogólnopolskiego Festiwalu Komedia Talia w Tarnowie. Otwarcie festiwalu towarzyszyła gala jubileuszowa KOSD.

Na zlecenie KOSD tarnowski oddział Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych przygotowuje publikację, która stanie się pierwszym zapisem bogatej historii gazownictwa w Tarnowie. Termin wydania monografii planowany jest na wrzesień 2008 roku – z pewnością będzie to bardzo interesująca i potrzebna branży publikacja.

Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego od lat wspiera jeden z najbardziej znanych w świecie polskich chórów – Poznański Chór Chłopięcy prowadzony przez Jacka Sykułskiego. WOSD wspiera finansowo zarówno organizację koncertów, jak i edycję kolejnych płyt zespołu. W roku 2007 roku WOSD przyczynił się również do budowy pomników wybitnych Polaków: Kazimierza Odnowiciela w Pobiedziskach oraz wielce zasłużonego bohatera pracy organicznej i pioniera wielkiego przemysłu w Wielkopolsce – Hipolita Cegielskiego w Poznaniu. Szczególnie ważna dla spółki była druga inicjatywa, ze względu na zasługi Cegielskiego i jego zakładów dla rozwoju poznańskiej gazowni.

Projekty służące polskiej kulturze realizują również znacznie mniejsze spółki Grupy Kapitałowej PGNiG.

Spółka Poszukiwanie Nafty i Gazu Kraków angażuje się w promocję młodych talentów artystycznych, wspierając od lat kolejne edycje Międzynarodowych Mistrzowskich Kursów Interpretacji Muzycznej w Zakopanym, organizowane przez Zakopiańską Akademię Sztuki. Firma jest również współorganizatorem wystaw młodych malarzy, aktorów i fotografików, a także sponsorem wernisaży polskich artystów za granicą oraz koncertów operetkowych. Spółka wspiera Krakowskie Towarzystwo Fotograficzne i Muzeum Historii Fotografii im. prof. Władysława Bogackiego. To właśnie w krakowskiej galerii Nafta, która należy do PNiG Kraków odbywają się ciekawe wystawy fotografii dokumentalno-historycznej i artystycznej, poświęcone najważniejszym wydarzeniom w Polsce XX wieku.

Wystawy te, tworzone przez ikonę polskiej fotografii – Władysława Klimczaka, są znane zarówno w Polsce, jak i na świecie. Ponadto PNiG Kraków sponsoruje koncerty muzyki operetkowej, szczególnie Orkiestrę Straussovską „Obligato” kierowaną przez Jerzego Sobeńko oraz występy słynnej śpiewaczki operowej Krystyny Tyburowskiej.

Wrocławski Gazoprojekt wspierał w zeszłym roku imprezy muzyczne, między innymi jako sponsor Ogólnopolskiego Festiwalu Chórów Akademickich „Barbórka 2007”. Spółka od lat współpracuje również z fundacją PAX ET BONUM, która jest organizatorem Międzynarodowego Festiwalu *Pax et bonum per musicam* we Wrocławiu.

Spółki Grupy PGNiG nie tylko dobrze służą społeczności lokalnym, ale, prowadząc działalność na skalę międzynarodową, promują również polską kulturę i naukę za granicą.

PNiG Nafta znalazła się w 2007 roku w gronie mecenasów polskiej archeologii nad Nilem. Wystawa *70 Years of Polish Archeology in Egypt* w gmachu najświetniejszego muzeum archeologicznego świata – Muzeum Egipskiego – ukazała imponujący dorobek polskich misji archeologicznych.

PGNiG dla rozwoju branży

PGNiG i spółki Grupy PGNiG uczestniczą we wszystkich istotnych dla branży wydarzeniach, przede wszystkim w konferencjach, seminariach, kongresach czy warsztatach, na których poruszane są główne problemy branży. W roku 2007 PGNiG uczestniczyło w seminarium na temat *Rola operatorów na rynku gazu w Polsce i Unii Europejskiej*, konferencji w Stróżach organizowanej przez Oddział Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych, konferencji GAZTERM w Świnoujściu, V Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej *Miejsce Polski w europejskim i światowym rynku ropy naftowej i gazu ziemnego* Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNiG) oraz V Międzynarodowej Konferencji Nafta i Gaz 2007.

PGNiG ściśle współpracuje z Akademią Górniczo-Hutniczą im. Stanisława Staszica w Krakowie,



wspierając jej inicjatywy. W roku 2007 były to między innymi warsztaty szkoleniowe *CNG i inne paliwa alternatywne – budowa pozycji na rynku*, Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna z okazji jubileuszu 40-lecia Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu, Międzynarodowa Konferencja na temat podziemnego magazynowania czy II Krakowska Konferencja Młodych Uczonych. Partnerem spółki w tym obszarze jest od lat Instytut Fizyki Molekularnej Polskiej Akademii Nauk w Poznaniu, organizator corocznych warsztatów naukowych „Lato z Helem” w Odolanowie.

We współpracy z krakowskimi uczelniami technicznymi zaangażowany jest też PNiG Kraków. W kwietniu 2007 roku firma wraz z Akademią Górniczo-Hutniczą zorganizowała Święto Wiosny, czyli Nauryz, które obchodzone jest przez młodzież Azji Centralnej. Znajomość specyfiki krajów Azji, zdobyta dzięki wieloletniej obecności PNiG Kraków na tych rynkach, z pewnością ułatwia budowanie mostów pomiędzy odległymi kulturami – naszą i azjatycką.

PGNiG pomaga realizować także cenne inicjatywy spoza branży, między innymi cykl wystaw *Architektoniczne punkty odniesienia – honorowa nagroda SARP 1966–2006* czy Olimpiadę Wiedzy o Polsce i Świecie Współczesnym. Spółka była partnerem na Forum Ekonomicznym Młodych Liderów 2007 w Krynicy.

PGNiG dla polskiego sportu

Sport, zwłaszcza w kontekście popularyzacji aktywności ruchowej Polaków w środowiskach lokalnych,

jest jedną z głównych dziedzin zaangażowania Grupy Kapitałowej PGNiG. W roku 2007 PGNiG było partnerem dorocznego Biegu Naftowego w Gorlicach i rozgrywek piłki nożnej rundy jesiennej w Świnoujściu, a także regularnie wspierało imprezy Stowarzyszenia Olimpiady Specjalne Polska. W Lublinie PGNiG uczestniczyło w XV Międzynarodowym i Ogólnopolskim Biegu Solidarności „Lubelski Lipiec 80”.

Również oddziały PGNiG w Zielonej Górze i w Sanoku wspierają lokalną działalność sportową. Oddział zielonogórski wspiera drużynę koszykówki mężczyzn, sekcję saneczkarską UKS „Nowiny Wielkie”, kluby uczniowskie i miejskie oraz Klub Tenisowy „Nafta”. Z kolei Oddział w Sanoku wspomaga działalność klubu żeglarskiego „Naftowiec”, klubu narciarstwa klasycznego „Górnik”, klubu łyżwiarstwa szybkiego „Górnik”, a także wspiera zawody w skokach narciarskich oraz wiele mniejszych, szkolnych i regionalnych imprez sportowych.

Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego współpracuje z Klubem Koszykarskim „Polonia Warszawa”. To szczególny i ważny dla Warszawy klub, którego mecze odbywają się w przyjaznej, rodzinnej atmosferze. Wspieranie dyscypliny, która jest źródłem pozytywnych emocji, z pewnością dobrze wpisuje się w realizowaną przez Grupę Kapitałową PGNiG strategię komunikacji.

Gazoprojekt od lat wspomaga wrocławskich sportowców. Dużym wydarzeniem w 2007 roku, organizowanym po raz pierwszy we Wrocławiu, był Festiwal Capoeira i Kultury Brazylijskiej „CAPOWROCEK

2007”. Firma dofinansowuje również młodzieżową sekcję Wrocławskiego Klubu Piłkarskiego ODRA Wrocław. Wsparcie to ma charakter ciągłej współpracy z klubem, którego wychowankom od kilku już lat pomaga spółka.

Warto dodać, że Grupa PGNiG promuje z dużym zaangażowaniem także aktywność sportową wśród swoich pracowników. Każdego roku odbywa się kilkanaście imprez w ramach różnych dyscyplin sportowych.

PGNiG dla dobra społecznego

Działalność charytatywna to przede wszystkim domena Fundacji Polskiego Górnicztwa Naftowego i Gazownictwa SA im. Ignacego Łukasiewicza, powołanej w listopadzie 2004 roku. PGNiG jest jej jedynym donatorem. Działalność fundacji obejmuje szeroko rozumiane wspieranie kultury i dziedzictwa narodowego, w tym ochronę zabytków, działania na rzecz nauki i edukacji. Szczególną rolę w obecnie realizowanych programach stanowią działania na rzecz dzieci i młodzieży, w tym ochrony ich zdrowia, upowszechniania sportu, wspierania nauki i jej popularyzacji. Główne cele statutowe fundacji realizowane są przede wszystkim poprzez współpracę z dwoma znakomitymi partnerami zewnętrznymi. Jednym z nich jest Caritas. Fundacja PGNiG w ramach partnerstwa strategicznego w programie „Skrzydła na co dzień” objęła długofalową opieką 300 najbardziej potrzebujących dzieci w całej Polsce. Fundacja wspiera Caritas, pokrywając koszty dożywiania dzieci w szkolnych stołówkach, zakupu wyprawek szkolnych oraz zaspokajając inne bieżące potrzeby

dzieci, między innymi dofinansowane są dojazdy do szkół oraz kupowana jest odzież i pomoce szkolne.

Fundacja PGNiG jest partnerem strategicznym programu „Wolontariat Studencki”. To autorski program Polsko-Amerykańskiej Fundacji Wolności, którego realizatorem jest Polskie Stowarzyszenie Pedagogów i Animatorów „Klanza” – organizacja pozarządowa skupiająca osoby aktywne, poszukujące nowych rozwiązań zmierzających do zmiany rzeczywistości edukacyjnej. Program ma na celu wyrównanie szans edukacyjnych dzieci i młodzieży mieszkającej na wsi i w małych miastach. W ramach programu grupy studentów-wolontariuszy realizują przygotowane przez siebie projekty edukacyjne rozwijające wiedzę, umiejętności i zainteresowania dzieci oraz młodzieży. Projekty prowadzone są w czasie wolnym od zajęć – w trakcie roku szkolnego oraz w wakacje i ferie. Przedsięwzięcia dotyczą konkretnej dziedziny nauki, przedmiotu lub wybranego obszaru aktywności. Mogą to być na przykład zajęcia plastyczne, artystyczne, sportowe, informatyczne, teatralne, lingwistyczne. Program realizowany we współpracy z Fundacją PGNiG, promuje postawy aktywne zarówno wśród uczniów, jak i studentów, u których kształtuje poczucie społecznej odpowiedzialności i solidarności, umożliwiając im jednocześnie realizację pasji i zainteresowań w atrakcyjnej formule.

Pomoc charytatywna jest realizowana praktycznie we wszystkich oddziałach i w spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG. W Krakowie beneficjentami są między innymi: Fundacja „Mimo Wszystko” Anny Dymnej,





Polski Komitet Pomocy i Towarzystwo Przyjaciół Dzieci. Sanocki oddział PGNiG wspiera z kolei między innymi Stowarzyszenie na rzecz Zatrudnienia, Fundację „Zdrowie-Szpital”, Bieszczadzką Grupę Górskiego Ochotniczego Pogotowia Ratunkowego czy Komitet Ochrony Praw Dziecka. Oddział w sposób stały wspomaga szkoły im. Ignacego Łukasiewicza – twórcy polskiego przemysłu naftowego. Dodatkowo w 2007 roku spółka uczestniczyła w unijnym przedsięwzięciu „The Way it Works”, dotyczącym społecznej odpowiedzialności biznesu w regionie Karpat.

Na Górnym Śląsku Operator Systemu Dystrybucji od lat wspiera Śląski Fundusz Stypendialny, fundując stypendia studentom wyższych uczelni. Pomaga także ośrodkom służby zdrowia – Centrum Leczenia Oparzeń w Siemianowicach Śląskich, Śląskiemu Centrum Chorób Serca oraz Górnośląskiej Fundacji Onkologicznej na rzecz Oddziału Centrum Onkologii Instytutu im. Marii Skłodowskiej-Curie w Gliwicach.

Idea odpowiedzialności społecznej jest wpisana w strategię rozwoju Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, a rok 2007 był dla tej spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG przełomowy, jeśli chodzi o świadome zaangażowanie w sprawy lokalnych społeczności. W ramach tych działań POSD podjął między innymi decyzję o niewysyłaniu do swoich kontrahentów komercyjnych kartek świątecznych, wybierając kartki, z których dochód ze sprzedaży został przeznaczony na cele społeczne. Spółka została także głównym partnerem akcji „Wigilijna paczka”, której organizatorzy: Miasto Gdańsk, Gdańska Fundacja Dobroczynności i Miejski Ośrodek Pomocy Społecznej w Gdańsku, przekazują całkowity dochód ze sprzedaży kartek świątecznych na sfinansowanie paczek dla dzieci z najuboższych rodzin w Gdańsku. Co ciekawe, kartki tworzyły dzieci uczestniczące w warsztatach plastycznych w gdańskim Pałacu Młodzieży. W ten projekt zaangażowały się wszystkie oddziały POSD, z których każdy wybrał działającą na swoim terenie wiarygodną instytucję charytatywną. W ten sposób pomoc nie ograniczyła się tylko do siedziby spółki – Gdańska, ale objęła także Bydgoszcz i Olsztyn.

W Bydgoszczy wybrano kartki, z których dochód wsparł Regionalny Zespół Opieki Paliatywnej – Dom Sue Ryder w Bydgoszczy, natomiast w Olsztynie – kartki wykonane przez mieszkanki Domu Pomocy Społecznej w Bisztyńku. Środki uzyskane ze sprzedaży prac zostały przeznaczone na zakup materiałów plastycznych niezbędnych do zajęć terapeutycznych.

Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego ufundował również specjalistyczny sprzęt dla niewidomych i słabo widzących dzieci z Przedszkola Publicznego nr 35 w Gdańsku, w dniu obchodów gdańskiej Barbórki. Podarowany sprzęt jest niezbędny do prawidłowego przygotowania dzieci do podjęcia nauki w szkole.

Szczególną odmianą działań na rzecz dobra społecznego jest wieloletnie już zaangażowanie spółek Grupy Kapitałowej PGNiG w działalność na rzecz bezpieczeństwa mieszkańców. Mając to na uwadze, Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego ufundował Komendzie Wojewódzkiej Państwowej Straży Pożarnej w Gdańsku nowoczesny fantom szkoleniowy. Dzięki temu możliwe będzie przeprowadzanie profesjonalnych szkoleń resuscytacji krążeniowo-oddechowej.

Podnoszeniu bezpieczeństwa służą między innymi takie akcje, jak konkurs wiedzy prewencyjnej „Jestem Bezpieczny” w Lublinie czy „Bezpieczny Mieszkaniec” – projekt, który już od kilku lat realizuje Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego

wspólnie z firmą Vattenfall. W roku 2007 zintensyfikowano działania, w których brali udział uczniowie szkół podstawowych klas I–III w Bytomiu i w Rudzie Śląskiej. Zasady bezpiecznego korzystania z mediów przedstawiane są podczas zajęć lekcyjnych prowadzonych przez wykwalifikowanych pedagogów. Uwieńczeniem akcji „Bezpieczny Mieszkaniec” był konkurs na temat bezpiecznego korzystania z mediów i wybór najlepszych prac dziecięcych – plakatów.

Ciekawą inicjatywą, wykraczającą poza granice Polski, a świadcząca o głębokiej odpowiedzialności społecznej, jest zaangażowanie spółki PNiG Kraków w rozwój stosunków między Republiką Kazachstanu a Polską. Z pewnością służy temu wieloletnia obecność krakowskiej firmy na kazachskim rynku. W roku 2007 PNiG Kraków zaprosił przedstawicieli ambasady Republiki Kazachstanu oraz dziennikarzy kazachskich mediów na spotkanie w Krakowie z chirurgami Kliniki Chirurgii Serca, Naczyń i Transplantologii Instytutu Kardiologii Collegium Medicum Uniwersytetu Jagiellońskiego. Spotkanie dało szansę na poznanie możliwości szkolenia kazachskich kardiologów w Krakowie, omówiono na nim także perspektywy współpracy. Wówczas narodził się projekt miast partnerskich: Krakowa i Almaty. PNiG Kraków od lat wspomaga rodaków w Kazachstanie, kierując swoją pomoc przede wszystkim do dzieci szkół podstawowych w Almacie i Kyzylordzie. Spółka wysłała do Kazachstanu najwybitniejsze dzieła polskiej literatury oraz pomoce naukowe.



Relacje z otoczeniem – ochrona środowiska

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

Od roku 2005 PGNiG jest uczestnikiem systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (SHUE). W pierwszym okresie rozliczeniowym, obejmującym lata 2005–2007, spółka otrzymała przydział uprawnień do instalacji spalania w Odolanowie w wysokości 13 400 MgCO₂/rok i w Zielonej Górze – KRNiGZ Dębno – w wysokości 35 900 MgCO₂/rok. W połowie 2007 roku, w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami, dokonano weryfikacji rocznych raportów z emisji dwutlenku węgla za 2006 rok oraz zbilansowano wielkości jego emisji z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2006 roku pozostało 6454,7 MgCO₂ wolnych jednostek emisji.

W ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla PGNiG przygotowało dane niezbędne do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012 (KPRU II). W tym okresie rozliczeniowym będą uczestniczyć instalacje w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja magazynu gazu w Mogilnie.

Systemy zarządzania środowiskowego

Wdrażanie i certyfikacja systemów zarządzania środowiskowego jest jednym z priorytetów Grupy Kapitałowej PGNiG, kluczowym czynnikiem w realizacji koncepcji zrównoważonego rozwoju. Spółka świadomie dąży do tego, by ograniczyć negatywny wpływ swojej działalności związanej z poszukiwaniem i wydobyciem ropy naftowej oraz gazu ziemnego na środowisko naturalne.

Część spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG już wdrożyło system zarządzania środowiskowego oparty na normie PN-EN ISO 14001, dzięki czemu zostały spełnione wymagania prawne w zakresie ochrony środowiska, nastąpiła poprawa efektywności zużycia surowców i energii, a także ograniczona została emisja zanieczyszczeń wprowadzanych do środowiska. Wszystkie te działania są zgodne z najwyższymi standardami ochrony środowiska

naturalnego. Uzyskanie certyfikatu zgodności wdrożonego systemu z normą jakości zwiększa ekologiczną wiarygodność firmy wobec klientów.

REACH – substancje i preparaty chemiczne

W związku z wejściem w życie, w pierwszym półroczu 2007 roku, nowych przepisów dotyczących obowiązkowej rejestracji substancji chemicznych, oceny dokumentacji technicznej, oceny substancji oraz udzielania zezwoleń na wykorzystywanie substancji do produkcji i obrotu, PGNiG zainicjowało prace zmierzające do identyfikacji substancji produkowanych w ramach działalności lub zakupowanych i wykorzystywanych przez podmioty Grupy Kapitałowej PGNiG. Zakończenie prac przewidziane jest na 2008 rok.

Natura 2000

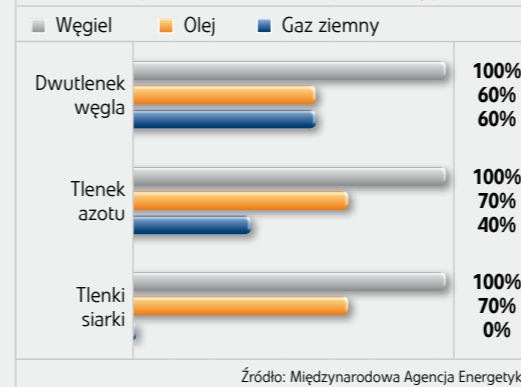
W ramach uzgodnień krajowych dotyczących sieci Natura 2000, Ministerstwo Środowiska w 2007 roku rozpoczęło wytyczanie nowych specjalnych obszarów ochrony siedlisk oraz nowych obszarów specjalnej ochrony ptaków. PGNiG zgłosiło, że tereny działalności podmiotów Grupy Kapitałowej PGNiG znajdują się również na obszarach ujętych w programie Natura 2000, co może prowadzić do kolizji interesów. Planowane są tam bowiem prace inwestycyjne, poszukiwawcze i eksploatacyjne.

Gaz ziemny jako ekologiczne paliwo

Gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem – jego wykorzystanie w przedsiębiorstwach nie narusza środowiska naturalnego. Koncepcja zrównoważonego rozwoju zakłada, że postęp cywilizacyjny, techniczny i ekonomiczny musi odbywać się w sposób umożliwiający pogodzenie wymagań ochrony środowiska z rozsądnym korzystaniem z bogactw naturalnych. Tworzone prawo ekologiczne nakłada na wszystkie podmioty gospodarcze obowiązek zapobiegania zagrożeniom środowiska, a także buduje system zachęt do stosowania technologii i surowców korzystnych z punktu widzenia ochrony środowiska. Urządzenia opalane gazem ziemnym stosowane są obecnie na dużą skalę w energetyce, przemyśle i gospodarce

komunalnej. W procesach spalania gazu następuje relatywnie najmniejsza, w porównaniu z innymi paliwami, emisja zanieczyszczeń atmosfery. Zastosowanie gazu ziemnego jako surowca wyjściowego i jako paliwa w piecach technologicznych pozwala na zmniejszenie energochłonności wielu procesów w przemyśle. Wprowadzanie nowoczesnych procesów technologicznych do nowo uruchamianych lub modernizowanych instalacji produkcyjnych przedsiębiorstw powoduje wzrost produkcji, a jednocześnie znaczące obniżenie poziomu emisji zanieczyszczeń.

» Porównanie emisji zanieczyszczeń powstających przy spalaniu gazu ziemnego, oleju opałowego do węgla



Certyfikaty, nagrody i wyróżnienia

Nasza polityka komunikacji korporacyjnej, zarówno w kontekście relacji z pracownikami, jak i kontaktów z otoczeniem, nie pozostaje niezauważona, o czym świadczą nagrody, które przyznawane są spółkom z Grupy Kapitałowej PGNiG. Spółki stale podnoszą swoją wiarygodność, poddając się formalnym procesom certyfikacji i audytów.

Grupa Kapitałowa PGNiG zajęła piąte miejsce w rankingu stu najcenniejszych firm w Polsce, ogłoszonym w kwietniu 2008 roku przez A.T. Kearney oraz redakcję „Newsweeka”. W badaniu analizowano spółki, które wyróżniają się wielkością przychodów, zyskownością lub są uznawane przez Polaków za ważne i cenione marki. O każdej z firm zebrano wszelkie dostępne informacje – zarówno finansowe, jak i strategiczne – i na ich podstawie dokonano wyceny. PGNiG znalazło się w tym rankingu o cztery pozycje wyżej w stosunku do roku poprzedniego. Również w kwietniu 2008 roku PGNiG wyróżnione zostało tytułem „Business Superbrands”. Tym samym spółka została uznana za markę, która osiągnęła najlepszą reputację w swojej dziedzinie, oferując klientom korzyści, których konsumenci oczekują i rozpoznają.

Wśród wielu wyróżnień, którymi mogą się poszczycić oddziały i spółki Grupy Kapitałowej PGNiG, osobną kategorię stanowią nagrody za działania proekologiczne. Informacje na ten temat znajdują Państwo w dołączonym do *Raportu rocznego Raportie środowiskowym*. W roku

2007 Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego znalazł się (pod swoją dawną nazwą) na czwartej pozycji wśród firm pochodzących z województwa śląskiego w rankingu „Filary Polskiej Gospodarki 2007”, przygotowanym po raz kolejny przez „Puls Biznesu” i międzynarodową wywiadownię gospodarczą Coface Intercredit Poland. Dzięki tej inicjatywie promowane są firmy ważne dla regionów nie tylko ze względu na skalę działania, ale także ze względu na ich znaczenie dla lokalnej społeczności, uznawane za swoiste koła napędowe gospodarki regionalnej. Firmy te tworzą miejsca pracy, a jednocześnie chętnie wspierają inicjatywy samorządowe. „Filary Polskiej Gospodarki” to przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność uczciwie i przejrzysto – są chlubą mieszkańców swojego regionu.

W tym samym roku GOSD uhonorowany został również „Koroną Europejską 2007”. To szczególna nagroda, bo przyznawana przez media. Dziennikarze skupieni wokół Ośrodka Studyjno-Programowego Prasy, Radia i Telewizji w Katowicach przyznali ją spółce za profesjonalną działalność w obrocie paliwem gazowym, która wzbudza uznanie i daje satysfakcję klientom, oraz za świetne kontakty z mediami.

Na początku lutego 2008 roku Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego otrzymał tytuł „Laureata Dekady” w ramach XI Edycji Konkursu o Pomorską Nagrodę Jakości Rady Pomorskiej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych

NOT w Gdańsku. Nagroda jest tym cenniejsza, że jest przyznawana raz na dziesięć lat. Potwierdza ona wysokie standardy funkcjonowania spółki, systemów jakości i filozofii zarządzania przez jakość TQM. POSD Sp. z o.o. Oddział Dystrybucji Gazu w Bydgoszcy już po raz trzeci został uhonorowany tytułem „Mecenasa Bydgoskiego Ogrodu Sztuk”. Ten zaszczytny tytuł otrzymał za wspieranie przedsięwzięć artystycznych, sportowych i kulturalnych regionu w 2007 roku. POSD nagrodzono za wsparcie między innymi XIV Bydgoskiego Festiwalu Operowego, 45. Bydgoskiego Festiwalu Muzycznego „Karol Szymanowski i mistrzowie muzyki XX wieku”, V Bydgoskiego Jazz Festiwalu, VII Europejskiego Festiwalu Lekkoatletycznego, II Bydgoskiego Festiwalu Biegów Ulicznych, koncertu *Podaruj dzieciom serce* oraz za wieloletnią pomoc dla Bydgoskiego Towarzystwa Opieki Paliatywnej.

W roku 2007 spółka Grupy Kapitałowej PGNiG Poszukiwania Naftowe „Diament” dołączyła do elitarnego klubu „Gazeta Biznesu” w plebiscycie „Pulsu Biznesu”, znajdując się tym samym w gronie najdynamiczniej rozwijających się firm w kraju. To wyróżnienie potwierdza nieskazitelną reputację spółki, jej uczciwość wobec pracowników oraz daje gwarancję terminowości i najwyższej jakości oferowanych usług. Również inna spółka Grupy Kapitałowej PGNiG – Geofizyka Kraków, w 2007 roku już po raz kolejny znalazła się w gronie „Gazet Biznesu”. Tym razem spółka zanotowała rekordowy awans o prawie 1500 pozycji, znajdując się na 488. miejscu w kraju.



Jednocześnie, w skali województwa małopolskiego, jest w pierwszej pięćdziesiątce najdynamiczniej rozwijających się firm.

Rok 2007 był szczególny dla Poszukiwań Nafity i Gazu Kraków. W tym czasie spółka zdobyła wiele prestiżowych nagród przyznawanych przez polskie kapituły biznesu, między innymi:

- » nagrodę „Lider Eksportu” – w kategorii efektywność, która została przyznana przez marszałka województwa małopolskiego;
- » medal „Wybitny Polski Eksporter” przyznany przez Stowarzyszenie Eksporterów Polskich dla najlepszej usługi eksportowej;
- » certyfikat „Perła Polskiej Gospodarki” przyznany przez magazyn „Polish Market” i Instytut Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk za „konsekwentną realizację polityki i strategii przedsiębiorstwa oraz pozycję lidera wśród najbardziej dynamicznych i najbardziej efektywnych przedsiębiorstw w Polsce”;
- » wyróżnienie kapituły „Lidera Eksportu” za wielkość zainwestowanego kapitału za granicą;
- » statuetkę „Lider Eksportu” w kategorii „zyskowość” przyznaną przez Ministerstwo Gospodarki.

W roku 2007 z powodzeniem zakończył się audyt certyfikacyjny systemu zarządzania jakością Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, przeprowadzony przez firmę KEMA Quality Polska.

Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego odnowił w tym samym roku audyt zewnętrzny, otrzymując certyfikaty potwierdzające spełnienie przez spółkę wymagań, na których opierają się zintegrowany system zarządzania jakością, zintegrowany system zarządzania

środowiskowego i BHP. Audyt był wykonywany przez Polskie Centrum Badań i Certyfikacji.

W wyniku audytu recertyfikacyjnego w 2007 roku Det Norske Veritas przyznało Oddziałowi w Sanoku Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością, Środowiskiem i Bezpieczeństwem na zgodność z wymogami norm ISO 9001:2000, ISO 14001:2004, PN-N 18001:2004.

Poza nagrodami, które są potwierdzeniem osiągnięć i profesjonalizmu spółek Grupy Kapitałowej PGNiG, szczególne znaczenie mają nagrody przyznawane za społeczne zaangażowanie spółek, zarówno wobec własnych pracowników, jak i wobec otoczenia.

Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego jest jednym z piętnastu przedsiębiorstw w Polsce nagrodzonych prestiżowym certyfikatem „Pracodawca Przyjazny Pracownikom”. Konkurs zorganizowała Komisja Krajowa NSZZ „Solidarność” w ramach akcji „Polska Przyjazna Pracownikom” – kampanii organizowanej wśród polskich pracodawców pod honorowym patronatem Prezydenta RP Lecha Kaczyńskiego. Certyfikaty otrzymały te zakłady pracy, które w swojej działalności dbają o bezpieczeństwo pracy, przestrzegają prawa i standardów pracy, jak również dają pracownikom możliwość zrzeszania się w związki zawodowe. Nagroda potwierdza wysoki poziom szeroko rozumianej opieki socjalnej, jaką gwarantuje spółka swoim pracownikom. Oddział PGNiG w Sanoku otrzymał w tym samym konkursie wyróżnienie.

Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako jedyna firma z branży gazowniczej, otrzymał w 2007 roku tytuł „Firmy Nieprzeciętnie Przyjaznej Matkom” w konkursie

organizowanym przez Fundację Świętego Mikołaja, Instytut Millward Brown SMG/KRC oraz redakcję „Rzeczpospolitej”.

Tytuł „Solidnego Pracodawcy” przyznawany przez redakcję „Przeglądu Gospodarczego Gazety Prawnej” w kategorii województwa kujawsko-pomorskiego trafił do innej spółki Grupy Kapitałowej PGNiG – Geofizyki Toruń. Konkurs ma charakter ogólnopolski, lecz tytuły przyznawane są regionalnie. Kryteria, jakimi kierowano się przy wyborze kandydatów, to przede wszystkim dynamika zatrudnienia na przestrzeni ostatnich lat, rozwój firmy i jej pozytywny wizerunek w otoczeniu.

W roku 2007 dostrzeżono także zaangażowanie spółek Grupy Kapitałowej PGNiG w zewnętrzne działania społeczne. Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego otrzymał wyróżnienie w konkursie Fundacji „Nauka i Zdrowie” – „Złota Myśl” w kategorii „osoba lub firma finansująca naukę i kulturę polską”. To prestiżowe wyróżnienie przyznaje kapituła, w której skład wchodzi między innymi Jerzy Stuhr, Jacek Majchrowski, Jerzy Sadowski, Franciszek Ziejka, Grażyna Brodzińska, Krzesimir Dębski. Inną szczególną nagrodą, którą zdobyła spółka, jest medal Przyjaciół Świętego Mikołaja Fundacji Pomocy Osobom Niepełnosprawnym w Stróżach, za wspieranie inicjatyw niosących pomoc osobom niepełnosprawnym i ubogim.

Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego cieszy się honorowym tytułem „Przyjaciela Śląskiego Funduszu Stypendialnego”. Fundacja

ŚFS przyznaje ten tytuł firmom, które od lat ją wspierają i dzięki którym studenci mogą zdobywać wiedzę i spełniać swoje marzenia.

O tym, że działania zgodne z ideą odpowiedzialności społecznej, zrównoważonego rozwoju firm są faktycznie istotne dla spółek Grupy Kapitałowej PGNiG, najlepiej świadczy przystąpienie w lutym 2008 roku do programu Global Compact Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Global Compact to inicjatywa sekretarza generalnego ONZ Kofi Annana, będąca wezwaniem do przedsiębiorców, aby w swojej

działalności kierowali się dziesięcioma podstawowymi zasadami dotyczącymi praw człowieka, praw pracowniczych, ochrony środowiska i przeciwdziałania korupcji. Ten globalny program promujący społeczną odpowiedzialność biznesu (Corporate Social Responsibility – CSR) w Polsce jest koordynowany przez UNDP – Program Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju. POSD jest pierwszą polską firmą z branży energetycznej, która została pełnoprawnym członkiem Global Compact.



Grupa Kapitałowa PGNiG



Dzięki różnorodności spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG możemy wykorzystać efekty synergii na każdym etapie działalności. W efekcie z roku na rok PGNiG umacnia swoją pozycję w sektorze gazowym w kraju i za granicą.

Grupa Kapitałowa PGNiG

Struktura organizacyjna

Grupa Kapitałowa PGNiG składa się ze spółek prawa handlowego o profilach produkcyjnym, handlowym i usługowym. Według stanu na 31 grudnia 2007 roku PGNiG posiadało udziały bądź akcje w 57 spółkach prawa handlowego. Składały się na nie:

- » 27 spółek, w których PGNiG posiadało ponad 50% akcji/udziałów lub głosów;
- » 16 spółek, w których PGNiG posiadało od 20 do 50% akcji/udziałów lub głosów;
- » 14 spółek z udziałem kapitałowym PGNiG poniżej 20% akcji/udziałów lub głosów.

Łączna wartość nominalna zaangażowania kapitałowego PGNiG w tych spółkach wyniosła 6,3 mld zł.

Zmiany kapitałowe

W roku 2007 Grupa Kapitałowa PGNiG powiększyła się o dwie nowe spółki celowe, to jest Polskie LNG Sp. z o.o. oraz PGNiG Norway A/S, w których udział PGNiG wynosi 100%. Ponadto jedna ze spółek nieistotnych – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe MED-FROZ SA w likwidacji została wykreślona z KRS (udział PGNiG w kapitale zakładowym wynosił 23,07%).

Głównym zadaniem spółki Polskie LNG Sp. z o.o. jest budowa terminalu regazyfikacji gazu ziemnego LNG oraz jego eksploatacja. Celem spółki PGNiG Norway A/S jest realizacja zawartej przez PGNiG umowy nabycia udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na norweskim szelfie kontynentalnym. Spółka głównie zajmuje się eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego.

W minionym roku nastąpiło zwiększenie zaangażowania kapitałowego PGNiG w następujących jednostkach zależnych: GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o., PNiG Kraków Sp. z o.o., Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o., Polskie LNG Sp. z o.o. oraz PGNiG Norway A/S. Zmiany te nie wpłynęły na wielkość udziałów PGNiG w jednostkach zależnych, gdyż spółka jest ich jedynym udziałowcem.

Spółki strategiczne	Spółki podstawowe	Spółki celowe	Spółki pozostałe
<ul style="list-style-type: none"> Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. 100% Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. 100% Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. 100% Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. 100% Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. 100% Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. 100% 	<ul style="list-style-type: none"> PNiG Jasło Sp. z o.o. 100% PNiG Kraków Sp. z o.o. 100% PNiG NAFTA Sp. z o.o. 100% GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. 100% GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. 100% Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o. 100% Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. 100% SGT EuRoPol GAZ SA 48% GAS-TRADING SA 43,41% BSiPG Gazoprojekt SA 75% 	<ul style="list-style-type: none"> PGNiG Finance BV* 100% Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. 100% InterTransGas GmbH 50% Dewon ZSA 36,38% INVESTGAS SA 100% NYSAGAZ Sp. z o.o. 51% Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji 48,48% Polskie LNG Sp. z o.o. 100% PGNiG Norway A/S 100% 	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>SPÓŁKI ISTOTNE</p> <ul style="list-style-type: none"> BUD-GAZ Sp. z o.o. 100% BUG Gazobudowa Sp. z o.o. 100% ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli 100% ZUN Naftomet Sp. z o.o. 100% Geovita Sp. z o.o. 100% </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>SPÓŁKI NIEISTOTNE</p> <ul style="list-style-type: none"> PI GAZOTECH Sp. z o.o. 69,44% Sahara Petroleum Technology LLC 49% PF-K GASKON SA 45,94% ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu 40,06% HS Szczakowa SA w upadłości 33,30% ZRUG Zabrze Sp. z o.o. 21,82% ZRUG Wrocław Sp. z o.o. w upadłości 15,88% TeNET 7 Sp. z o.o. w likwidacji 10% Walcownia Rur „JEDNOŚĆ” Sp. z o.o. 8,30% IZOSTAL SA 4,61% Zakłady Metalowe Dezamet SA 2,49% Huta Stalowa Wola SA 0,85% Agencja Rozwoju Pomorza SA 0,64% WOC „TE-MA” Sp. z o.o. w likwidacji 20,97% BN Naftomontaż Sp. z o.o. 88,83% </div>
		<ul style="list-style-type: none"> Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o. 14% Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o. 9,50% Agencja Rynku Energii SA 7,27% JURLAN SA w upadłości 4,24% Agencja Rozwoju Regionalnego „Karpaty” SA 1,96% HSW – Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o. 1,49% 	<ul style="list-style-type: none"> PP-Uih TURGAZ Sp. z o.o. 51,14% ZRUG Warszawa SA w likwidacji 49% GAZOMONTAŻ SA 45,18% ZWUG INTERGAZ Sp. z o.o. 38,30% ZRUG TORUŃ SA 31,33% AUTOSAN SA 0,06%

* 4 lutego 2008 roku nastąpiła zmiana umowy spółki PGNiG Finance BV. Nowa umowa spółki przewiduje m.in. zastąpienie nazwy PGNiG Finance BV nazwą POGC – Libya BV oraz zmianę przedmiotu działalności.

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.

Geofizyka Kraków świadczy usługi geofizyczne w zakresie sejsmiki metodami 2D i 3D oraz usługi przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych z pomiarów geofizycznych. Ponadto spółka wykonuje pomiary, zabiegi i prace specjalne w otworach wiertniczych, a także interpretacje, perforacje i usługi sejsmometrii wiertniczej.

W roku 2007 Geofizyka Kraków osiągnęła 226,5 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 64% pochodziło ze sprzedaży eksportowej. Na rynku krajowym najważniejszym klientem pozostawała Grupa Kapitałowa PGNiG. Spółka świadczyła usługi sejsmiki polowej na terenie Austrii, Węgier oraz w Danii i Turcji. W Czechach realizowała umowę na akwizycję i interpretację danych sejsmicznych metodami 2D i 3D. Podpisała kontrakty z węgierską firmą MOL oraz francuską instytucją naukową BRGM na usługi przetwarzania danych sejsmicznych, a także kilkuletnie umowy ramowe na świadczenie usług na Łotwie i na Węgrzech. Na przełomie roku Geofizyka Kraków pozyskała między innymi znaczące kontrakty w Pakistanie i Libii oraz kontrakty z zakresu geofizyki wiertniczej na Słowacji i Węgrzech.

Niestabilna sytuacja polityczna w Pakistanie spowodowała czasowe wstrzymanie prac w 2007 roku. Spółka od wielu

jednak lat działa na tym rynku, stąd udaje się jej minimalizować ryzyko związane z niestabilizowaną sytuacją i już w I kwartale 2008 roku przystąpiła do realizacji kontraktu dla pakistańskiej firmy OGDCL.

29 stycznia 2008 roku zawiązana została spółka akcyjna Geofizyka Kraków Libya JSC, której zadaniem jest prowadzenie działalności o charakterze geofizycznym na terenie Libii. Akcjonariuszami zostali Geofizyka Kraków (60% kapitału akcyjnego) i BARARI Co. For Oil Services (40% kapitału akcyjnego).

W roku 2008 spółka zamierza wzmocnić swe działania w Libii, Pakistanie, Czechach, na Słowacji i Węgrzech, w Danii i Austrii, a także na rynku krajowym.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	226 515	196 741
Zysk (strata) netto	tys. zł	2 073	6 111
Kapitał własny	tys. zł	64 013	61 688
Aktywa ogółem	tys. zł	201 975	214 219
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	874	1 046

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Geofizyka Kraków.
Dane finansowe wg MSSF (dane za 2006 rok sprowadzone do porównywalności).

Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.

Spółka Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło zajmuje się kompleksowym świadczeniem prac wiertniczych oraz usług specjalistycznych serwisów wiertniczych. Spółka jest wykonawcą najgłębszych w Polsce otworów badawczych (o głębokości 7,5 i 7,2 km) w skomplikowanych strukturach geologicznych Karpat.

W roku 2007 przychody ze sprzedaży usług spółki wyniosły 236,3 mln zł, z czego przychody ze sprzedaży usług wiertniczych i serwisowych wykonanych na rzecz Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły 65%. Prace wiertnicze oraz specjalistyczne serwisy były prowadzone na zlecenie PGNiG w ramach 12 umów na realizację otworów. Na rynkach zagranicznych spółka prowadziła prace wiertnicze w Libii (ma swój oddział w Trypolisie) oraz prace rekonstrukcyjno-wiertnicze na terenie Ukrainy, a także w zakresie specjalistycznych serwisów – na obszarach Litwy, Łotwy i Bułgarii.

Dla PNiG Jasło w 2008 roku i w latach najbliższych rynkiem strategicznym będzie Polska, a uzupełniającymi: Libia, Niemcy, Rosja i Ukraina w zakresie usług naftowych oraz geotermalnych. W perspektywie pięciu lat spółka planuje zaangażować od 35% do 50% swojego potencjału w działalność zagraniczną.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	236 259	200 266
Zysk (strata) netto	tys. zł	12 092	1 259
Kapitał własny	tys. zł	114 592	102 830
Aktywa ogółem	tys. zł	181 328	161 918
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	861	832

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło.
Dane finansowe według PSR.

GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.

Geofizyka Toruń prowadzi prace geofizyczne w zakresie usług sejsmicznych – począwszy od projektowania i akwizycji danych, poprzez ich cyfrowe przetwarzanie, skończywszy na kompleksowej interpretacji geofizyczno-geologicznej. Ponadto świadczy usługi z zakresu pomiarów geofizycznych i zabiegów w otworach, geologii i hydrogeologii, usług wiertniczych, płytkich badań geofizycznych oraz interpretuje dokonane pomiary.

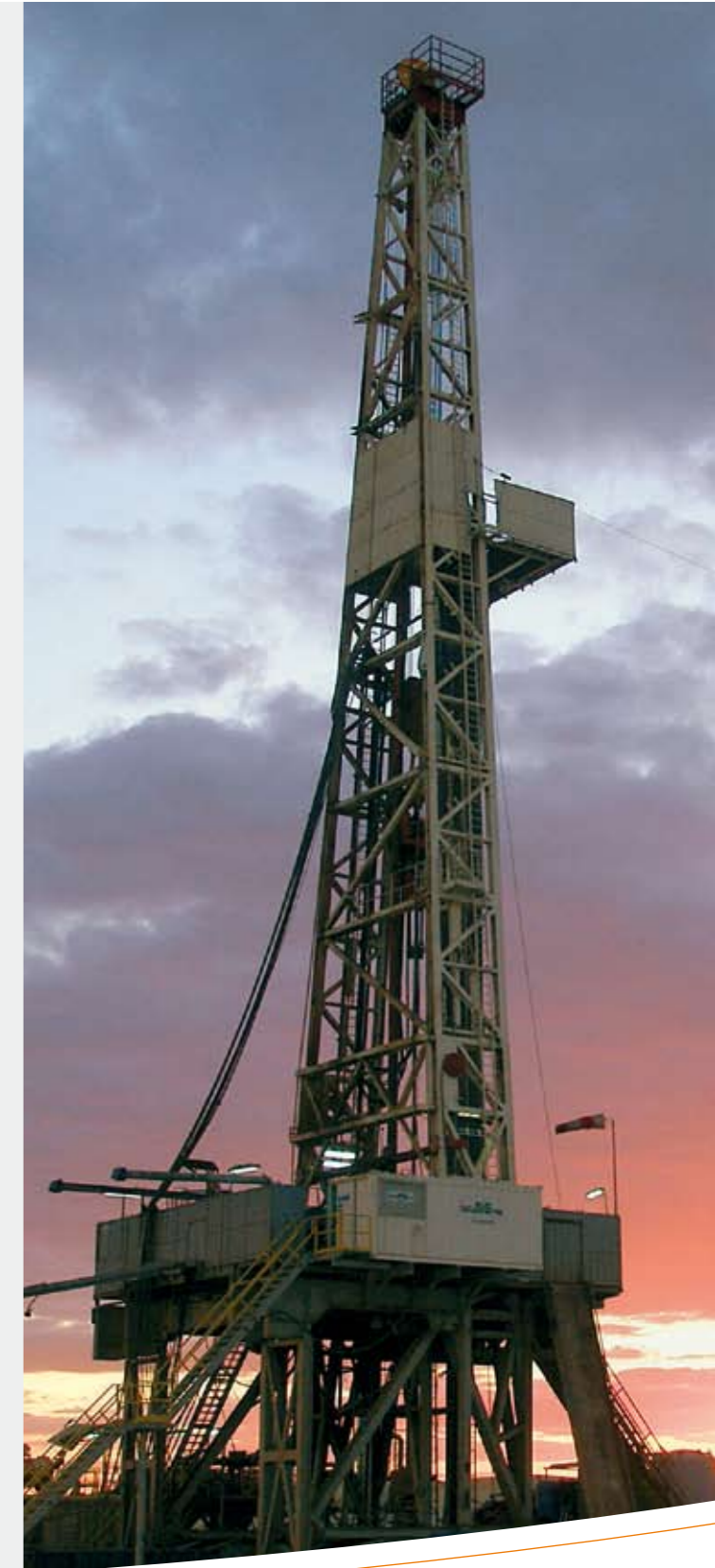
W roku 2007 przychody Geofizyki Toruń wyniosły 314,6 mln zł. Przychody ze sprzedaży poza Grupę Kapitałową PGNiG kształtowały się na poziomie 62%, natomiast z eksportu usług – na poziomie 55% całkowitej sprzedaży spółki. Główne rynki, na których Geofizyka Toruń operowała, to Indie i Syria. Zakres świadczonych usług obejmował pełną gamę badań sejsmicznych. Najważniejszym krajowym klientem spółki była Grupa Kapitałowa PGNiG, ponadto spółka wykonywała prace dla amerykańskiej firmy FX Energy, a także dla kopalń odkrywkowych Instytutu Geologicznego, jednostek samorządu terytorialnego oraz budownictwa.

W roku 2007 spółka wygrała 92 przetargi. Najważniejsze z nich to zlecenia na akwizycję danych sejsmicznych 2D dla firmy Shell (Syria) oraz firmy Reliance Industries (Indie), a także 3D dla Oil India (Indie) oraz GeoEnergy (Niemcy).

W roku 2008 Geofizyka Toruń zamierza nadal umacniać swoją pozycję na rynku krajowym i wybranych rynkach zagranicznych (Indie, Syria) poprzez zwiększanie portfolio świadczonych usług i optymalizację wykorzystania zasobów. Spółka planuje również wejście na nowe rynki zagraniczne (Jemen, Egipt i Arabia Saudyjska) oraz inwestycje w nowe technologie i przedsięwzięcia o dużym potencjale rozwoju oraz wysokiej stopie zwrotu z kapitału.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	314 550	301 758
Zysk (strata) netto	tys. zł	10 109	5 181
Kapitał własny	tys. zł	76 853	34 747
Aktywa ogółem	tys. zł	144 452	131 570
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	1 213	1 187

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Geofizyka Toruń.
Dane finansowe według PSR.



PGNiG Norway A/S

Do realizacji projektu na norweskim szelfie kontynentalnym PGNiG powołało spółkę zależną – PGNiG Norway. Spółka została zarejestrowana w Register of Business Enterprises 9 czerwca 2007 roku. Kapitał zakładowy wynosił 10 mln NOK i w całości został objęty przez PGNiG. W styczniu 2008 roku został podwyższony do kwoty 497 mln NOK. Przedmiotem działalności spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz udział w projektach infrastrukturalnych związanych z morską działalnością przesyłową.

W roku 2007 zostało spełnionych wiele warunków wynikających z prawa polskiego i norweskiego, od których było uzależnione wykonanie umowy zakupu udziałów w obszarach koncesyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym. Odpowiednie decyzje i pozwolenia zostały wydane przez Ministra Skarbu Państwa, walne zgromadzenie PGNiG, norweskie Ministerstwo Węglowodorów i Energii oraz Ministerstwo Finansów.

Obecnie podstawowym obszarem zaangażowania PGNiG Norway jest projekt zagospodarowania złoża Skarv.

W grudniu 2007 roku, wraz z zatwierdzeniem planu zagospodarowania złoża przez norweski parlament, projekt Skarv formalnie wkroczył w fazę wykonawczą.

Projekt obejmuje wykonanie 16 odwiertów, w tym 12 eksploatacyjnych i czterech iniekcyjnych. W późniejszej fazie życia złoża odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne, w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Obecnie przewiduje się, że urządzenia wiertnicze pełną mocą zaczną pracować w czerwcu 2009 roku.

		2007
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	0
Zysk (strata) netto	tys. zł	(7 230)
Kapitał własny	tys. zł	217 521
Aktywa ogółem	tys. zł	1 075 353
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	10

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki PGNiG Norway.
Dane finansowe według MSSF.

Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków są wiercenia geologiczne, poszukiwawcze i eksploatacyjne, rekonstrukcje otworów wiertniczych oraz usługi serwisowe związane z wierceniem otworów, ich opróbowaniem i eksploatacją. Spółka świadczy również usługi w zakresie ratownictwa górniczego, a także hotelarstwa, gastronomii, wynajmu i szkoleń.

W roku 2007 PNiG Kraków osiągnęła 301,0 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego przychody z usług wykonanych na rzecz odbiorców zagranicznych spoza Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły 68%, a na rzecz PGNiG – 28%.

Głównymi rynkami, na których w minionym roku spółka świadczyła usługi wiertnicze dla operatorów zagranicznych, były: Kazachstan, Pakistan, Mozambik oraz Ukraina. Klientem strategicznym spółki na rynku krajowym pozostawała Grupa Kapitałowa PGNiG, dla której prowadzone były prace wiertnicze oraz świadczone usługi serwisowe. Ponadto spółka podpisała nowe kontrakty na wiercenie dla operatorów

w Pakistanie i Kazachstanie oraz wygrała przetarg na prace wiertnicze w Ugandzie.

Głównym celem PNiG Kraków jest dalsze rozszerzanie działalności w krajach prowadzących poszukiwanie i zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Najbardziej perspektywicznymi rynkami eksportowymi są Kazachstan, Pakistan, Libia oraz Indie ze względu na występujące na tych terenach bogate zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego oraz relatywnie niski poziom wydobywania. W roku 2008 spółka planuje kontynuować prace w Kazachstanie, Pakistanie, Mozambiku i na Ukrainie na podstawie zawartych kontraktów.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	300 957	252 691
Zysk (strata) netto	tys. zł	22 725	9 867
Kapitał własny	tys. zł	113 866	97 927
Aktywa ogółem	tys. zł	307 245	263 464
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	1 353	1 319

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków.
Dane finansowe według PSR.



Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.

Spółka Poszukiwania Naftowe „Diament” świadczy usługi w zakresie specjalistycznych serwisów wiertniczych. Ponadto prowadzi działalność związaną z budownictwem ogólnym, drogowym oraz budową ziemnych konstrukcji proekologicznych. Dodatkowo wykonuje prace w zakresie mechaniki pojazdowej oraz świadczy usługi transportowe i sprzętowe.

W roku 2007 PN „Diament” osiągnęły 161,3 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego sprzedaż dla Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiła 67%, na rzecz której spółka wykonywała wiele prac specjalistycznych, między innymi remonty na odwiertach eksploatacyjnych, prace cementacyjne na otworach oraz prace w zakresie serwisu płuczek wiertniczych. Pozostałe 33% przychodów pochodziło ze świadczenia usług związanych z budownictwem ogólnym, drogowym oraz szeroko pojętymi inwestycjami i konstrukcjami proekologicznymi.

Podstawowym odbiorcą prac specjalistycznych PN „Diament” w 2008 roku pozostanie Grupa Kapitałowa PGNiG. Pozostali klienci to firmy zewnętrzne, z którymi spółka podpisała w 2007 roku nowe kontrakty na wykonanie wierceń otworów badawczych, prac serwisowych, wykonanie kwatery składowania odpadów wraz z infrastrukturą na składowisku odpadów oraz na roboty ziemne, drogowe i makronielucyjne.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	161 330	121 238
Zysk (strata) netto	tys. zł	13 253	9 103
Kapitał własny	tys. zł	82 004	72 398
Aktywa ogółem	tys. zł	122 983	101 188
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	613	568

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Poszukiwania Naftowe „Diament”.
Dane finansowe według PSR.

Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, świadczenie usług specjalistycznych w zakresie serwisów wiertniczych, wiercenie otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglo-wodorów, likwidacja otworów na wyeksploatowanych złożach oraz rekonstrukcja otworów będących w eksploatacji.

W roku 2007 PNiG NAFTA osiągnęło 256,9 mln zł przychodów ze sprzedaży ogółem, z czego 61% stanowiły przychody z usług wykonanych na rzecz Grupy Kapitałowej PGNiG. Ponadto w minionym roku spółka rozpoczęła wiercenia dla podziemnego magazynu gazu w Mogilnie, gdzie inwestorem jest INVESTGAS. W ramach kontraktów zagranicznych PNiG NAFTA kontynuowała wiercenia otworów w ramach kontraktów podpisanych w latach poprzednich oraz nowych – w Indiach, w Egipcie oraz na Węgrzech. Sprzedaż eksportowa dla odbiorców spoza Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiła około 30% przychodów.

W roku 2008, w ramach kontraktów zagranicznych, będą kontynuowane prace wiertnicze w Indiach, Egipcie oraz na Węgrzech. Spółka prowadzi zaawansowane działania promocyjno-handlowe w kierunku dywersyfikacji usług wiertniczych na rynkach duńskim oraz niemieckim, gdzie przygotowujących jest wiele projektów wierceń geotermalnych. Ze względu na plany rozwoju świadczenia usług poza granicami Polski spółka planuje także zakup nowego urządzenia wiertniczego.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	256 904	188 380
Zysk (strata) netto	tys. zł	32 315	11 083
Kapitał własny	tys. zł	100 933	69 903
Aktywa ogółem	tys. zł	189 234	146 437
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	713	679

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA. Dane finansowe według PSR.

Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.

Zakład Robót Górniczych Krosno jest specjalistyczną firmą serwisową świadczącą usługi w zakresie górnictwa otworowego. Głównie są to usługi w odwiertach eksploatowanych, a w szczególności remonty i rekonstrukcje eksploatowanych odwiertów ropnych i gazowych, płytkie wiercenia (do 1 km), pogłębianie otworów eksploatowanych, likwidacja odwiertów, infrastruktury i dołów urobkowych oraz innych skutków działalności górnictwa otworowego. Ponadto spółka świadczy szeroki zakres prac w ramach specjalistycznych serwisów wiertniczych, pomiarowych i laboratoryjnych.

W roku 2007 ZRG Krosno osiągnął 88,6 mln zł przychodów ze sprzedaży. Głównym odbiorcą usług spółki w kraju była Grupa Kapitałowa PGNiG (78%), pozostali odbiorcy usług to operujące na krajowym rynku zakłady górnictwa otworowego poszukujące surowców kopalnych i wód geotermalnych. Spółka świadczyła również usługi za granicą – w Kazachstanie, Mozambiku (dla PNiG Kraków) oraz na Ukrainie i Łotwie.

W roku 2008 spółka planuje zakup wiertnicy do wykonywania wierceń rdzeniowych na głębokości do 1,5 km, dzięki czemu stanie się ona jedną z nielicznych firm w Europie zdolną do profesjonalnej i skutecznej realizacji wierceń rdzeniowych. Głównym klientem strategicznym spółki w najbliższych latach pozostanie Grupa Kapitałowa PGNiG, jednakże docelowo ZRG Krosno planuje rozszerzenie rynków zbytu świadczonych usług na Europę Środkową i Wschodnią.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	88 560	60 104
Zysk (strata) netto	tys. zł	3 863	427
Kapitał własny	tys. zł	35 873	31 909
Aktywa ogółem	tys. zł	57 900	47 417
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	427	411

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Zakład Robót Górniczych Krosno. Dane finansowe według PSR.



Segment Obrót i Magazynowanie

Polskie LNG Sp. z o.o.

Polskie LNG (PLNG) zostało utworzone 29 marca 2007 roku. Kapitał założycielski PLNG wynosił 28 mln zł. Głównym celem spółki jest prowadzenie działalności regazyfikacyjnej, a w szczególności rozładunek, przeładunek i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG.

Obecnie, na pierwszym etapie realizacji projektu budowy terminalu LNG, spółka odpowiada między innymi za uzyskanie zgód i pozwoleń administracyjnych umożliwiających budowę terminalu oraz wykonanie dokumentacji techniczno-ekonomicznej FEED (front end engineering design). Następnie spółka dokona wyboru generalnego wykonawcy inwestycji, któremu zostanie zlecona budowa terminalu w Świnoujściu.

9 października 2007 roku kapitał zakładowy PLNG został podwyższony do 39 mln zł, a 8 stycznia 2008 roku – o kolejne 11 mln zł, to jest do wysokości 50 mln zł. Udziały w podwyższonym kapitale zostały pokryte w formie wkładu pieniężnego przez PGNiG.

17 października 2007 roku PGNiG dokonało na rzecz PLNG cesji umowy dzierżawy nieruchomości na cele terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (zawartej pomiędzy PGNiG a Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA). Dokonano również zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

10 stycznia 2008 roku została podpisana umowa pomiędzy PLNG a SNC Lavalin Services Ltd. na wykonanie dokumentacji techniczno-ekonomicznej terminalu LNG wraz z uzyskaniem wymaganych pozwoleń.

		2007
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	0
Zysk (strata) netto	tys. zł	(689)
Kapitał własny	tys. zł	49 311
Aktywa ogółem	tys. zł	50 760
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	19

PGNiG jest jedynym udziałowcem spółki Polskie LNG. Dane finansowe według PSR.

INVESTGAS SA

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

W roku 2007 spółka uzyskała przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 33,9 mln zł. Przychody z usług wykonywanych na rzecz PGNiG stanowiły 86% przychodów ze sprzedaży. Zakres prac wykonanych dla PGNiG obejmował między innymi:

- » eksploatację, remont i rozbudowę kawernowego podziemnego magazynu gazu Mogilno;
- » przygotowanie do budowy Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo i gazociągu KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice.

Ponadto spółka prowadziła prace przygotowawcze do budowy rurociągu paliwowego Ostrów Wielkopolski-Wrocław dla PKN Orlen SA.

Celem INVESTGAS jest utrzymanie dominującej pozycji w zakresie budowy i eksploatacji magazynów gazu oraz paliw w Polsce. W roku 2008 spółka ma między innymi kontynuować zadania prowadzone w poprzednim okresie oraz prace przygotowawcze związane z rozpoczęciem budowy gazociągu morskiego Baltic Pipe. Zakres działalności INVESTGAS będzie rozszerzony o dostarczanie kompleksowych rozwiązań dla realizacji inwestycji strategicznych PGNiG. Ponadto spółka planuje zwiększyć wartość świadczonych usług poprzez pozyskanie nowych, dużych kontraktów paliwowych.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	tys. zł	33 941	22 358
Zysk (strata) netto	tys. zł	2 617	560
Kapitał własny	tys. zł	6 305	3 689
Aktywa ogółem	tys. zł	20 483	15 589
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	86	75

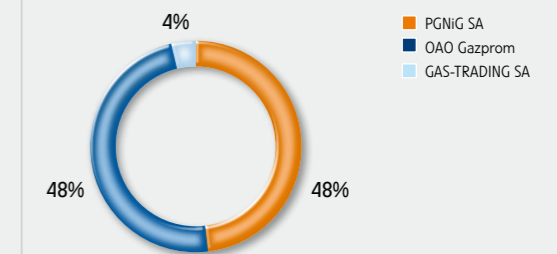
PGNiG jest jedynym akcjonariuszem INVESTGAS. Dane finansowe według PSR.

System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA

Podstawową działalnością SGT EuRoPol GAZ jest świadczenie usług przesyłu gazu ziemnego. Spółka przesyła gaz oraz udostępnia moce przesyłowe na polskim odcinku systemu gazociągów tranzytowych (od granicy Republiki Białoruskiej z Rzeczpospolitą Polską do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych gazu na granicy polsko-niemieckiej). W ramach usługi przesyłu spółka w 2007 roku przetransportowała 30,8 mld m³ gazu.

PGNiG ma 48% akcji w kapitale zakładowym SGT EuRoPol GAZ. Kapitał zakładowy spółki wynosi 80 mln zł i dzieli się na 800 tys. akcji o wartości nominalnej 100 zł każda.

» Struktura akcjonariatu



		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	mln zł	1 508	1 326
Zysk (strata) netto	mln zł	418	288
Kapitał własny	mln zł	3 576	3 157
Aktywa ogółem	mln zł	6 055	6 409
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	286	285

Dane finansowe według PSR.



Segment Dystrybucja

Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego (DOSD) kontynuuje działalność Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa. DOSD dostarcza gaz do odbiorców w województwach dolnośląskim, lubuskim oraz w powiecie wolsztyńskim w województwie wielkopolskim, na obszarze 12,9 tys. km². Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest świadczenie usług dystrybucji gazu oraz zarządzanie sieciami gazowymi.

W roku 2007 DOSD wprowadził do systemu dystrybucyjnego 910,2 mln m³ gazu, z czego około 72% stanowił gaz wysokometanowy. Ponadto spółka przyłączyła do sieci nowych odbiorców, którzy docelowo mają pobierać 29,0 mln m³/rok gazu.

DOSD w minionym roku prowadził modernizację sieci średniego i niskiego ciśnienia. Wymieniono około 33,6 km najbardziej awaryjnych odcinków gazociągów żeliwnych, dzięki czemu – oraz dzięki regularnie przeprowadzanym kontrolom stanu technicznego sieci – obniżył się udział strat gazu w sprzedaży.

W najbliższych latach spółka zamierza skoncentrować się na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz na dalszym zwiększaniu ilości transportowanego gazu poprzez:

- » rozbudowę infrastruktury gazociągów dla nowych odbiorców;
- » wymianę gazociągów żeliwnych oraz modernizację sieci średniego i niskiego ciśnienia;
- » wymianę gazomierzy wyprodukowanych przed rokiem 1992 na nowe;
- » transport gazu w postaci płynnej i gazyfikację za pośrednictwem instalacji LNG.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	mln zł	711	968
Zysk (strata) netto	mln zł	(166)	128
Kapitał własny	mln zł	795	1 007
Aktywa ogółem	mln zł	1 056	1 334
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	1 319	1 705
Długość sieci (bez przyłączy)	km	6 920	6 813

PGNiG jest jedynym udziałowcem Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Dane finansowe według MSSF.

Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego (GOSD) powstał w wyniku wydzielenia ze struktur Górnośląskiej Spółki Gazownictwa działalności handlowej. GOSD dostarcza gaz do 1,3 mln odbiorców na obszarze województwa małopolskiego, pięciu gmin województwa łódzkiego oraz trzech gmin województwa świętokrzyskiego (łącznie jest to obszar o powierzchni 25,2 tys. km²). Spółka zajmuje się przede wszystkim dystrybucją gazu oraz zarządzaniem sieciami gazowymi.

Ożywienie gospodarcze w regionie oraz planowana budowa nowych połączeń komunikacyjnych na Górnym Śląsku i Opolszczyźnie powodują zwiększone zainteresowanie gazem ziemnym zarówno klientów instytucjonalnych, jak i indywidualnych. Jednocześnie upowszechnianie technologii energooszczędnych oraz wyższe temperatury otoczenia w sezonie grzewczym nie pozwalają na bezpośrednie liniowe przełożenie tendencji wzrostowych na zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu.

W związku z zakończeniem budowy gazociągu przesyłowego Lubliniec–Częstochowa, GOSD rozpoczął w 2007 roku gazyfikację terenów położonych na zachód od Częstochowy. Trwa realizacja projektu gazyfikacji miast Herby i Blachownia, natomiast w 2008 roku planowane jest rozpoczęcie projektu gazyfikacji miast Wręczyca Wielka i Kłobuck.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	mln zł	1 127	1 543
Zysk (strata) netto	mln zł	19	12
Kapitał własny	mln zł	1 395	1 480
Aktywa ogółem	mln zł	1 636	1 752
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	2 515	3 100
Długość sieci (bez przyłączy)	km	19 827	19 676

PGNiG jest jedynym udziałowcem Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Dane finansowe według MSSF.

Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Od 29 czerwca 2007 roku Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego (KOSD) kontynuuje działalność Karpackiej Spółki Gazownictwa w zakresie dystrybucji gazu ziemnego, a także zarządzania sieciami gazowymi.

Obszar działania spółki obejmuje cztery województwa południowo-wschodniej Polski (powierzchnia 60,6 tys. km²): małopolskie, podkarpackie, świętokrzyskie i lubelskie. Na tym terenie przebiega jeden z głównych gazociągów krajowego systemu przesyłowego, zasilany gazem ziemnym pochodzącym z importu, a także ze złóż krajowych. Spółka dysponuje także rozbudowaną infrastrukturą w postaci gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, tłoczni i magazynów gazu oraz stacji redukcyjno-pomiarowych I i II stopnia.

KOSD planuje rozbudowę sieci dystrybucyjnej zarówno za pomocą tradycyjnych gazociągów, jak i poprzez rozwój rynku LNG – KOSD zajmie się skraplaniem i dystrybucją paliwa. Skroplony gaz będzie wykorzystywany do pregazyfikacji terenów, na których budowa tradycyjnego gazociągu nie spełnia kryteriów ekonomicznych decydujących o realizacji inwestycji. Wcześniejsza gazyfikacja terenów metodą LNG pozwoli, po rozwinięciu się lokalnego rynku gazu ziemnego, na budowę tradycyjnych gazociągów doprowadzających, co

zoptymalizuje procesy inwestycyjne i poprawi efektywność wykorzystania majątku.

Kolejnym obszarem, który może korzystnie wpłynąć na rozwój spółki, jest rynek gazu sprężonego CNG. W tym zakresie działania KOSD sprowadzać się będą do budowy przyłączy do stacji CNG, czynności eksploatacyjnych polegających na okresowych przeglądach urządzeń stacji i serwisie.

KOSD planuje również kontynuację świadczenia dodatkowych usług na rzecz klientów, poza działalnością podstawową, między innymi instalowanie i serwisowanie urządzeń, badanie szczelności instalacji, audyty energetyczne.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	mln zł	1 562	2 188
Zysk (strata) netto	mln zł	(17)	99
Kapitał własny	mln zł	1 948	2 336
Aktywa ogółem	mln zł	2 406	2 851
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	3 265	4 003
Długość sieci (bez przyłączy)	km	42 546	42 228

PGNiG jest jedynym udziałowcem Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Dane finansowe według MSSF.



Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

W wyniku przeprowadzonego w 2007 roku rozdziału dystrybucji od działalności handlowej, Mazowiecka Spółka Gazownictwa została zastąpiona przez Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (MOSD). MOSD dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województw: mazowieckiego, łódzkiego, podlaskiego, a także częściowo lubelskiego, warmińsko-mazurskiego oraz świętokrzyskiego. Spółka obsługuje 1,5 mln odbiorców na powierzchni 87 tys. km².

W roku 2007 spółka prowadziła prace związane głównie z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Podpisała cztery istotne umowy przyłączeniowe, w wyniku których docelowy pobór gazu wyniesie około 3,0 mln m³ rocznie. Na rok 2008 MOSD planuje budowę przyłączy i gazociągów dla

odbiorców z branży ceramicznej, hutniczej, spożywczej oraz kosmetyczno-chemicznej. Docelowy pobór gazu z tytułu tych inwestycji wyniesie około 70,0 mln m³ rocznie.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	mln zł	1 414	1 965
Zysk (strata) netto	mln zł	(508)	39
Kapitał własny	mln zł	1 380	2 015
Aktywa ogółem	mln zł	1 801	2 728
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	2 920	3 527
Długość sieci (bez przyłączy)	km	16 202	15 957

PGNiG jest jedynym udziałowcem Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Dane finansowe według MSSF.



Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego (POSD) od 29 czerwca 2007 roku kontynuuje działalność Pomorskiej Spółki Gazownictwa. POSD jest operatorem sieci gazowych odpowiedzialnym za świadczenie usług dystrybucji gazu. Zasięg terytorialny spółki obejmuje województwa pomorskie i kujawsko-pomorskie, część województwa warmińsko-mazurskiego oraz dwie gminy z województwa zachodniopomorskiego (Sławno i Postomino) – w sumie 53 tys. km² powierzchni.

Obsługa klientów w POSD ogranicza się w głównej mierze do realizacji procesu przyłączeniowego, w którym wydawane są warunki na dostawę gazu oraz zawierane umowy przyłączeniowe. Proponowana jest również usługa transportu LNG oraz CNG. Realizacja projektów pregazyfikacji z wykorzystaniem instalacji LNG i CNG umożliwi spółce POSD pozyskanie dodatkowych przychodów z tytułu transportu gazu i jego dystrybucji.

W minionym roku spółka rozpoczęła budowę gazociągu Bytów–Słupsk. Rozbudowa ta ma przede wszystkim służyć poprawie bezpieczeństwa dostaw gazu dla miasta Słupsk i okolic, jak również umożliwi w przyszłości gazyfikację miejscowości i gmin zlokalizowanych wzdłuż trasy gazociągu. Inwestycja zapewni dywersyfikację dostaw oraz połączy dwa systemy gazowe zasilające Pomorze: system obsługujący obszar POSD z systemem gazowym WOSD.

Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Spółka dystrybucyjna Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego (WOSD) powstała w miejsce Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa. Zarządza obecnie siecią gazociągów dystrybucyjnych na obszarze 59 tys. km², obejmującym województwa wielkopolskie i zachodniopomorskie, kilka gmin województw łódzkiego, dolnośląskiego i lubuskiego, a także jedną gminę województwa pomorskiego. Stopień gazyfikacji tych obszarów kształtuje się na poziomie 44,4% (dla obszarów miejskich i miast na prawach powiatu jest on wysoki, średni dla obszarów wiejsko-miejskich i niski dla obszarów typowo wiejskich).

Na wolumen przesyłanego gazu w 2007 roku wpłynęły zmiany w sektorze klientów. W tym roku spółka zrealizowała zadania inwestycyjne w zakresie budowy gazociągów wraz ze stacjami gazowymi dla firm z branż motoryzacyjnej, chemicznej, budowlanej, drzewnej, papierniczej, hotelarskiej

Na rok 2008 POSD planuje rozpoczęcie budowy gazociągu Szczytno–Rybno. Budowa sieci gazowej jest warunkiem koniecznym do zapewnienia na tym obszarze ciągłości dostaw gazu, umożliwi również przyłączenie dużych odbiorców oraz gazyfikację gmin, szczególnie w miejscowościach usytuowanych na końcu sieci gazowej (Giżycko, Mikołajki, Węgorzewo i Ryn), pozwoli na dalszy rozwój rynku gazu.

Kolejnym planowanym zadaniem inwestycyjnym jest opracowanie dokumentacji projektowej na budowę gazociągu Brodnica–Nowe Miasto Lubawskie. Realizacja zadania ma na celu połączenie odrębnie funkcjonujących systemów znajdujących się na obszarze działania POSD w jeden sprawnie działający system, który zapewni bezpieczeństwo i dywersyfikację dostaw oraz gazyfikację gmin dotychczas niepodłączonych do sieci.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	mln zł	737	971
Zysk (strata) netto	mln zł	(161)	6
Kapitał własny	mln zł	673	921
Aktywa ogółem	mln zł	1 018	1 223
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	1 741	2 183
Długość sieci (bez przyłączy)	km	7 936	7 626

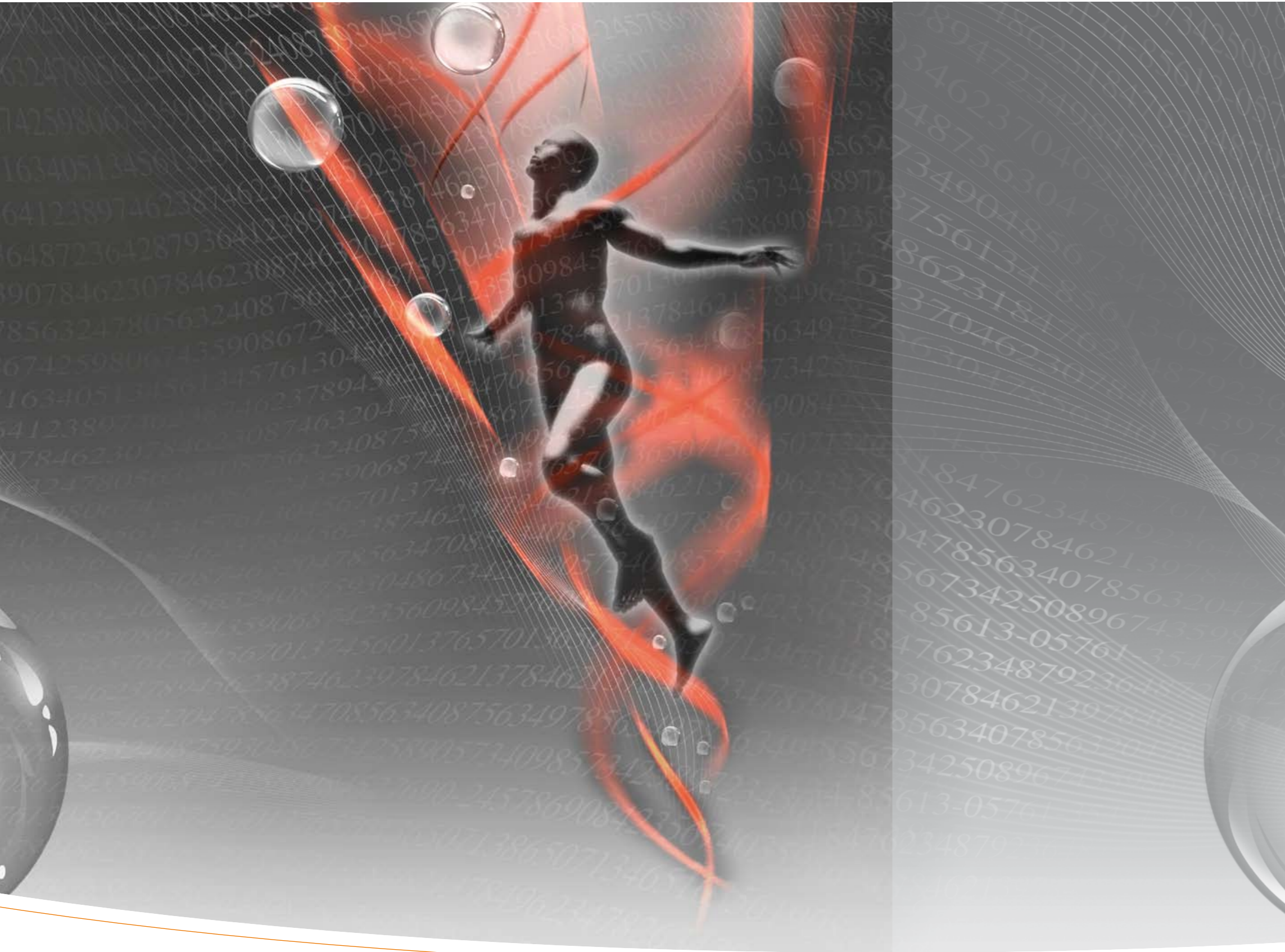
PGNiG jest jedynym udziałowcem Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Dane finansowe według MSSF.

i rolno-spożywczej. Planowana roczna dystrybucja gazu z tytułu tych inwestycji wyniesie około 30,0 mln m³. W roku 2008 mają być kontynuowane zadania rozbudowy sieci oraz budowy przyłączy dla nowych odbiorców z branż budowlanej, energetycznej oraz rolno-spożywczej.

		2007	2006
Przychody ze sprzedaży	mln zł	1 117	1 501
Zysk (strata) netto	mln zł	(299)	(32)
Kapitał własny	mln zł	1 184	1 539
Aktywa ogółem	mln zł	1 521	2 046
Zatrudnienie na 31 XII	osoby	1 778	2 186
Długość sieci (bez przyłączy)	km	13 432	12 963

PGNiG jest jedynym udziałowcem Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Dane finansowe według MSSF.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe



» Opinia niezależnego biegłego rewidenta	94
» Wybrane dane finansowe	98
» Skonsolidowany rachunek zysków i strat	99
» Skonsolidowany bilans	100
» Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych	102
» Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym	104
» Informacje dodatkowe	106

Do Akcjonariuszy i Rady Nadzorczej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, dla której Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie, ulica M. Kasprzaka 25, jest Podmiotem Dominującym, obejmującego:

- » skonsolidowany bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2007 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 28 401 901 tys. zł,
- » skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2007 roku do 31 grudnia 2007 roku wykazujący zysk netto w kwocie 916 065 tys. zł,
- » zestawienie zmian w skonsolidowanym kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2007 roku do 31 grudnia 2007 roku wykazujące zmniejszenie kapitału własnego w kwocie 131 595 tys. zł,
- » skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2007 roku do 31 grudnia 2007 roku wykazujący zmniejszenie stanu środków pieniężnych w kwocie 1 974 346 tys. zł,
- » dodatkowe informacje i objaśnienia.

Za sporządzenie wymienionego skonsolidowanego sprawozdania finansowego odpowiedzialność ponosi Zarząd Jednostki Dominującej. Naszym zadaniem było zbadanie i wyrażenie opinii o rzetelności, prawidłowości i jasności tego skonsolidowanego sprawozdania.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone metodą pełną w odniesieniu do Jednostki Dominującej, 23 jednostek zależnych (w tym jedna spółka zależna pośrednio) oraz metodą praw własności w odniesieniu do 1 jednostki współzależnej i 1 jednostki stowarzyszonej. Sprawozdania finansowe 16 jednostek zależnych, jednostki współzależnej i jednostki stowarzyszonej były przedmiotem badania przez inne podmioty uprawnione do badania sprawozdań finansowych. Otrzymaliśmy sprawozdania finansowe i opinie z badania tych sprawozdań w przypadku 16 spółek zależnych. Nasza opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego w odniesieniu do danych tych podmiotów jest oparta na opiniach biegłych rewidentów uprawnionych do badania. Dane ze sprawozdań finansowych jednostek zależnych, co do których oparliśmy się całkowicie na opiniach innych biegłych rewidentów, stanowią 4,3% i 8,4% odpowiednio skonsolidowanych aktywów i skonsolidowanych przychodów ze sprzedaży przed korektami konsolidacyjnymi.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- » rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (DzU z 2002 r. Nr 76, poz. 694 z późn. zmianami),
- » norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce, w taki sposób, aby uzyskać racjonalną, wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych błędów. Badanie obejmowało w szczególności sprawdzenie dokumentacji konsolidacyjnej, z której wynikają kwoty i informacje zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, a także ocenę zasad (polityki) rachunkowości, zastosowanych do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz istotnych związanych z tym szacunków oraz ogólną ocenę prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Jesteśmy przekonani, że przeprowadzone przez nas badanie zapewniło nam wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii.

W naszej opinii, w oparciu o wyniki przeprowadzonego badania oraz opinie innych biegłych Rewidentów, zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA za rok obrotowy 2007, zostało sporządzone we wszystkich istotnych aspektach zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską i przedstawia rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej oraz wyniku finansowego Grupy Kapitałowej na dzień i za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2007 roku.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zwracamy uwagę na Notę 6 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w której Zarząd Spółki Dominującej wskazał na czynniki powodujące niepewność założeń przyjętych do wyceny akcji spółki współzależnej SGT EUROPOL Gaz SA. Wycena wartości akcji została oparta o niezależne od Spółki Dominującej założenia i zdarzenia przyszłe, których rezultatu na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie można było jednoznacznie przewidzieć. Zarząd Spółki Dominującej wyjaśnił także przyczyny, dla których dokonano odpisów z tytułu utraty wartości akcji tej spółki.

Sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2007 jest kompletne w rozumieniu art. 49 ust. 2 ustawy o rachunkowości oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych, a zawarte w nim informacje, zaczerpnięte bezpośrednio ze zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Maria Rzepnikowska
Biegły Rewident
nr ewid. 3499/1028

Piotr Sokołowski
Członek Zarządu
Biegły Rewident
nr ewid. 9752

Maria Rzepnikowska
Prezesa Zarządu
Biegły Rewident
nr ewid. 349

osoby reprezentujące podmiot

DELOITTE AUDYT Sp. z o.o.
ul. Piękna 18, 00-549 Warszawa
tel. 511-08-11, fax 511-08-13
NIP 527-020-07-86; REGON 010076870

podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych wpisany na listę podmiotów uprawnionych pod nr. ewidencyjnym 73 prowadzoną przez KRBR

Warszawa, 4 kwietnia 2008 roku

Spis treści

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okresy 12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2007 oraz 31 grudnia 2006 roku sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej.

Wybrane dane finansowe	98
Skonsolidowany bilans	100
Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych	102
Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym	104
Informacja dodatkowa do skonsolidowanego sprawozdania finansowego	
1. Informacje ogólne	106
2. Informacje o stosowanych zasadach rachunkowości	116
3. Informacje dotyczące segmentów działalności	127
4. Świadczenia pracownicze i pozostałe koszty operacyjne netto	131
5. Przychody i koszty finansowe	132
6. Wycena jednostek stowarzyszonych metodą praw własności	133
7. Podatek dochodowy	135
8. Działalność zaniechana	137
9. Zysk przypadający na jedną akcję	138
10. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty	139
11. Rzeczowe aktywa trwałe	139
12. Nieruchomości inwestycyjne	144
13. Wartości niematerialne	145
14. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	147
15. Inne aktywa finansowe	147
16. Aktywo z tytułu podatku odroczonego	148
17. Pozostałe aktywa trwałe	149
18. Zapasy	149
19. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	150
20. Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego	151
21. Rozliczenia międzyokresowe	151
22. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	152
23. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	152
24. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	153
25. Aktywa warunkowe	154
26. Kapitał podstawowy	157
27. Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	158
28. Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	162
29. Rezerwy	162
30. Rozliczenia międzyokresowe przychodów	166

31. Rezerwa na podatek odroczonego	166
32. Inne zobowiązania długoterminowe	166
33. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	167
34. Przyczyny występowania różnic pomiędzy bilansowymi pozycjami oraz zmianami wynikającymi ze zmian niektórych pozycji z rachunku przepływów środków pieniężnych	167
35. Instrumenty finansowe i zasady zarządzania ryzykiem finansowym	169
36. Pochodne instrumenty zabezpieczające wyceniane według wartości godziwej odnoszone na rachunek zysków i strat	180
37. Zobowiązania warunkowe	186
38. Zobowiązania pozabilansowe	191
39. Informacje o podmiotach powiązanych	192
40. Zatrudnienie	200
41. Zakładowy fundusz świadczeń socjalnych	201
42. Informacje na temat procesu restrukturyzacji w grupie kapitałowej	201
43. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych	203
44. Zestawienie oraz objaśnienie różnic pomiędzy danymi ujawnionymi w sprawozdaniu finansowym i porównywalnych danych finansowych, a uprzednio sporządzonymi i opublikowanymi sprawozdaniem finansowymi	204
45. Zarządzanie kapitałem	206
46. Zdarzenia po dniu bilansowym	207

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu **Michał Szubski**



Wiceprezes Zarządu **Mirosław Dobrut**



Wiceprezes Zarządu **Radosław Dudziński**



Wiceprezes Zarządu **Sławomir Hinc**



Wiceprezes Zarządu **Mirosław Szkałuba**



Warszawa, 4 kwietnia 2008 roku

Wybrane dane finansowe

za okres zakończony 31 grudnia 2007 roku

	PLN		EUR	
	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	16 652 134	15 197 653	4 409 059	3 897 734
II. Zysk z działalności operacyjnej	851 596	1 470 016	225 481	377 014
III. Zysk przed opodatkowaniem	1 002 728	1 572 048	265 497	403 182
IV. Zysk netto	916 065	1 327 905	242 551	340 567
V. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 028 691	1 535 163	801 920	393 722
VI. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 455 582)	(867 160)	(650 175)	(222 400)
VII. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 547 455)	(294 974)	(674 501)	(75 652)
VIII. Przepływy pieniężne netto, razem	(1 974 346)	373 029	(522 756)	95 671
IX. Aktywa razem	28 401 901	30 676 707	7 929 062	8 007 076
X. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	7 380 136	9 523 347	2 060 339	2 485 735
XI. Zobowiązania długoterminowe	3 879 566	6 725 269	1 083 073	1 755 395
XII. Zobowiązania krótkoterminowe	3 500 570	2 798 078	977 266	730 340
XIII. Kapitał własny	21 021 765	21 153 360	5 868 723	5 521 341
XIV. Kapitał zakładowy	5 900 000	5 900 000	1 647 125	1 539 987
XV. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XVI. Zysk na jedną akcję zwykłą (w zł /EUR)	0,16	0,22	0,04	0,06
XVII. Rozwodniony zysk na jedną akcję zwykłą (w zł /EUR)	0,16	0,22	0,04	0,06
XVIII. Wartość księgową na jedną akcję (w zł /EUR)	3,56	3,59	0,99	0,94
XIX. Rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (w zł /EUR)	3,56	3,59	0,99	0,94
XX. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w zł /EUR)	0,17	0,15	0,05	0,04

Pozycje od I do VIII, od XVI do XVII zostały przeliczone po średnim kursie EUR stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego. Pozycje od IX do XIV zostały przeliczone po kursie EUR ustalonym przez NBP na koniec danego okresu.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EUR ustalone przez NBP

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Średni kurs w okresie	3,7768	3,8991
Kurs na koniec okresu	3,5820	3,8312

Skonsolidowany rachunek zysków i strat

za okres zakończony 31 grudnia 2007 roku

w tysiącach złotych

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
		(w tysiącach złotych)	
Przychody ze sprzedaży	3	16 652 134	15 197 653
Zużycie surowców i materiałów	4	(8 331 611)	(8 611 516)
Świadczenia pracownicze	4	(2 014 073)	(1 822 123)
Amortyzacja		(1 430 273)	(1 296 140)
Usługi obce		(2 692 524)	(2 652 543)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		686 944	564 979
Pozostałe koszty operacyjne, netto	4	(2 019 001)	89 706
Koszty operacyjne razem	3	(15 800 538)	(13 727 637)
Zysk z działalności operacyjnej		851 596	1 470 016
Przychody finansowe	5	282 287	289 811
Koszty finansowe	5	(115 129)	(265 232)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	(16 026)	77 453
Zysk przed opodatkowaniem		1 002 728	1 572 048
Podatek dochodowy	7	(86 663)	(244 141)
Wypłata z zysku		-	(2)
Zysk netto		916 065	1 327 905
Przypisany:	9		
Akcjonariuszom jednostki dominującej		915 032	1 327 430
Udziałowcom mniejszościowym		1 033	475
		916 065	1 327 905
Zysk na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	9		
- podstawowy z zysku netto		0,16	0,22
- rozwodniony z zysku netto		0,16	0,22

Skonsolidowany bilans

na dzień 31 grudnia 2007 roku

w tysiącach złotych

AKTYWA	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
		(w tysiącach złotych)	
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	11	18 715 509	18 762 056
Nieruchomości inwestycyjne	12	10 578	6 765
Wartości niematerialne	13	84 636	80 807
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	557 529	589 284
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	19 997	18 112
Inne aktywa finansowe	15	2 292 154	3 275 379
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	16	419 814	453 439
Pozostałe aktywa trwałe	17	30 873	48 672
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		22 131 090	23 234 514
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	1 215 980	1 351 203
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	3 331 046	2 473 411
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	17 499	17 187
Rozliczenia międzyokresowe	21	82 355	32 326
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	22 406	23 265
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	17 442	5 723
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	1 583 635	3 539 078
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży		448	-
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		6 270 811	7 442 193
Suma Aktywów		28 401 901	30 676 707

PASYWA	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
		(w tysiącach złotych)	
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	26	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(44 525)	(15 609)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		3 478 081	2 890 068
Zyski zatrzymane		9 939 427	10 631 137
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)		21 013 076	21 145 689
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych		8 689	7 671
Kapitał własny razem		21 021 765	21 153 360
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	31 377	2 343 846
Rezerwy	29	1 153 805	1 179 882
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	30	1 142 366	1 144 270
Rezerwa na podatek odroczonego	31	1 530 359	2 056 074
Inne zobowiązania długoterminowe	32	21 659	1 197
Zobowiązania długoterminowe razem		3 879 566	6 725 269
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	33	2 407 981	2 173 487
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	106 724	113 621
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	36 185	55 067
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	281 399	184 556
Rezerwy	29	181 220	173 765
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	30	487 061	97 582
Zobowiązania krótkoterminowe razem		3 500 570	2 798 078
Suma Zobowiązań		7 380 136	9 523 347
Suma Pasywów		28 401 901	30 676 707

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

za okres zakończony 31 grudnia 2007 roku

w tysiącach złotych

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
(w tysiącach złotych)			
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
Zysk netto		916 065	1 327 905
Korekty o pozycje:		-	-
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		16 026	(77 453)
Amortyzacja		1 430 273	1 296 140
Zysk/strata z tytułu różnic kursowych netto		61 145	33 039
Odsetki i dywidendy netto		(226 892)	(191 952)
Zysk/strata na działalności inwestycyjnej		1 407 233	(145 979)
Podatek dochodowy bieżącego okresu		86 663	244 141
Podatek dochodowy zapłacony		(482 222)	(243 315)
Pozostałe pozycje netto		43 644	(36 077)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego		3 251 935	2 206 449
Zmiana stanu kapitału obrotowego:			
Zmiana stanu należności netto	34	(923 627)	(1 227)
Zmiana stanu zapasów	34	136 734	(535 802)
Zmiana stanu rezerw	34	44 530	(99 778)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	34	180 350	(10 612)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	34	(48 806)	(12 566)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych przychodów	34	387 575	(11 301)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej		3 028 691	1 535 163

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
(w tysiącach złotych)			
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych i prawnych		33 762	19 159
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją		-	4 598
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych		51 304	117 895
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych		(2 979 987)	(1 582 072)
Nabycie udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją		(12)	-
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych		-	-
Otrzymane odsetki		232 705	285 190
Otrzymane dywidendy		24 759	1 415
Wpływy z tytułu leasingu finansowego		179 330	243 248
Pozostałe pozycje netto		2 557	43 407
Środki pieniężne netto na działalność inwestycyjnej		(2 455 582)	(867 160)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału		-	-
Wpływy z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek		40 287	22 797
Splata kredytów i pożyczek		(2 335 664)	(15 072)
Wpływy z emisji papierów dłużnych		-	-
Wykup papierów dłużnych		-	-
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego		(39 836)	(25 335)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych		301	230 350
Wydatki z tytułu transakcji terminowych		(101)	(242 434)
Wyplacone dywidendy		(153 002)	(203 519)
Zapłacone odsetki		(43 337)	(77 996)
Pozostałe pozycje netto		(16 103)	16 235
Środki pieniężne netto z działalności finansowej		(2 547 455)	(294 974)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto		(1 974 346)	373 029
Różnice kursowe netto		18 903	(15 518)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu		3 559 214	3 186 185
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu		1 584 868	3 559 214

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

za okres zakończony 31 grudnia 2007 roku

w tysiącach złotych

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)		Kapitały mniejszości	Kapitał własny razem
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe		Zyski zatrzymane	Razem		
							(w tysiącach złotych)		
1 stycznia 2007	5 900 000	(15 609)	1 740 093	2 890 068	10 631 137	21 145 689	7 671	21 153 360	
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	(28 916)	-	-	-	(28 916)	-	(28 916)	
Wypłata dywidendy przez jednostkę stowarzyszoną konsolidowaną metodą praw własności	-	-	-	-	(15 729)	(15 729)	-	(15 729)	
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	
Przeniesienia	-	-	-	588 013	(588 013)	-	-	-	
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(1 003 000)	(1 003 000)	-	(1 003 000)	
Zysk netto	-	-	-	-	915 032	915 032	1 033	916 065	
31 grudnia 2007	5 900 000	(44 525)	1 740 093	3 478 081	9 939 427	21 013 076	8 689	21 021 765	
1 stycznia 2006	5 900 000	(14 086)	1 740 093	2 624 841	10 450 358	20 701 206	7 243	20 708 449	
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	(1 523)	-	-	-	(1 523)	-	(1 523)	
Włączenie do konsolidacji jednostki zależnej	-	-	-	2 944	592	3 536	-	3 536	
Pozostałe zmiany	-	-	-	42	(2)	40	(47)	(7)	
Przeniesienia	-	-	-	262 241	(262 241)	-	-	-	
Wypłata dywidendy właścicielom jednostki dominującej	-	-	-	-	(885 000)	(885 000)	-	(885 000)	
Zysk netto	-	-	-	-	1 327 430	1 327 430	475	1 327 905	
31 grudnia 2006	5 900 000	(15 609)	1 740 093	2 890 068	10 631 137	21 145 689	7 671	21 153 360	

1. Informacje ogólne

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA („PGNiG SA”, „Spółka”; „Jednostka Dominująca”) jest Jednostką Dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG („Grupa Kapitałowa”, „Grupa”) z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 01-224, przy ulicy Marcina Kasprzaka 25. Z dniem 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na Giełdzie Papierów Wartościowych („GPW”) w Warszawie nowej emisji akcji, PGNiG SA z jednoosobowej spółki Skarbu Państwa stała się spółką publiczną.

Jednostka Dominująca powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut zostały podpisane w formie aktu notarialnego dnia 21 października 1996 roku.

Minister Skarbu Państwa podpisując wyżej wymieniony akt przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną wykonał postanowienia 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 (DzU Nr 116 z 1996 r., poz. 553).

Spółka została wpisana do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy w dniu 30 października 1996 roku pod numerem RHB 48382. Aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 000059492. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736.

Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości z bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobywanie ropy i gazu, import, magazynowanie i sprzedaż paliw gazowych.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej.

Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobywanie z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest głównym importem paliwa gazowego z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii, Niemiec, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu.

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowiące, obok wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność Grupy Kapitałowej są regulowane przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Grupy Kapitałowej od poziomu taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywcza regulowana jest przez Prawo geologiczne i górnicze i zgodnie z nim prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji.

Implementując założenia zawarte w Dyrektywie numer 2003/55/EC Parlamentu Europejskiego i Rady, nakładające obowiązek prawnego rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji paliwa gazowego, Grupa realizowała w 2007 roku proces restrukturyzacji. Szczegółowa informacja na temat procesu restrukturyzacji Grupy została zawarta w punkcie 42 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało podpisane i zatwierdzone przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 29 kwietnia 2008 roku.

Struktura Grupy Kapitałowej

Grupa Kapitałowa składa się ze spółek prawa handlowego o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku Jednostka Dominująca posiadała udziały lub akcje w 57 spółkach prawa handlowego, w tym:

- » 27 spółkach, w których PGNiG SA posiadała ponad 50% akcji/udziałów lub głosów,
- » 16 spółkach, w których PGNiG SA posiadała od 20% do 50% akcji/udziałów lub głosów,
- » 14 spółkach z udziałem kapitałowym PGNiG SA poniżej 20% akcji/udziałów lub głosów.

Łączna wartość nominalna zaangażowania kapitałowego PGNiG SA w spółkach prawa handlowego według stanu na 31 grudnia 2007 roku wynosiła 6 338,5 milionów złotych.

W ramach Grupy Kapitałowej ze względu na obszar działalności oraz istotność dla funkcjonowania Grupy spółki podzielono na następujące grupy:

- » spółki strategiczne,
- » spółki podstawowe,
- » spółki celowe,
- » spółki pozostałe (istotne i nieistotne).

Spółki strategiczne

Spółkami strategicznymi w Grupie Kapitałowej są spółki – Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Spółki OSD zostały utworzone w wyniku przekształcenia spółek gazownictwa, w związku z realizacją zapisów Dyrektywy UE nr 2003/54/WE i ustawy Prawo energetyczne.

W wyniku przeprowadzenia nakazanego przez ww. przepisy procesu nastąpiło rozdzielenie działalności handlowej od dystrybucyjnej. Spółki OSD prowadzą działalność w zakresie dystrybucji paliwa gazowego oraz w obszarze eksploatacji, remontów oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego.

Do Spółek strategicznych należą:

- » Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.,
- » Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.,
- » Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.,
- » Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.,
- » Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.,
- » Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Spółki podstawowe

Spółki podstawowe są spółkami o istotnym znaczeniu dla Grupy, których przedmiot działania i faktycznie wykonywane funkcje zabezpieczają realizację podstawowych zadań PGNiG SA oraz ułatwiają rozszerzenie źródeł pozyskiwania gazu i rynku sprzedaży gazu. Większość podmiotów zaklasyfikowana do tej grupy utworzona została na bazie oddziałów PGNiG SA. Są to spółki działające w obszarze poszukiwania złóż, badań geofizycznych, serwisów, usług tranzytu paliwa gazowego oraz usług projektowych.

Do spółek podstawowych zaliczane są:

- » Spółki poszukiwawcze (PNIg Kraków Sp. z o.o., PNIg Jasło Sp. z o.o., PNIg Piła Sp. z o.o.). Spółki te mają kluczowy wpływ na osiągnięcie celów strategicznych i pozostają ważnym ogniwem w realizowaniu podstawowego zadania związanego ze zwiększaniem wydobywania oraz utrzymaniem wskaźnika odnawialności zasobów.
- » Spółki serwisowe (PN Diament Sp. z o.o., Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.). Zadaniem tej grupy spółek jest świadczenie usług specjalistycznych serwisów niezbędnych do realizacji zadań poszukiwawczych i eksploatacyjnych oraz na potrzeby górnictwa otworowego.
- » Spółki geofizyczne (GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.). Spółki geofizyki są ważnymi spółkami podstawowymi w obszarze poszukiwania złóż mającymi kluczowy wpływ na osiągnięcie celów strategicznych związanych ze zwiększaniem wydobywania oraz utrzymywaniem wskaźnika odnawialności zasobów.
- » SGT EUROPOL GAZ SA obsługujący System Gazociągów Tranzytowych oraz GAS-TRADING SA (jest także akcjonariuszem SGT EUROPOL GAZ SA) zajmujący się m.in. obrotem propanem-butanem, którego działalność również miała się wiązać z obsługą systemu przesyłowego.
- » SGT EUROPOL GAZ SA udostępnia moce przesyłowe w pierwszej nitce polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych oraz realizuje usługę przesyłu gazu ziemnego w ramach udostępnionych mocy od granicy Republiki Białoruskiej z Rzeczpospolitą Polską do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych.
- » Obie spółki pozostają ważnym ogniwem spółek podstawowych mających wpływ na dostawy paliwa gazowego dla całej Grupy Kapitałowej.
- » Spółka projektowa (BSiPG Gazoprojekt SA). Firma ze względu na prowadzone prace doradcze i projektowe oraz specjalizację związaną z problemami funkcjonowania gazownictwa została zaliczona do spółek podstawowych jako spółka wspomagająca procesy funkcjonowania całej Grupy Kapitałowej.

Spółki celowe

Spółki celowe są spółkami powołanymi do realizacji długoterminowych celów strategicznych Grupy Kapitałowej, które po analizie osiągniętych efektów (stopień realizacji celu, poziom przychodów) i perspektyw na przyszłość zostaną przesunięte do grupy spółek podstawowych lub też jeśli nie spełnią oczekiwań, zostaną rozwiązane lub sprzedane.

Do Spółek tej grupy należą:

- » PGNiG Finance B.V. – Spółka zawiązana do obsługi emisji obligacji PGNiG SA denominowanych w EUR. Aktualnie spółka ma zostać wykorzystana do prowadzenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej na terenie Libii.
- » Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. – zawiązana w dniu 22 grudnia 2000 roku, przesłanką jej utworzenia była realizacja przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 23 maja 2000 roku „Zmiany programu restrukturyzacji organizacyjnej państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo”. Kapitał zakładowy Spółki wynosi 50 000,00 złotych. Spółka nie prowadzi działalności operacyjnej.
- » InterTransGas GmbH – celem zawiązania Spółki była realizacja budowy interkonektora łączącego polski i europejski system przesyłowy oraz umożliwienie prowadzenia poza granicami Polski działalności związanej z przesyłem paliwa gazowego (obecnie spółka nie prowadzi działalności podstawowej).
- » Dewon ZSA – celem przystąpienia PGNiG SA do Spółki było uzyskanie dostępu do zagranicznych złóż surowców naturalnych, ich eksploatacja oraz import do Polski.
- » INVESTGAS SA – Spółka powstała w celu prowadzenia obsługi operatorskiej KPMG Mogilno.
- » NYSAGAZ Sp. z o.o. – cel zawiązania spółki to prowadzenie modernizacji (pod kątem wykorzystania gazu ziemnego) i eksploatacja małych ciepłowni, a także świadczenie usług w dziedzinie zaopatrzenia w energię i jej wytwarzanie. Aktualnie realizuje projekty.
- » w zakresie wykorzystania gazu ziemnego do wytwarzania energii cieplnej.
- » Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji – spółka powstała do realizacji projektów inwestycyjnych w zakresie produkcji energii elektrycznej i ciepłej z wykorzystaniem gazu ziemnego, w tym eksploatacja i serwis tzw. agregatów kogeneracyjnych. W czerwcu 2007 roku wspólnicy podjęli uchwałę o rozwiązaniu spółki i rozpoczęciu procesu jej likwidacji.
- » Polskie LNG Sp. z o.o. – spółka zawiązana w celu budowy a następnie eksploatacji terminala regazyfikacji gazu ziemnego LNG.
- » PGNiG Norway A/S – spółka powołana na prawie norweskim dla celów realizacji projektu zagospodarowania i wydobycia gazu i ropy ze złóż Skarv, Snadd i Idun na Morzu Norweskim.

Pozostałe istotne spółki

Pozostałymi istotnymi spółkami działającymi w Grupie Kapitałowej nazwane zostały spółki wspomagające w sposób istotny procesy działania Grupy.

Do spółek tej grupy zaliczone zostały:

- » BUD-GAZ Sp. z o.o. – spółka prowadzi działalność w zakresie gospodarowania, zarządzania nieruchomościami oraz oferuje usługi szkoleniowe.
- » BUG Gazobudowa Sp. z o.o. – przedmiot działalności spółki obejmuje głównie projektowanie, budowę i remonty gazociągów, urządzeń oraz obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa.
- » ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli – spółka zajmuje się wykonywaniem robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych, rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych i telekomunikacyjnych.
- » ZUN Naftomet Sp. z o.o. – spółka prowadzi działalność w zakresie produkcji, napraw i konserwacji maszyn i urządzeń dla górnictwa, kopalnictwa oraz maszyn budowlanych.
- » Geovita Sp. z o.o. – wykonuje działalność w zakresie prowadzenia ośrodków wypoczynkowych i turystycznych.

Pozostałe nieistotne spółki

Pozostałe nieistotne spółki działające w Grupie Kapitałowej są to spółki nie związane bezpośrednio z przedmiotem działania PGNiG SA lub nie wspomagające w zasadniczy sposób działalności Grupy Kapitałowej. Do tej grupy należą spółki, które prowadzą budowę, remonty i renowację gazociągów oraz spółki, których akcje i udziały objęte zostały w wyniku bankowego postępowania ugodowego, a także spółki, w których PGNiG SA nie posiada znaczącego pakietu udziałów lub akcji, lub których cel nie uzasadnia dalszego pozostawiania w związkach kapitałowych z PGNiG SA.

Wykaz spółek Grupy Kapitałowej

Wykaz spółek, w których PGNiG SA posiadała co najmniej 5% akcji/udziałów, na dzień 31 grudnia 2007 roku przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Udziały PGNiG SA w innych spółkach

Nazwa spółki	Kapitał zakładowy (złotych)	Udział kapitałowy PGNiG SA (złotych)	% kapitału PGNiG SA
Spółki strategiczne*			
1. Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 310 749 000,00	1 310 749 000,00	100,00%
2. Górniośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 197 314 000,00	1 197 314 000,00	100,00%
3. Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	930 819 000,00	930 819 000,00	100,00%
4. Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	847 159 000,00	847 159 000,00	100,00%
5. Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	502 750 000,00	502 750 000,00	100,00%
6. Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	546 448 000,00	546 448 000,00	100,00%
Spółki podstawowe			
7. PNiG Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%
8. PNiG Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%
9. PN „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%
10. PNiG Piła Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%
11. GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	34 400 000,00	34 400 000,00	100,00%
12. GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%
13. Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%
14. BSiPG Gazoprojekt SA	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%
15. SGT EUROPOL GAZ SA	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%
16. GAS-TRADING SA	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%
Spółki celowe			
17. Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%
18. PGNiG Finance B.V. **	EUR 20 000,00	EUR 20 000,00	100,00%
19. NYSAGAZ Sp. z o.o.	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%
20. InterTransGas GmbH **	EUR 200 000,00	EUR 100 000,00	50,00%
21. INVESTGAS SA	502 250,00	502 250,00	100,00%
22. Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%
23. Dewon ZSA **	UAH 11 146 800,00	UAH 4 055 205,84	36,38%
24. Polskie LNG Sp. z o.o.	50 000 000,00	50 000 000,00	100,00%
25. PGNiG Norway A/S **	NOK 497 327 000,00	NOK 497 327 000,00	100,00%

ciąg dalszy na następnej stronie

Udziały PGNiG SA w innych spółkach

kontynuacja z poprzedniej strony

Nazwa spółki	Kapitał zakładowy (złotych)	Udział kapitałowy PGNiG SA (złotych)	% kapitału PGNiG SA
Spółki pozostałe istotne			
26. Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%
27. BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%
28. ZUN Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%
29. ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%
30. BUD-GAZ Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%
Spółki pozostałe nieistotne			
31. BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości (układ z wierzycielami)	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%
32. PI GAZOTECH Sp. z o.o.***	1 203 800,00	65 000,00	69,44% (46,30% w głosach)
33. PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%
34. Sahara Petroleum Technology Llc **	OMR 150 000,00	OMR 73 500,00	49,00%
35. PFK GASKON SA	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%
36. GAZOMONTAŻ SA	1 498 850,00	677 200,00	45,18%
37. ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06% (41,71% w głosach)
38. ZWUG INTERGAZ Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%
39. ZRUG TORUŃ SA	4 150 000,00	1 300 000,00	31,33%
40. ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 750 000,00	600 000,00	21,82%
41. Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.	250 000,00	35 000,00	14,00%
42. TENET 7 Sp. z o.o.	50 000,00	5 000,00	10,00%
43. Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	100 000,00	9 500,00	9,50%
44. Walcownia Rur JEDNOŚĆ Sp. z o.o.	220 590 000,00	18 310 000,00	8,30%
45. Agencja Rynku Energii SA	1 376 000,00	100 000,00	7,27% (12,70% w głosach)
46. ZRUG Warszawa SA w likwidacji	6 000 000,00	2 940 000,00	49,00%
47. TE-MA WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%
48. HS Szczakowa SA w upadłości (likwidacja majątku upadłego)	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%
49. ZRUG Wrocław Sp. z o.o. w upadłości (likwidacja majątku upadłego)	1 700 000,00	270 000,00	15,88%

* Wielkość kapitałów i udziałów została wykazana w spółkach strategicznych bez uwzględnienia podwyższenia kapitałów. Podwyższenie kapitałów, które wyniosło w sumie 872 475 831 złotych, na dzień 31 grudnia 2007 roku nie były jeszcze zarejestrowane w Krajowym Rejestrze Sądowym (KRS).

** Wartości podane w walutach obcych. Gdzie: EUR – euro, UAH – hrywna (Ukraina), OMR – rial (Oman), NOK – korona norweska.

*** W dniu 23 kwietnia 2004 roku umorzono 854 udziałów o wartości 1300 złotych każdy o łącznej wartości 1 110 200 złotych bez obniżenia wysokości kapitału zakładowego spółki, dlatego też wartość nominalna istniejących udziałów jest niższa od wysokości kapitału zakładowego spółki.

W 2007 roku nastąpiły zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej, które obejmowały:

1. rejestrację w KRS sześciu spółek obrotu gazem, tj.:

- » Mazowieckiej Spółki Obrótu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 12 lutego 2007 roku),
- » Karpackiej Spółki Obrótu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 31 stycznia 2007 roku),
- » Wielkopolskiej Spółki Obrótu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 30 stycznia 2007 roku),
- » Górnośląskiej Spółki Obrótu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 27 lutego 2007 roku),
- » Dolnośląskiej Spółki Obrótu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 21 lutego 2007 roku),
- » Pomorskiej Spółki Obrótu Gazem Sp. z o.o. (z dniem 8 lutego 2007 roku),

oraz podwyższenie kapitałów zakładowych spółek obrotu gazem w wyniku przejęcia wydzielonych ze spółek gazownictwa oddziałów obrotu (zmiany zostały zarejestrowane przez Sąd w dniu 29 czerwca 2007 roku).

2. rejestrację w KRS obniżenia kapitałów zakładowych spółek gazownictwa i zmian ich firm na operatorów systemu dystrybucyjnego, to jest:

- » Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano w dniu 26 czerwca 2007 roku),
- » Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano w dniu 19 czerwca 2007 roku),
- » Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano w dniu 27 czerwca 2007 roku),
- » Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano w dniu 27 czerwca 2007 roku),
- » Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano w dniu 27 czerwca 2007 roku),
- » Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (zmiany zarejestrowano w dniu 22 czerwca 2007 roku).

3. rejestrację w dniu 21 maja 2007 roku w KRS spółki Polskie LNG Sp. z o.o. o kapitale zakładowym w wysokości 28 000 tysięcy złotych. Wszystkie 28 000 udziałów o wartości nominalnej 1 000 złotych każdy objęte zostało przez PGNiG SA.

4. rejestrację w dniu 9 czerwca 2007 roku spółki PGNiG Norway A/S z siedzibą w Stavanger w Norwegii. Wszystkie 10 000 udziałów o wartości nominalnej 1 000 koron norweskich każdy objęte zostało przez jedynego wspólnika PGNiG SA. Łączna wielkość zaangażowania kapitałowego PGNiG SA w ten podmiot wyniosła 10 000 tysięcy koron norweskich.

5. wykreślenie z KRS z dniem 16 kwietnia 2007 roku spółki pod firmą Przedsiębiorstwo Wielobranżowe MED-FROZ SA w likwidacji. Udział PGNiG SA w kapitale zakładowym tej spółki wynosił 23,07%.

6. rejestrację w dniu 1 października 2007 roku połączenia PGNiG SA ze spółkami: Wielkopolską Spółką Obrótu Gazem Sp. z o.o., Mazowiecką Spółką Obrótu Gazem Sp. z o.o., Dolnośląską Spółką Obrótu Gazem Sp. z o.o., Górnośląską Spółką Obrótu Gazem Sp. z o.o., Karpacką Spółką Obrótu Gazem Sp. z o.o., Pomorską Spółką Obrótu Gazem Sp. z o.o. w trybie art. 492 § 1 k.s.h. poprzez przeniesienie całego majątku Spółki Przejmowanej (Spółki Obrótu Gazem) na Spółkę Przejmującą (PGNiG SA). Dokonanie w dniu 1 października 2007 roku rejestracji ww. połączenia skutkowało jednoczesnym wykreśleniem Spółek Obrótu Gazem z rejestru przedsiębiorców w KRS.

Zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej wiązały się również ze zwiększaniem dotychczasowego poziomu zaangażowania kapitałowego w jednostkach zależnych, tj.:

1. dokonane zostało podwyższenie kapitału zakładowego w spółce PNiG Kraków Sp. z o.o. o kwotę 6 381 tysięcy złotych do poziomu 105 231 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 15 czerwca 2007 roku,
2. dokonane zostało podwyższenie kapitału zakładowego w spółce GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. o kwotę 33 000 tysięcy złotych do poziomu 66 000 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 18 kwietnia 2007 roku,
3. dokonanie podwyższenia kapitału zakładowego w spółce Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. o kwotę 101 tysięcy złotych do poziomu 26 903 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 27 lipca 2007 roku,
4. dokonanie podwyższenia kapitału zakładowego w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. o kwotę 11 000 tysięcy złotych do poziomu 39 000 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 8 października 2007 roku. W dniu 7 stycznia 2008 r. zarejestrowano kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki do poziomu 50 000 tysięcy złotych, tj. o kwotę 11 000 tysięcy złotych,
5. dokonanie podwyższenia kapitału zakładowego w spółce PGNiG Norway A/S o kwotę 487 327 000 NOK. Na koniec 2007 r. zaangażowanie kapitałowe PGNiG SA w spółce wynosiło 497 327 000 NOK.

Pozostałe zmiany wielkości udziału PGNiG SA w spółkach związane były z następującymi operacjami:

1. w dniu 4 lipca 2007 roku zarejestrowane zostało w KRS obniżenie wartości nominalnej 1 akcji spółki Huty Stalowa Wola SA (HSW SA) z kwoty 6,86 złotych za akcję do poziomu 4,75 złotych za akcję. W związku z tym nominalna wielkość zaangażowania kapitałowego PGNiG SA w HSW SA obniżyła się do 2 066,07 tysięcy złotych. Operacja obniżenia wartości nominalnej 1 akcji Huty przeprowadzona została łącznie z podwyższeniem kapitału zakładowego HSW SA. PGNiG SA nie uczestniczyło w podwyższeniu kapitału zakładowego, w związku z tym udział Spółki w kapitale zakładowym HSW SA spadł do poziomu 0,85%,
2. w dniu 22 sierpnia 2007 roku zarejestrowane zostało w KRS podwyższenie kapitału zakładowego w spółce IZOSTAL SA o kwotę 7 000 tysięcy złotych. PGNiG SA nie uczestniczyła w tej operacji w związku z czym udział PGNiG SA w kapitale zakładowym spółki obniżył się do poziomu 4,61% (z 6,05% przed podwyższeniem),
3. w dniu 14 września 2007 roku zarejestrowane zostało w KRS podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Agencja Rozwoju Pomorza SA o kwotę 2 580 tysięcy złotych. PGNiG SA nie uczestniczyła w tej operacji w związku z czym udział PGNiG SA w kapitale zakładowym spółki obniżył się do poziomu 0,64% (z 0,8% przed podwyższeniem).

Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją

Skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 2007 rok objęte zostały Jednostka Dominująca, dwadzieścia trzy spółki zależne (w tym jedna spółka zależna pośrednio), jedna spółka współzależna oraz jedna spółka stowarzyszona.

Nazwa jednostki	Kraj	Procentowy udział w kapitale	
		31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Spółki zależne			
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PNiG Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PNiG Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PNiG Piła Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PN Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Norway A/S***	Norwegia	100,00%	–
Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
BUG Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
BN Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.	Polska	88,83%	88,83%
ZUN Naftomet Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
BSiPG Gazoprojekt SA	Polska	75,00%	75,00%
PGNiG Finance B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
Geovita Sp. z o.o. Warszawa	Polska	100,00%	100,00%
INVESTGAS SA	Polska	100,00%	49,00%
Polskie LNG Sp. z o.o.**	Polska	100,00%	–
Spółki zależne od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.			
Naft-Stal Krosno Sp. z o.o.	Polska	59,88%	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone			
SGT EUROPOL GAZ SA*	Polska	49,74%	49,74%
GAS-TRADING SA	Polska	43,41%	43,41%

* W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING SA.

** Spółka została zarejestrowana w KRS i z dniem 21 maja 2007 roku została włączona do grupy jednostek zależnych konsolidowanych metodą pełną.

*** Spółka PGNiG Norway A/S z siedzibą w Stavanger w Norwegii została zarejestrowana w dniu 9 czerwca 2007 roku i została włączona do grupy jednostek zależnych konsolidowanych metodą pełną.

Skład Zarządu PGNiG SA

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG SA składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa organ powołujący Zarząd. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. 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 SA na dzień 31 grudnia 2007 roku wchodziło pięć osób:

- » Krzysztof Głogowski – Prezes Zarządu,
- » Jan Anysz – Wiceprezes Zarządu,
- » Zenon Kuchciak – Wiceprezes Zarządu,
- » Stanisław Niedbalec – Wiceprezes Zarządu,
- » Tadeusz Zwierzyński – Wiceprezes Zarządu.

W 2007 roku nie było żadnych zmian w składzie Zarządu PGNiG SA.

Po 31 grudnia 2007 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG SA:

Rada Nadzorcza PGNiG SA na posiedzeniu w dniu 12 marca 2008 roku odwołała ze składu Zarządu:

- » Pana Krzysztofa Głogowskiego,
- » Pana Zenona Kuchciaka,
- » Pana Stanisława Niedbalca,
- » Pana Tadeusza Zwierzyńskiego.

Jednocześnie, Rada Nadzorcza PGNiG SA w dniu 12 marca 2008 roku powołała w skład Zarządu PGNiG SA:

- » Pana Michała Szubskiego na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG SA,
- » Pana Mirosława Dobrutę na stanowisko Członka Zarządu PGNiG SA – Wiceprezesa ds. techniczno-inwestycyjnych,
- » Pana Radosława Dudzińskiego na stanowisko Członka Zarządu PGNiG SA – Wiceprezesa ds. projektów strategicznych,
- » Pana Sławomira Hincę na stanowisko Członka Zarządu PGNiG SA – Wiceprezesa ds. ekonomiczno-finansowych.

W dniu 20 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG SA odwołała ze składu Zarządu PGNiG SA Pana Jana Anysza i jednocześnie powołała w skład Zarządu PGNiG SA Pana Mirosława Szkałubę, wybranego przez pracowników PGNiG SA, na stanowisko Członka Zarządu – Wiceprezesa PGNiG SA.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania skład Zarządu PGNiG SA był następujący:

- » Michał Szubski – Prezes Zarządu;
- » Mirosław Dobrut – Członek Zarządu;
- » Radosław Dudziński – Członek Zarządu;
- » Sławomir Hinc – Członek Zarządu;
- » Mirosław Szkałuba – Członek Zarządu.

Prokurenci PGNiG SA

Według stanu na 31 grudnia 2007 roku prokurentami PGNiG SA byli:

- » Ewa Bernacik,
- » Bogusław Marzec.

W dniu 30 lipca 2007 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Bogusławowi Marcowi. Na posiedzeniu w dniu 28 sierpnia 2007 roku Zarząd PGNiG SA przywrócił prokurę Panu Bogusławowi Marcowi.

W dniu 3 stycznia 2008 roku Zarząd PGNiG SA powołał na prokurentów Spółki: Pana Jana Czerepoka, Pana Marka Dobryniewskiego i Pana Waldemara Wójcika.

Udzielone prokury są prokurami łącznymi, tj. dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie prokurenta łącznie z członkiem Zarządu PGNiG SA.

W dniu 17 marca 2008 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Janowi Czerepokowi.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania prokurentami PGNiG SA były następujące osoby:

- » Ewa Bernacik,
- » Bogusław Marzec,
- » Marek Dobryniewski,
- » Waldemar Wójcik.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG SA

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG SA składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Tak długo, jak 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.

Jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać następujące warunki:

1. zostać wybranym w trybie, o którym mowa w § 36 ust. 3 Statutu PGNiG SA,
 2. nie może być Podmiotem Powiązanym ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
 3. nie może być Podmiotem Powiązanym z podmiotem dominującym lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego, lub
 4. nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku ze Spółką lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w punktach 2) i 3), który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji.
- Powiązania, o których mowa wyżej, nie dotyczą członkostwa w Radzie Nadzorczej PGNiG SA.

Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG SA, wybór członka Rady Nadzorczej, który ma spełniać warunki opisane powyżej, następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłoszenia na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na członka Rady Nadzorczej spełniającego te warunki, przysługuje akcjonariuszom obecny na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Jeżeli kandydatury nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej, spełniających opisane wyżej warunki, zgłasza Rada Nadzorcza.

Dwie piąte składu Rady Nadzorczej powoływane jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku Rada Nadzorcza składała się z dziewięciu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- » Andrzej Rościszewski – Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- » Piotr Szwarc – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- » Kazimierz Chrobak – Sekretarz Rady Nadzorczej,
- » Wojciech Arkuszewski – Członek Rady Nadzorczej,
- » Mieczysław Kawecki – Członek Rady Nadzorczej,
- » Marcin Moryń – Członek Rady Nadzorczej,
- » Mieczysław Puławski – Członek Rady Nadzorczej,
- » Mirosław Szkałuba – Członek Rady Nadzorczej,
- » Jarosław Wojtowicz – Członek Rady Nadzorczej.

W dniu 7 lutego 2008 roku Pan Mirosław Szkałuba złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej.

W dniu 15 lutego 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG SA:

- » Pana Piotra Szwarca,
- » Pana Jarosława Wojtowicza,
- » Pana Andrzeja Rościszewskiego,
- » Pana Wojciecha Arkuszewskiego.

Jednocześnie, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA w dniu 15 lutego 2008 roku powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA:

- » Pana Stanisława Rychlickiego,
- » Pana Grzegorza Banaszka.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania skład Rady Nadzorczej PGNiG SA był następujący:

- » Stanisław Rychlicki – Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- » Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- » Kazimierz Chrobak – Sekretarz Rady Nadzorczej,
- » Grzegorz Banaszek – Członek Rady Nadzorczej,
- » Mieczysław Kawecki – Członek Rady Nadzorczej,
- » Mieczysław Puławski – Członek Rady Nadzorczej.

2. Informacje o stosowanych zasadach rachunkowości

Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone według Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2007 roku.

Z dniem 1 stycznia 2005 roku nowelizacja Ustawy o Rachunkowości, w związku z faktem ubiegania się o dopuszczenie do publicznego obrotu oraz zgodą Komisji Papierów Wartościowych i Giełd z dnia 24 maja 2005 roku na dopuszczenie akcji PGNiG SA do publicznego obrotu, nałożyła na Grupę obowiązek przygotowania skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF.

Zgodnie z MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, MSSF składają się z Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR) i Interpretacji wydanych przez Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej (KIMSF).

Zakres informacji ujawnionych w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym jest zgodny z postanowieniami MSSF oraz Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (DzU Nr 209, poz. 1744).

Najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez Grupę zostały przedstawione poniżej.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych, a wszystkie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w tysiącach (tysiące złotych).

Sprawozdanie finansowe Grupy zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Jednostkę Dominującą i jednostki zależne w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli do 31 grudnia 2008 roku.

Zarząd Jednostki Dominującej nie stwierdza na dzień podpisania niniejszego sprawozdania finansowego istnienia faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuacji działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania bądź istotnego ograniczenia przez nią dotychczasowej działalności.

Oświadczenie o zgodności

MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR) oraz Komisję ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej.

W roku bieżącym Grupa przyjęła wszystkie nowe i zweryfikowane standardy i interpretacje wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i zatwierdzone do stosowania w UE, mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2007 roku. Przyjęcie nowych i zweryfikowanych standardów i interpretacji nie spowodowało zmian w zasadach rachunkowości Grupy wpływających na wielkości wykazywane w sprawozdaniach finansowych za lata ubiegłe i za rok bieżący.

Wpływ nowych standardów i interpretacji na sprawozdanie finansowe Grupy

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, za wyjątkiem poniższych standardów, które według stanu na 31 grudnia 2007 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- » KIMSF 12 „Porozumienia o świadczeniu usług publicznych.”
KIMSF 12 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się od lub po 1 stycznia 2008 roku Interpretacja daje wytyczne dla operatorów w umowach koncesji na usługi pomiędzy sektorem publicznym i prywatnym w zakresie ujęcia księgowego tych umów. KIMSF 12 dotyczy umów, w których udzielający koncesji kontroluje lub reguluje, jakie usługi operator dostarczy przy pomocy określonej infrastruktury, a także kontroluje znaczący pozostały udział w infrastrukturze na koniec okresu realizacji umowy.
- » KIMSF 13 „Programy lojalnościowe.”
KIMSF 13 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się od lub po 1 lipca 2008 roku. Interpretacja daje wytyczne jednostkom przyznającym swoim klientom tzw. „punkty” lojalnościowe odnośnie wyceny ich zobowiązań wynikających z przekazania produktów lub wykonania usług darmowych lub o obniżonej cenie w momencie realizacji przez klienta przyznanych punktów.

- » KIMSF 14 „MSR 19 – Ograniczenie ujmowania nadwyżki w programie określonych świadczeń, minimalne wymogi dotyczące ujęcia oraz wzajemne powiązania między tymi wymogami.”
KIMSF ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się od lub po 1 stycznia 2008 roku.
- » MSR 23 „Koszty finansowania zewnętrznego.”
Zmiany standardu mają zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub później.
- » Zmieniony MSSF 3 „Połączenia jednostek” oraz towarzyszące mu zmiany w MSR 27 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe i inwestycje w jednostki zależne.”
Zmiany standardów mają zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub później.
- » Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji własnych”:
Warunki nabycia i anulowania uprawnień.
Zmiany standardu mają zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub później.
- » MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”: Zmieniona prezentacja.
Zmiany standardu mają zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub później.

Jednostka Dominująca dokonała oceny skutków zastosowania tych interpretacji i zmian standardów i zidentyfikowała, że zmiany w zakresie MSR 1 oraz MSSF 8 i MSR 23 mogą mieć wpływ na prezentację sprawozdania finansowego w momencie zastosowania. Grupa począwszy od 1 stycznia 2009 roku rozpocznie raportowanie uwzględniające proponowane zmiany.

W przypadku interpretacji wydanych przez KIMSF, według wstępnej oceny Jednostki Dominującej zastosowanie ich przez Grupę na dzień bilansowy, nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Jednocześnie nadal poza regulacjami przyjętymi przez UE pozostaje rachunkowość zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych, których zasady nie zostały zatwierdzone do stosowania w UE.

Według szacunków Jednostki Dominującej zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych według MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” nie miałyby istotnego wpływu na

skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby przyjęte przez UE do stosowania na dzień bilansowy.

Ponadto, Grupa sporządzając niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie mają jeszcze zastosowania:

- » MSSF 8 „Segmenty operacyjne.”
MSSF 8 został wydany 30 listopada 2006 roku, i zastępuje MSR 14 „Sprawozdawczość dotycząca segmentów działalności”. MSSF 8 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się po 1 stycznia 2009 roku Standard specyfikuje jak jednostka powinna prezentować dane na temat segmentów operacyjnych i wymaga prezentowania informacji opartych na raportach wykorzystywanych wewnętrznie. Standard wprowadza również wymagania wprowadzenia ujawnień dotyczących produktów, usług, obszarów geograficznych i głównych klientów.
- » KIMSF 11 „Grupa kapitałowa a płatności w formie akcji własnych.”
KIMSF 11 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku. KIMSF 11 wyjaśnia, w jaki sposób MSSF 2 „Płatności w formie akcji własnych” ma zastosowanie do umów dotyczących płatności w formie akcji, które obejmują własne instrumenty kapitałowe jednostki gospodarczej lub instrumenty kapitałowe innej jednostki należącej do tej samej grupy kapitałowej (np. instrumenty kapitałowe jednostki dominującej). Do chwili obecnej nie było wskazówek, w jaki sposób ujmować w sprawozdaniach finansowych jednostki umowy dotyczące płatności w formie akcji, w których jednostka otrzymuje towary lub usługi jako wynagrodzenie za instrumenty kapitałowe jednostki dominującej.

Jednostka Dominująca dokonała oceny skutków zastosowania tych interpretacji i zmian standardów i zidentyfikowała, że zmiany w zakresie MSSF 8 mogą mieć wpływ na prezentację sprawozdania finansowego w momencie zastosowania. Grupa począwszy od 1 stycznia 2009 roku rozpocznie raportowanie uwzględniające proponowane zmiany. Według szacunków Jednostki Dominującej pozostałe zmiany nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Grupę na dzień bilansowy. Grupa nie zamierza stosować tych standardów i interpretacji przed datą ich obowiązywania.

Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdania finansowe zawierają sprawozdanie finansowe jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą (lub kontrolowanych przez jednostki zależne od jednostki dominującej) sporządzone na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2006 roku, za wyjątkiem spółek zależnych, których efekt na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca ma możliwość wpływania na politykę finansową i operacyjną podległej jednostki w celu osiągnięcia korzyści z jej działalności.

Na dzień nabycia aktywa i pasywa jednostki nabywanej są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie. Udział właścicieli mniejszościowych jest wykazywany w odpowiedniej proporcji wartości godziwej aktywów i kapitałów. W kolejnych okresach, straty przypadające właścicielom mniejszościowym powyżej wartości ich udziałów, pomniejszają kapitały jednostki dominującej.

W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych bądź stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący.

Wszelkie transakcje, salda, przychody i koszty pomiędzy podmiotami powiązаныmi objętymi konsolidacją podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym.

Wyniki finansowe jednostek nabytych lub sprzedanych w ciągu roku są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym od momentu nabycia oraz do momentu zbycia.

W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną, skonsolidowane sprawozdanie finansowe uwzględnia wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Udziały mniejszości w 2007 roku obejmują część nie należących do Grupy udziałów w spółkach BSiPG Gazoprojekt SA, BN Naftomontaż Sp. z o.o., oraz Naft-Stal Sp. z o.o.

Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na którą jednostka dominująca wywiera znaczący wpływ, lecz nie sprawuje kontroli, uczestnicząc w ustalaniu zarówno polityki finansowej jak i operacyjnej jednostki stowarzyszonej ani nie są to wspólne przedsięwzięcia. Udziały finansowe Grupy w jej jednostkach stowarzyszonych wyceniane są przy wykorzystaniu metody praw własności, za wyjątkiem sytuacji, gdy inwestycja jest klasyfikowana jako przeznaczona do zbycia (zob. poniżej). Inwestycje w jednostkę stowarzyszoną są wyceniane według ceny nabycia z uwzględnieniem zmian w udziale Grupy w aktywach netto, jakie wystąpiły do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości poszczególnych inwestycji. Straty jednostek stowarzyszonych przekraczające wartość udziału Grupy w tych jednostkach stowarzyszonych nie są rozpoznawane.

Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie.

Zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką stowarzyszoną podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki stowarzyszonej. Dni bilansowe jednostek stowarzyszonych i Grupy są jednakowe i oba podmioty stosują spójne zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów co powoduje konieczność rozpoznania odpisu aktualizującego na odpowiednim poziomie.

Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu jest ujmowany metodą praw własności zgodnie z zasadami opisanymi dla inwestycji w jednostki stowarzyszone.

Przeliczanie pozycji wyrażonych w walucie obcej

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG SA i jej jednostek zależnych za wyjątkiem spółki PGNiG Finance BV oraz PGNiG Norway A/S jest złoty (PLN). Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Aktywa i zobowiązania pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej, obowiązującej na dzień bilansowy. Wszystkie różnice kursowe są ujmowane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat, z wyjątkiem różnic kursowych powstałych z przeliczenia aktywów i pasywów jednostek zagranicznych. Różnice te są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym aż do momentu zbycia udziałów w tych jednostkach. Pozycje niepieniężne wyceniane według kosztów historycznych w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia początkowej transakcji. Pozycje niepieniężne wyceniane według wartości godziwej w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia ustalenia takiej wartości godziwej.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Jednostka Dominująca wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje (zob. poniżej zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych).

Walutą funkcjonalną zagranicznego oddziału (Oddział Operacyjny w Pakistanie) jest rupia pakistańska (PKR), a dla jednostek zależnych (PGNiG Finance BV oraz PGNiG Norway A/S) jest odpowiednio euro (EUR) oraz korona norweska (NOK). Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania tych zagranicznych jednostek są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG SA po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a ich rachunki zysków i strat są przeliczone po średnim kursie wymiany za dany rok obrotowy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczenia są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym jako jego odrębny składnik. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane odroczone różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

Rzeczowe aktywa trwałe

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny wg kosztu historycznego).

Cena nabycia lub koszt wytworzenia obejmuje koszty poniesione na zakup lub wytworzenie rzeczowych aktywów trwałych oraz nakłady poniesione w terminie późniejszym w celu zwiększenia przydatności składnika, zamiany istotnych części lub jego odnowienia. Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych nie zalicza się odsetek od finansowania zewnętrznego oraz różnic kursowych dotyczących wytworzenia składnika rzeczowych aktywów trwałych, które odnoszone są w rachunek zysków i strat w chwili poniesienia.

Części zamienne oraz wyposażenie związane z serwisem wykazywane są jako zapasy i ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania. Istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie kwalifikuje się do wykazania jako rzeczowe aktywa trwałe, jeżeli Grupa oczekuje, iż będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Grupa nie zwiększa wartości bilansowej pozycji rzeczowych aktywów trwałych o koszty bieżącego utrzymania tych aktywów. Koszty te są ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia. Na koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, rozumianego jako remonty i konserwacje, składają się koszty robocizny i koszty zużycia materiałów i mogą obejmować koszty nieistotnych części zamiennych.

Po początkowym ujęciu pozycji rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Grupa wykazuje go według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Amortyzację wylicza się dla wszystkich środków trwałych z pominięciem gruntów i środków trwałych w budowie, przez oszacowany okres ich ekonomicznej przydatności przy zastosowaniu metody amortyzacji liniowej:

- » Budynki i budowle 2–40 lat
- » Maszyny i urządzenia, środki transportu oraz pozostałe 2–35 lat

Rzeczowe aktywa trwałe używane na podstawie umowy leasingu lub innej o podobnym charakterze, zaliczone do majątku jednostki, amortyzuje się w okresie ekonomicznej przydatności środka, nie dłużej jednak niż okres trwania umowy.

W momencie sprzedaży lub likwidacji rzeczowego aktywa trwałego, koszt historyczny oraz dotychczasowe umorzenie są usuwane z bilansu, a wszelkie powstałe na transakcji zyski lub straty odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Środki trwałe w budowie wyceniane są według cen nabycia lub w wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich wytworzeniem, pomniejszonych o odpisy z tytułu utraty wartości. Środki trwałe w budowie nie podlegają amortyzacji do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze
Koszty związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złoża i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Nakłady poniesione na wykonanie wstępnych analiz terenów (prace sejsmiczne, opracowanie i sporządzenie map geologicznych) Grupa ujmuje bezpośrednio jako koszt, w rachunku zysków i strat w okresie, w którym te nakłady zostały poniesione.

Nakłady na wykonanie odwiertów, przeprowadzanych w ramach prac poszukiwawczych i rozpoznawczych, Grupa ujmuje w aktywach, jako środki trwałe w budowie.

Aktywowane wcześniej nakłady na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne Grupa odpisuje w całości do rachunku zysków i strat, w okresie, w którym uznano odwiert za negatywny.

Po tym, jak udowodniono techniczną wykonalność i komercyjną zasadność wydobywania gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa przeklasyfikowuje aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do środków trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności od tego czego dotyczą.

Koszty finansowania zewnętrznego

Koszty finansowania zewnętrznego ujmowane są jako koszty w momencie ich poniesienia według wzorcowego podejścia zgodnego z MSR 23.

Nieruchomości inwestycyjne

Nieruchomość inwestycyjna to nieruchomość (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Spółka traktuje jako źródło przychodów z czynszów lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na przyrost ich wartości, względnie obie te korzyści. Początkowo nieruchomości inwestycyjne są ujmowane według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji.

Do wyceny nieruchomości inwestycyjnych Grupa wybrała model ceny nabycia i po początkowym ujęciu wycenia wszystkie należące do niej nieruchomości inwestycyjne zgodnie z wymogami MSR 16 określonymi dla tego modelu tj. w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia, pomniejszonych o dotychczasowe umorzenie i zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Nieruchomości inwestycyjne usuwane są z bilansu w momencie ich zbycia lub w przypadku trwałego wycofania z użytkowania, jeżeli nie oczekuje się uzyskania w przyszłości żadnych korzyści wynikających z ich zbycia. Wszelkie zyski lub straty wynikające z usunięcia nieruchomości inwestycyjnej z bilansu ujmowane są w rachunku zysków i strat w tym okresie, w którym dokonano takiej operacji.

Grupa stosuje liniową metodę amortyzacji nieruchomości inwestycyjnych i przyjęła następujące okresy ekonomicznej przydatności dla tych składników:

» Budynki i budowle 2–40 lat

Wartości niematerialne

Wartości niematerialne i prawne są to możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nie posiadające postaci fizycznej, nad którymi Grupa sprawuje kontrolę i co do których prawdopodobne jest, że w przyszłości spowodują one wpływ korzyści ekonomicznych do Grupy.

Składnik wartości niematerialnych Grupa początkowo ujmuje w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Po początkowym ujęciu składnik wartości niematerialnych Grupa wycenia w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i łączną kwotę odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości.

Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Grupę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia innego sposobu konsumowania tych korzyści stosuje się metodę liniową. Przyjętą metodę amortyzacji stosuje się w sposób ciągły w kolejnych okresach, chyba, że nastąpiła zmiana oczekiwanego sposobu konsumowania korzyści ekonomicznych.

Okres i metoda amortyzacji weryfikowane są na koniec każdego roku obrotowego. Jeśli oczekiwany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. Jeśli nastąpiła znacząca zmiana oczekiwanego sposobu rozłożenia w czasie korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów, dokonuje się zmiany metody amortyzacji, aby odzwierciedlić tę zmianę. Powyższe zmiany Grupa ujmuje jako zmiany szacunków księgowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Przyjęte typowe ekonomiczne okresy użyteczności, stosowane dla wartości niematerialnych i prawnych wynoszą:

» Nabyte licencje, prawa do patentów i podobne wartości	2–15 lat
» Nabyte oprogramowanie komputerowe	2–10 lat
» Prawo wieczystego użytkowania gruntów	40–99 lat

Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte nieodpłatnie w drodze decyzji administracyjnej wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczeniu nieruchomości Grupa ujmuje wyłącznie pozabilansowo.

Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie zaprezentowano jako wartości niematerialne i jest amortyzowane przez okres użytkowania. Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostka samorządu terytorialnego jest równy okresowi od dnia nabycia tego prawa do ostatniego dnia okresu użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Wartości niematerialne i prawne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nie użytkowane podlegają cyklicznej (raz do roku) ocenie pod kątem utraty wartości.

Koszty badań i prac rozwojowych

Koszty prac badawczych nie podlegają aktywowaniu i są prezentowane w rachunku zysków i strat jako koszt okresu, w którym zostały poniesione.

Koszty prac rozwojowych są kapitalizowane wyłącznie w sytuacji, gdy:

- » realizowany jest ściśle określony projekt (np. oprogramowanie lub nowe procedury);
- » prawdopodobne jest, że składnik aktywów przyniesie przyszłe korzyści ekonomiczne; i
- » koszty związane z projektem mogą być wiarygodnie oszacowane.

Koszty prac rozwojowych są amortyzowane metodą liniową przez przewidywany okres ich ekonomicznej przydatności.

W przypadku, gdy niemożliwe jest wyodrębnienie wytworzonego we własnym zakresie składnika aktywów, koszty prac rozwojowych są ujmowane w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Leasing

Leasing jest klasyfikowany jako leasing finansowy, gdy warunki umowy przenoszą zasadniczo całe potencjalne korzyści oraz ryzyko wynikające z bycia właścicielem na leasingobiorcę. Wszystkie pozostałe rodzaje leasingu są traktowane jako leasing operacyjny.

Grupa jako leasingodawca

Aktywa oddane w leasing finansowy są prezentowane w bilansie jako należności w kwocie równej inwestycji leasingowej netto, pomniejszanej o kapitałową część opłat leasingowych dotyczących danego okresu obrotowego skalkulowanych w sposób odzwierciedlający stałą okresową stopę zwrotu na nie rozliczonej części inwestycji leasingowej netto.

Przychody finansowe z tytułu odsetek z leasingu finansowego są ujmowane w odpowiednich okresach przy uwzględnieniu stałej stopy zwrotu z wartości netto inwestycji Spółki należnej z tytułu leasingu.

Przychody z tytułu leasingu operacyjnego są ujmowane w rachunku zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

Grupa jako leasingobiorca

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Grupy i są wyceniane w ich wartości godziwej w momencie ich nabycia, nie wyższej jednak niż wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych. Powstające z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy

jest prezentowane w bilansie w pozycji zobowiązania z tytułu leasingu finansowego. Płatności leasingowe zostały podzielone na część odsetkową oraz część kapitałową tak, by stopa odsetek od pozostającego zobowiązania była wielkością stałą. Koszty finansowe są odnoszone do rachunku zysków i strat.

Płatności z tytułu leasingu operacyjnego są odnoszone w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

Aktywa finansowe

W przypadku, gdy konwencja rynkowa przewiduje dostawę aktywów finansowych po upływie ściśle sprecyzowanego okresu czasu po dacie transakcji, inwestycje w aktywa finansowe są ujmowane w księgach i wyłączane z ksiąg w dniu zawarcia transakcji kupna lub sprzedaży.

Wszystkie inwestycje wyceniane są początkowo według ceny zakupu skorygowanej o koszty transakcji. Inwestycje klasyfikowane są jako „przeznaczone do obrotu” lub „dostępne do sprzedaży” i wyceniane są na dzień bilansowy według wartości godziwej. Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej ujmowane są w rachunku zysków i strat za dany okres.

Aktywa finansowe o stałych lub możliwych do określenia płatnościach i stałych terminach zapadalności klasyfikowane są jako inwestycje „utrzymywane do upływu terminu zapadalności”, pod warunkiem, że Grupa zdecydowanie zamierza i może je utrzymać do upływu tego terminu.

Inwestycje długoterminowe utrzymywane do upływu terminu zapadalności są wyceniane według skorygowanej ceny nabycia, ustalonej przy pomocy efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się dyskonto lub premię, uzyskaną przy nabyciu inwestycji i rozliczaną przez okres utrzymywania jej do upływu terminu zapadalności. Zyski lub straty z inwestycji wycenianych według skorygowanej ceny nabycia ujmowane są w przychodach w trakcie ich rozliczania w okresie oraz z chwilą usunięcia tych inwestycji z bilansu lub stwierdzenia utraty wartości.

Dodatnia wycena instrumentów pochodnych, które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat. Dodatnia wycena instrumentów pochodnych jest wykazywana w odrębnych pozycjach w aktywach krótkoterminowych.

Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie.

Sytuacja taka ma miejsce, gdy składnik aktywów (lub grupa do zbycia) jest dostępny do natychmiastowej sprzedaży w jego bieżącym stanie z uwzględnieniem jedynie normalnych i zwyczajowo przyjętych warunków dla sprzedaży tego typu aktywów (lub grup do zbycia) oraz jego sprzedaż jest wysoce prawdopodobna.

Składnik aktywów (lub grupa do zbycia) klasyfikuje się jako przeznaczony do sprzedaży po podjęciu decyzji przez uprawniony, zgodnie ze statutem/umową Spółki, organ Spółki – Zarząd, Radę Nadzorczą lub Zgromadzenie Wspólników/Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy. Ponadto, składnik aktywów (lub grupa do zbycia) musi być aktywnie oferowany na sprzedaż po cenie, która jest racjonalna w odniesieniu do jego bieżącej wartości godziwej. Dodatkowo, należy oczekiwać, że sprzedaż zostanie ujęta jako sprzedaż zakończona w czasie jednego roku od dnia klasyfikacji.

Grupa nie amortyzuje składnika aktywów trwałych od momentu klasyfikacji jako przeznaczony do sprzedaży.

Zapasy

Wartość zapasów w magazynie ustala się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa, z uwzględnieniem odpisów z tytułu utraty przydatności ekonomicznej. Na cenę nabycia lub koszt wytworzenia zapasów składają się wszystkie koszty zakupu, koszty przetworzenia oraz inne koszty poniesione w trakcie doprowadzania zapasów do ich aktualnego miejsca i stanu.

Wartość netto możliwa do uzyskania jest to różnica między szacowaną ceną sprzedaży dokonywanej w toku zwykłej działalności gospodarczej, a szacowanymi kosztami wykończenia i kosztami niezbędnymi do doprowadzenia sprzedaży do skutku.

Zapas paliwa gazowego w magazynach wyceniany jest dla każdego magazynu oddzielnie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego.

Rozchód paliwa gazowego na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe wycenia się w Centrali Spółki według średniej rzeczywistej ceny pozyskania, na którą składają się koszt nabycia paliwa

gazowego ze wszystkich źródeł zagranicznych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt pozyskania z innych źródeł krajowych. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży zewnętrznej wyceniany jest według kosztu pozyskania paliwa gazowego, tj. średniej rzeczywistej ceny pozyskania.

Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Należności z tytułu dostaw i usług ujmują się początkowo według wartości godziwej. Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny odnoszone są do rachunku zysków i strat. Grupa nie dyskontuje należności, których okres płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty poprzez dokonanie odpisu aktualizującego gdy istnieją obiektywne dowody na to, że nie będzie można odzyskać całości należnych kwot.

Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu paliwa gazowego, rozliczanych według grup taryfowych 1–4, kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki spłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności.

Odpisy aktualizujące z tytułu dostaw paliwa gazowego dla klientów z grup taryfowych 5–7 tworzone są na należności przeterminowane powyżej 90 dni oraz kalkulowane indywidualnie, w oparciu o wiedzę o sytuacji finansowej dłużników.

Na wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100%.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych – zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności nieściągalne są odpisywane w straty w momencie stwierdzenia ich nieściągalności.

Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, od których nie dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w bilansie obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności o pierwotnym okresie zapadalności nie przekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymiernymi na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażonymi na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, wykazane w skonsolidowanym rachunku przepływów pieniężnych, składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

Utrata wartości

Na każdy dzień bilansowy Grupa dokonuje oceny aktywów w celu stwierdzenia, czy nie występują przesłanki wskazujące na utratę ich wartości. W przypadku stwierdzenia takich przesłanek, szacowana jest wartość odzyskiwalna danego składnika aktywów, w celu ustalenia potencjalnego odpisu z tego tytułu. W sytuacji, gdy składnik aktywów nie generuje przepływów pieniężnych, które są w znacznym stopniu niezależnymi od przepływów generowanych przez inne aktywa, analizę przeprowadza się dla grupy aktywów generujących przepływy pieniężne, do której należy dany składnik aktywów.

W przypadku wartości niematerialnych o nieokreślonym okresie użytkowania, test na utratę wartości przeprowadzany jest corocznie, oraz dodatkowo, gdy występują przesłanki wskazujące na możliwość wystąpienia utraty wartości.

Wartość odzyskiwalna ustalana jest jako kwota wyższa z dwóch wartości: wartość godziwa pomniejszona o koszty sprzedaży lub wartość użytkowa. Ta ostatnia wartość odpowiada wartości bieżącej szacunku przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych przy użyciu stopy dyskonta uwzględniającej aktualną rynkową wartość pieniądza w czasie oraz ryzyko specyficzne dla danego aktywa.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej netto składnika aktywów (lub grupy aktywów), wartość księgowa jest pomniejszana do wartości odzyskiwalnej. Strata z tytułu utraty wartości jest ujmowana jako koszt w okresie, w którym wystąpiła.

W momencie, gdy utrata wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w przychodach.

Kapitały własne

Kapitały własne ujmuje się w księgach rachunkowych z podziałem na ich rodzaje i według zasad określonych przepisami prawa i postanowieniami statutu jednostki dominującej.

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem jednostki dominującej oraz wpisem do rejestru handlowego.

Zadeklarowane, lecz nie wniesione wkłady kapitałowe ujmuje się jako należne wkłady na poczet kapitału. Akcje własne oraz należne wpłaty na poczet kapitału akcyjnego pomniejszają wartość kapitałów własnych jednostki dominującej.

Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej pomniejszonej o koszty tej emisji.

Koszty emisji akcji poniesione przy powstaniu spółki akcyjnej lub podwyższeniu kapitału zakładowego zmniejszają kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej do wysokości nadwyżki wartości emisji nad wartością nominalną akcji, a pozostałą ich część zalicza się do pozostałych kapitałów rezerwowych.

Efekt wyceny wynikający z zastosowania MSSF po raz pierwszy oraz wszelkie zmiany w przeszacowanych rzeczowych aktywach trwałych i wartościach niematerialnych są odnotowane na pozycję zyski/straty zatrzymane.

Zgodnie z postanowieniami MSR, zysk netto roku ubiegłego spółka może przeznaczyć jedynie na: kapitał spółki lub dywidendę dla akcjonariuszy (udziałowców). Stosowana w polskim systemie prawnym możliwość podziału zysku na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych, Fundusz Restrukturyzacji, przekazanie zysku pracownikom bądź na inne cele nie znajduje odzwierciedlenia w postanowieniach MSR. Z tego powodu, Grupa wykazuje wymienione zmniejszenia zysku

jako koszty okresu, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Podział zysku dla pracowników ujmowany jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

Kredyty bankowe i pożyczki

Oprocentowane kredyty bankowe księgowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednie pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki są następnie wykazywane w skorygowanej cenie nabycia przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania.

Różnica pomiędzy wpływami netto a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, kiedy w następstwie przeszłych zdarzeń powstaje potencjalne, możliwe do oszacowania zobowiązanie (obowiązek prawny lub obowiązek zwyczajowy), które w przyszłości może z dużym prawdopodobieństwem spowodować wypływ ze Spółki aktywów generujących korzyści ekonomiczne. Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana na dzień bilansowy w celu ich skorygowania do wysokości bieżącej prognozy.

Grupa wycenia rezerwy dyskontując je, jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, z zastosowaniem stopy dyskontowej przed opodatkowaniem, która odzwierciedla bieżącą, rynkową ocenę wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko związane z danym składnikiem pasywów, nie odzwierciedlone w najbardziej właściwym szacunku nakładów. Jeśli rezerwa jest dyskontowana, zwiększenie wartości rezerwy wynikające z upływu czasu jest ujmowane jako koszt finansowania zewnętrznego. Stopy dyskontowej nie powinno obciążać ryzyko, o które skorygowano szacunki przyszłych przepływów środków pieniężnych.

W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji aktywów związanych z wydobywaniem, początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Szczegółowy opis tytułów rezerw występujących w Grupie został opisany w punkcie 29.

Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych, jeżeli dotyczą one wydatków, z których koszty dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych. Są one w bilansie prezentowane w oddzielnej pozycji aktywów.

Bierne rozliczenia międzyokresowe są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały otrzymane/wykonane, ale nie zostały opłacone, zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą, łącznie z kwotami należnymi pracownikom (na przykład kwoty dotyczące naliczonego wynagrodzenia za urlop). Rozliczenia te w bilansie są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

Jednostki Grupy Kapitałowej rozpoznają rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Jednostka Dominująca zalicza wartość przychodów przyszłych okresów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu oraz z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikające z umów *take or pay* (bierz lub płać).

Spółki OSD zaliczają do rozliczeń międzyokresowych wartość nieodpłatnie przyjętej infrastruktury gazowej (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową. Przychody z tych tytułów realizowane są wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy. Rozliczenia te są wykazywane w bilansie w odrębnej pozycji pasywów.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały dostarczone/wykonane oraz zostały zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą.

Do pozostałych zobowiązań zaliczane są głównie zobowiązania wynikające z bieżącej działalności spółek Grupy tj. z tytułu wynagrodzeń i innych bieżących świadczeń pracowniczych, jak również bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów oraz zobowiązania publicznoprawne.

Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe wyceniane są według zamortyzowanego kosztu, z wyłączeniem instrumentów pochodnych (wycena ujemna). Instrumenty pochodne o ujemnej wycenie, które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat.

Przychody ze sprzedaży

Przychody są ujmowane w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że Grupa uzyska korzyści ekonomiczne związane z daną transakcją oraz gdy kwotę przychodów można wycenić w wiarygodny sposób. Ponadto przy ujmowaniu przychodów obowiązują również następujące kryteria:

Sprzedaż towarów i produktów

Przychody ze sprzedaży ujmowane są w wartości godziwej zapłat otrzymanych lub należnych i reprezentują należności za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej, po pomniejszeniu o rabaty, VAT i inne podatki związane ze sprzedażą (podatek akcyzowy). Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia towarów i produktów wraz z przekazaniem dotyczącego ich prawa własności.

Świadczenie usług

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli świadczenie usług składa się nie dająca się dokładnie określić liczba działań wykonywanych w określonym przedziale czasu to przychody ujmuje się w oparciu o metodę liniową (równomiernie) na przestrzeni danego okresu. Jeżeli określone działanie jest ważniejsze od wszystkich pozostałych, ujęcie przychodów jest odłożone do momentu wykonania tego działania. W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

Odsetki

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są narastająco, w odniesieniu do głównej kwoty należnej, zgodnie z metodą efektywnej stopy procentowej.

Dywidendy

Przychody z tytułu dywidend są ujmowane w momencie, kiedy zostaje ustanowione prawo akcjonariuszy do otrzymania płatności.

Przychody z tytułu wynajmu

Przychody z tytułu wynajmu nieruchomości inwestycyjnych ujmowane są zgodnie z warunkami wynikającymi z zawartych umów wynajmu.

Kontrakty budowlane

Przychody z umowy wycenia się według wartości godziwej otrzymanej lub należnej zapłaty.

W przypadku, gdy wynik kontraktu budowlanego może być wiarygodnie oszacowany, przychody i koszty są rozpoznawane w odniesieniu do stopnia zaawansowania realizacji kontraktu na dzień bilansowy. Stopień zaawansowania mierzony jest zwykle jako proporcja kosztów poniesionych do całości szacowanych kosztów kontraktu, za wyjątkiem sytuacji, gdy taki sposób nie odzwierciedlałby faktycznego stopnia zaawansowania. Wszelkie zmiany w zakresie prac, rozszczenia oraz premie są rozpoznawane w stopniu, w jakim zostały one uzgodnione z klientem.

W przypadku, kiedy wartość kontraktu nie może być wiarygodnie oszacowana, przychody z tytułu tego kontraktu są rozpoznawane w stopniu, w jakim jest prawdopodobne, że koszty poniesione z tytułu kontraktu zostaną nimi pokryte. Koszty związane z kontraktem rozpoznawane są jako koszty okresu, w jakim zostały poniesione.

W przypadku, kiedy istnieje prawdopodobieństwo, że koszty kontraktu przekroczą przychody, spodziewana strata na kontrakcie jest natychmiast rozpoznawana i ujmowana jako koszt.

Dotacje państwowe

Dotacje państwowe do aktywów trwałych są prezentowane w bilansie jako przychody przyszłych okresów a następnie stopniowo, drogą równych odpisów rocznych, odpisywane są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Podatek dochodowy

Na obowiązkowe obciążenia wyniku składają się: podatek bieżący (CIT) oraz podatek odroczony.

Bieżące obciążenie podatkowe jest obliczane na podstawie wyniku podatkowego (podstawy opodatkowania) danego roku obrotowego. Zysk (strata) podatkowy różni się od księgowego zysku (straty) netto w związku z wyłączeniem przychodów podlegających opodatkowaniu i kosztów stanowiących koszty uzyskania przychodów w latach następnych oraz pozycji kosztów i przychodów, które nigdy nie podlegają opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe są wyliczane w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Podatek odroczony jest wyliczany metodą bilansową jako podatek podlegający zapłaceniu lub zwrotowi w przyszłości na różnicach pomiędzy wartościami bilansowymi aktywów i pasywów a odpowiadającymi im wartościami podatkowymi wykorzystywanymi do wyliczenia podstawy opodatkowania.

Rezerwa na podatek odroczony jest tworzona od wszystkich dodatnich różnic przejściowych podlegających opodatkowaniu, natomiast składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawany do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o rozpoznane ujemne różnice przejściowe. Pozycja aktywów lub zobowiązanie podatkowe nie powstaje, jeśli różnica przejściowa powstaje z tytułu wartości firmy lub z tytułu pierwotnego ujęcia innego składnika aktywów lub zobowiązania w transakcji, która nie ma wpływu ani na wynik podatkowy ani na wynik księgowy. Rezerwa z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawana od przejściowych różnic podatkowych powstałych w wyniku inwestycji w podmioty zależne i stowarzyszone oraz wspólne przedsięwzięcia, chyba że Grupa jest zdolna kontrolować moment odwrócenia różnicy przejściowej i jest prawdopodobne, iż w dającej się przewidzieć przyszłości różnica przejściowa się nie odwróci.

Wartość składnika aktywów z tytułu podatku odroczonego podlega analizie na każdy dzień bilansowy, a w przypadku, gdy spodziewane przyszłe zyski podatkowe nie będą wystarczające dla realizacji składnika aktywów lub jego części następuje jego odpis.

Podatek odroczony jest wyliczany przy użyciu stawek podatkowych, które będą obowiązywać w momencie, gdy pozycja aktywów zostanie zrealizowana lub zobowiązanie stanie się wymagalne. Podatek odroczony jest ujmowany w rachunku zysków i strat, poza przypadkiem, gdy dotyczy on pozycji ujętych bezpośrednio w kapitale własnym. W tym ostatnim wypadku podatek odroczony jest również rozliczany bezpośrednio w kapitale własnym.

3. Informacje dotyczące segmentów działalności

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty działalności jest podział wg segmentów branżowych. Grupa prowadzi działalność w czterech, następujących segmentach:

- a. *Segment Poszukiwanie i Wydobycie*. Segment ten jest dostawcą paliwa gazowego, ropy naftowej, usług geofizycznych i poszukiwawczych. Segment ten obejmuje cały proces produkcji gazu i ropy naftowej począwszy od badań geofizycznych poprzedzających etap poszukiwań do wydobycia i przygotowania produktu do sprzedaży.
- b. *Segment Obrót i Magazynowanie*. Segment ten zajmuje się zakupem i sprzedażą paliwa gazowego oraz magazynowaniem paliwa gazowego.
- c. *Segment Dystrybucja*. Segment ten zajmuje się dostarczaniem paliwa gazowego dla ostatecznych odbiorców, głównie indywidualnych. W trzecim kwartale 2007 roku obrotem (zakupem oraz sprzedażą) paliwa gazowego zajmowały się wydzielone 29 czerwca 2007 roku ze spółek gazownictwa (obecnie spółki OSD), spółki obrotu. Od 1 października 2007 roku nastąpiło połączenie spółek obrotu z PGNiG SA, zatem w czwartym kwartale 2007 roku obrotem paliwa gazowego zajmowała się już spółka PGNiG SA. W związku z tym wyniki spółek obrotu za trzeci kwartał zostały uwzględnione w segmencie obrotu i magazynowania.
- d. *Segment pozostała działalność*. Segment ten dostarcza usługi projektowania, produkcji maszyn dla urządzeń i obiektów gazowniczych oraz górnictwa naftowego.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie – gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o umorzenia i odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne, głównie zobowiązania handlowe, zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków, zarówno wymagalne jak i naliczone oraz wszystkie rezerwy na zobowiązania, które można przypisać do danego segmentu.

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen.

3. a. Segmenty branżowe

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów i zysków oraz niektórych aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Grupy za okresy zakończone 31 grudnia 2007 roku i 31 grudnia 2006 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2007 roku

Rachunek zysków	Poszukiwanie i Wydobywanie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 054 235	9 468 768	5 013 685	115 446	–	16 652 134
Sprzedaż między segmentami	1 851 423	4 416 236	1 643 624	218 236	(8 129 519)	–
Przychody segmentu ogółem	3 905 658	13 885 004	6 657 309	333 682	(8 129 519)	16 652 134
Amortyzacja	(582 467)	(126 746)	(711 187)	(9 873)	–	(1 430 273)
Pozostałe koszty	(2 322 125)	(12 562 582)	(7 257 185)	(315 469)	8 087 096	(14 370 265)
Koszty segmentu ogółem	(2 904 592)	(12 689 328)	(7 968 372)	(325 342)	8 087 096	(15 800 538)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	1 001 066	1 195 676	(1 311 063)	8 340	(42 423)	851 596
Koszty finansowe netto	–	–	–	–	–	167 158
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	–	(16 026)	–	–	–	(16 026)
Zysk przed opodatkowaniem	–	–	–	–	–	1 002 728
Podatek dochodowy	–	–	–	–	–	(86 663)
Zysk netto	–	–	–	–	–	916 065
Bilans						
Aktywa segmentu	9 058 665	11 777 275	9 183 395	279 444	(2 938 092)	27 360 687
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	–	557 529	–	–	–	557 529
Aktywa nieprzypisane	–	–	–	–	–	63 871
Aktywa z tytułu odroczonego podatku	–	–	–	–	–	419 814
Aktywa ogółem	–	–	–	–	–	28 401 901
Kapitał własny ogółem	–	–	–	–	–	21 021 765
Zobowiązania segmentu	2 183 691	3 655 773	2 397 611	86 075	(2 938 092)	5 385 058
Zobowiązania nieprzypisane	–	–	–	–	–	464 719
Rezerwa na podatek odroczonego	–	–	–	–	–	1 530 359
Pasywa ogółem	–	–	–	–	–	28 401 901
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(1 686 170)	(460 896)	(822 178)	(10 743)	–	(2 979 987)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 661 341)	(2 617 292)	(10 531 312)	(5 488)	–	(15 815 433)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane	–	–	–	–	–	(55 628)

Okres zakończony 31 grudnia 2006 roku

Rachunek zysków	Poszukiwanie i Wydobywanie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 822 481	4 167 322	9 110 156	97 694	–	15 197 653
Sprzedaż między segmentami	1 145 820	6 798 679	8 821	199 398	(8 152 718)	–
Przychody segmentu ogółem	2 968 301	10 966 001	9 118 977	297 092	(8 152 718)	15 197 653
Amortyzacja	(486 477)	(132 662)	(666 434)	(10 567)	–	(1 296 140)
Pozostałe koszty	(1 494 106)	(10 574 781)	(8 221 246)	(285 415)	8 144 051	(12 431 497)
Koszty segmentu ogółem	(1 980 583)	(10 707 443)	(8 887 680)	(295 982)	8 144 051	(13 727 637)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	987 718	258 558	231 297	1 110	(8 667)	1 470 016
Koszty finansowe netto	–	–	–	–	–	24 579
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	–	77 453	–	–	–	77 453
Zysk przed opodatkowaniem	–	–	–	–	–	1 572 048
Podatek dochodowy	–	–	–	–	–	(244 141)
Wyplata z zysku	–	–	–	–	–	(2)
Zysk netto	–	–	–	–	–	1 327 905
Bilans						
Aktywa segmentu	7 785 708	10 899 897	11 557 602	278 310	(915 238)	29 606 279
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	–	589 284	–	–	–	589 284
Aktywa nieprzypisane	–	–	–	–	–	27 705
Aktywa z tytułu odroczonego podatku	–	–	–	–	–	453 439
Aktywa ogółem	–	–	–	–	–	30 676 707
Kapitał własny ogółem	–	–	–	–	–	21 153 360
Zobowiązania segmentu	1 303 902	1 643 053	2 649 919	92 767	(915 238)	4 774 403
Zobowiązania nieprzypisane	–	–	–	–	–	2 692 870
Rezerwa na podatek odroczonego	–	–	–	–	–	2 056 074
Pasywa ogółem	–	–	–	–	–	30 676 707
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(388 142)	(433 623)	(753 399)	(6 908)	–	(1 582 072)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 597 972)	(2 152 999)	(9 368 214)	(3 305)	–	(14 122 490)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane	–	–	–	–	–	(56 134)

3. b. Segmenty geograficzne

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w 2007 roku stanowiły 6,99% (6,68% w 2006 roku) ogólnej kwoty przychodów netto ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006		31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Sprzedaż krajowa	15 488 495	14 182 478	Sprzedaż eksportowa	1 163 639	1 015 175
Gaz wysokometanowy	13 099 245	12 164 217	Gaz wysokometanowy	27 877	24 023
Gaz zaazotowany	1 255 456	1 109 329	Gaz zaazotowany	–	–
Ropa naftowa	335 142	325 626	Ropa naftowa	442 731	413 511
Hel	12 270	11 957	Hel	18 228	20 773
Gaz propan butan	43 712	46 503	Gaz propan butan	–	–
Gazolina	1 650	6 286	Gazolina	–	–
Gaz rozprężony	18 513	12 992	Gaz rozprężony	–	533
Usługi geofizyczno-geologiczne	36 702	28 930	Usługi geofizyczno-geologiczne	334 911	295 621
Usługi poszukiwawcze	75 018	59 648	Usługi poszukiwawcze	302 632	230 240
Produkcja budowlano- -montażowa	25 095	20 234	Produkcja budowlano- -montażowa	14 098	4 811
Usługi projektowe	10 971	13 722	Usługi projektowe	875	990
Usługi hotelowe	33 043	29 889	Usługi hotelowe	–	–
Pozostałe usługi	261 659	327 733	Pozostałe usługi	6 197	8 547
Pozostałe produkty	256 050	10 728	Pozostałe produkty	14 114	11 240
Towary i materiały	23 969	14 684	Towary i materiały	1 976	4 886
			Razem	16 652 134	15 197 653

Grupa sprzedaje głównie do takich krajów jak: Wielka Brytania, Indie, Kazachstan, Libia, Egipt, Pakistan, Mozambik, Niemcy, Czechy, Ukraina, Belgia, Norwegia, Węgry, Austria, Słowenia.

Również aktywa Grupy w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku stanowiła 4,68% (0,57% na dzień 31 grudnia 2006 roku) ogólnej kwoty aktywów.

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Aktywa położone w kraju	27 072 496	30 501 054
Aktywa położone za granicą kraju*	1 329 405	175 653
Razem	28 401 901	30 676 707

* Z kwoty na 31 grudnia 2007 roku, 1 075 353 tysięcy złotych przypadło na Norwegię (aktywa należące do spółki zależnej PGNiG Norway A/S).

Działalność spółek Grupy na terenie Polski nie wykazuje istotnego regionalnego zróżnicowania w zakresie ryzyka i poziomu zwrotu z poniesionych nakładów inwestycyjnych. W związku z powyższym Grupa prezentuje jedynie dane w podziale na segmenty branżowe.

4. Świadczenia pracownicze i pozostałe koszty operacyjne netto**Zużycie surowców i materiałów**

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zakup gazu	(7 727 120)	(8 068 330)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(604 491)	(543 186)
Razem	(8 331 611)	(8 611 516)

Świadczenia dla pracowników

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Wynagrodzenia	(1 488 811)	(1 332 115)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(525 262)	(490 008)
Razem	(2 014 073)	(1 822 123)

Pozostałe koszty operacyjne netto

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zmiana stanu rezerw netto	43 981	160 993
Zmiana stanu odpisów netto*	(1 517 347)	(111 295)
Podatki i opłaty	(462 908)	(433 952)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	308 245	318 079
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	(185 353)	62 622
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(51 854)	(44 337)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w bilansie przychodów przyszłych okresów	72 508	82 861
Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(19 395)	(19 724)
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	226 567	175 379
Rezerwa na koszty związane z wycofywaniem aktywów z leasingu	(229 975)	–
Ubezpieczenia majątkowe	(35 501)	(32 337)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(52 237)	(43 464)
Zmiana stanu zapasów	(16 703)	9 542
Pozostałe koszty netto	(99 029)	(34 661)
Razem	(2 019 001)	89 706

* W tym aktualizacja odpisu DCF na majątek spółek OSD (1 317 341) tysięcy złotych.

5. Przychody i koszty finansowe

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Przychody finansowe	282 287	289 811
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	30 098	–
Przychody z tytułu odsetek	90 800	75 370
Dodatnie różnice kursowe	–	–
Aktualizacja wartości inwestycji	79 675	86 089
Zysk ze zbycia inwestycji	50 194	108 301
Dywidendy i udziały w zyskach	27 027	8 449
Pozostałe przychody finansowe	4 493	11 602
Koszty finansowe	(115 129)	(265 232)
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	–	(109 667)
Koszty z tytułu odsetek	(44 108)	(84 098)
Ujemne różnice kursowe	(44 651)	(30 837)
Dyskonto rezerwy na likwidację odwiertów	–	(5 362)
Aktualizacja wartości inwestycji	(16 245)	(27 696)
Strata ze zbycia inwestycji	–	–
Prowizje od kredytów	(7 502)	(3 216)
Pozostałe koszty finansowe	(2 623)	(4 356)
Wynik na działalności finansowej	167 158	24 579

6. Wycena jednostek stowarzyszonych metodą praw własności

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
SGT EUROPOL GAZ SA		
Udział Grupy PGNiG SA w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył paliwa gazowego	Przesył paliwa gazowego
Wycena udziałów metodą praw własności	1 522 822	1 298 137
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 561 222	1 336 537
Odpis z tytułu utraty wartości	(1 022 522)	(780 537)
Wartość bilansowa inwestycji	538 700	556 000
GAS-TRADING SA		
Udział Grupy PGNiG SA w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Wycena udziałów metodą praw własności	17 538	31 993
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	18 829	33 284
Odpis z tytułu utraty wartości	–	–
Wartość bilansowa inwestycji	18 829	33 284
Razem wartość bilansowa inwestycji	557 529	589 284

* W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING SA.

6. a. Uzgodnienie wartości udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Wartość bilansowa inwestycji na początek okresu	589 284	512 076
Wyplacona dywidenda przez GAS-TRADING SA	(15 729)	-
Zaprzestanie wyceny spółki INVESTGAS SA metodą praw własności *	-	(245)
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	(16 026)	77 453
Wycena SGT EUROPOL GAZ SA	(17 300)	62 200
Wycena GAS-TRADING SA	1 274	15 008
Rozwiązanie odpisu aktualizującego na udziały w INVESTGAS SA*	-	245
Wartość bilansowa inwestycji na koniec okresu	557 529	589 284

* W 2006 roku w związku z zwiększeniem udziału PGNiG SA do 100%, spółka została objęta konsolidacją metodą pełną.

Badanie sprawozdania finansowego SGT EUROPOL GAZ SA za rok 2007 na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie było jeszcze zakończone.

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych SGT EUROPOL GAZ SA opierając się na wartościach tych kapitałów wynikających ze sprawozdania finansowego.

SGT EUROPOL GAZ SA na dzień 31 grudnia 2007 roku sporządzonego zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa stosuje podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartości początkowa środków trwałych nie obejmuje kosztów finansowania. Następnie Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ SA stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ SA na lata 2006–2019. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe

generowane przez SGT EUROPOL GAZ SA, w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek). Na dzień 31 grudnia 2007 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1 561 222 tysięcy złotych.

Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń.

Założenia przyjęte do wyceny wartości akcji zawierają, z przyczyn od Spółki niezależnych, duży element niepewności wynikający przede wszystkim z dużych zmian kursów walut obcych oraz polityki taryfowej.

Biorąc pod uwagę powyższe, Jednostka Dominująca zdecydowała się na podwyższenie istniejącego odpisu aktualizującego wartość inwestycji w SGT EUROPOL GAZ SA do wysokości (1 022 522) tysięcy złotych (odpis ten na koniec 2006 roku wynosił (780 537) tysięcy złotych).

7. Podatek dochodowy

Grupa Kapitałowa nie stanowi grupy podatkowej według polskich przepisów. Każdy z podmiotów wchodzących w jej skład jest oddzielnym podatnikiem.

	Nota	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zysk przed opodatkowaniem		1 002 728	1 572 048
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa		19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej		(190 518)	(297 662)
Różnice trwale pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania		103 855	54 548
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat		(86 663)	(244 141)
Bieżący podatek dochodowy	7a	(578 753)	(366 366)
Odroczony podatek dochodowy	7b	492 090	122 225
Efektywna stopa podatkowa		9%	16%

7. a. Bieżący podatek dochodowy

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zysk przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	1 002 728	1 572 048
Korekty konsolidacyjne	182 376	707 814
Różnice pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	1 776 266	(432 254)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	2 178 306	3 425 636
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(4 030 691)	(3 019 360)
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	1 637 765	1 571 801
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 671 381)	(1 572 627)
Odliczenia od dochodu	(42 503)	(25 152)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	2 961 370	1 847 608
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(562 660)	(351 046)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(16 093)	(15 320)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(578 753)	(366 366)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(578 753)	(366 366)

7. b. Odroczonego podatek dochodowy

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	(16 890)	46 876
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	(3 990)	(11 266)
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	6 537	8 548
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	344	(1 458)
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	1 059	831
Rezerwa na likwidację odwiertów	(13 177)	(16 244)
Odpisy aktualizujące środki trwałe	19 316	28 488
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	(96)	(1 828)
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	520	(68)
Wycena transakcji terminowych	(3 552)	(22 441)
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(19 217)	15 293
Ujemne różnice kursowe	11 997	2 678
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	(953)	(354)
Opłata przyłączeniowa	18 941	7 668
Strata podatkowa	4 752	(1 070)
Niewypłacone wynagrodzenia	294	2 338
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	(29 599)	28 107
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	(1 027)	(1 027)
Pozostałe	(9 039)	8 681
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	508 980	75 349
Dodatnie różnice kursowe od kredytów i lokat	426	5 769
Naliczone odsetki od pożyczek	(968)	(548)
Naliczone odsetki od należności	(498)	26
Wycena instrumentów finansowych	852	21 765
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	68 260	3 182
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych*	456 762	46 934
Pozostałe	(15 854)	(1 779)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	492 090	122 225

* W tym zmiana podatku odroczonego dotycząca aktualizacji odpisu DCF na majątek spółek OSD w kwocie 249 849 tysięcy złotych.

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2007 roku do 31 grudnia 2007 roku.

W 2007 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych. W okresie porównawczym, tj. w 2006 roku stawka ta wynosiła również 19%.

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych, fizycznych, czy składek na ubezpieczenia społeczne podlegają częstym zmianom, wskutek czego niejednokrotnie brak jest odniesienia do utrwalonych regulacji bądź precedensów prawnych. Obowiązujące przepisy zawierają również niejasności, które powodują różnice w opiniach, co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno między organami państwowymi, jak i między organami państwowymi i przedsiębiorstwami. Rozliczenia podatkowe oraz inne (na przykład celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów, które uprawnione są do nakładania wysokich kar, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań muszą zostać wpłacone wraz z wysokimi odsetkami. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym. W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą zostać poddane kontroli przez okres pięciu lat. W efekcie kwoty wykazane w sprawozdaniu finansowym mogą ulec zmianie w późniejszym terminie po ostatecznym ustaleniu ich wysokości przez organa skarbowe.

Salda podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych nie jest w 100% uprawdopodobniona.

8. Działalność zaniechana

W 2007 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności. Grupa nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

9. Zysk przypadający na jedną akcję

Zysk podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Jednostki Dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego.

Zysk rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamienionych na akcje zwykłe) przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu okresu sprawozdawczego (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamienionych na akcje zwykłe).

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej (w tysiącach złotych)	915 032	1 327 430
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję (w tysiącach złotych)	915 032	1 327 430
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej (w złotych)	0,16	0,22
Zysk rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej (w złotych)	0,16	0,22

Średnia ważona liczba akcji została obliczona w sposób zaprezentowany w poniższej tabeli:

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku (w tys. szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w tys. szt.)
31 grudnia 2007				
2007.01.01	2007.12.31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000
31 grudnia 2006				
2006.01.01	2006.12.31	5 900 000	365	5 900 000
Razem				5 900 000

10. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Wypłacona dywidenda na jedną akcję w złotych	0,17	0,15
Liczba akcji (tys. szt.)*	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tys. złotych, w tym:		
- dywidenda wypłacona w formie rzeczowej do Skarbu Państwa	849 998	681 481
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej do Skarbu Państwa	2	68 519
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	153 000	135 000

* Liczba akcji uprawniających do dywidendy za 2006 i 2005 rok wypłaconych odpowiednio w 2007 i 2006 roku.

Wpływ na wynik okresów z tytułu nadwyżki wartości majątku przekazanego dywidendą rzeczową nad wartością księgową netto w bilansie na dzień przekazania dywidendy został zaprezentowany w nocie 4.

11. Rzeczowe aktywa trwałe

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Grunty	83 570	88 469
Budynki i budowle	12 542 252	13 899 904
Urządzenia techniczne i maszyny	2 129 116	2 119 767
Środki transportu i pozostałe	860 554	879 491
Razem środki trwałe	15 615 492	16 987 631
Środki trwałe w budowie	3 100 017	1 774 425
Razem rzeczowe aktywa trwałe	18 715 509	18 762 056

Środki trwałe

31 grudnia 2007	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2007 roku, z uwzględnieniem umorzenia	88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631
Zwiększenie stanu	132	102 578	11 297	4 071	118 078
Zmniejszenie stanu	(5 305)	(103 244)	(50 552)	(40 320)	(199 421)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	2 215	850 083	405 927	170 614	1 428 839
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(964)	(1 284 344)	(20 495)	(12 879)	(1 318 682)
Amortyzacja za rok obrotowy	(977)	(922 725)	(336 828)	(140 423)	(1 400 953)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492
Na dzień 1 stycznia 2007 roku					
Wartość brutto	94 947	27 651 578	3 520 586	1 493 880	32 760 991
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(6 478)	(13 751 674)	(1 400 819)	(614 389)	(15 773 360)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2007 roku	88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631
Na dzień 31 grudnia 2007 roku					
Wartość brutto	91 877	28 486 648	3 857 286	1 609 789	34 045 600
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(8 307)	(15 944 396)	(1 728 170)	(749 235)	(18 430 108)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2007 roku	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492

31 grudnia 2006	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2006 roku, z uwzględnieniem umorzenia	102 852	13 769 416	2 182 381	894 141	16 948 790
Zwiększenie stanu	2 268	545 237	89 326	30 248	667 079
Zmniejszenie stanu	(7 409)	(376 905)	(50 466)	(84 337)	(519 117)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	(4 830)	744 064	223 631	120 116	1 082 981
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 435)	48 312	(13 902)	45 737	76 712
Amortyzacja za rok obrotowy	(977)	(830 220)	(311 203)	(126 414)	(1 268 814)
Na dzień 31 grudnia 2006 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631
Na dzień 1 stycznia 2006 roku					
Wartość brutto	104 989	26 787 280	3 295 431	1 446 158	31 633 858
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 137)	(13 017 864)	(1 113 050)	(552 017)	(14 685 068)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2006 roku	102 852	13 769 416	2 182 381	894 141	16 948 790
Na dzień 31 grudnia 2006 roku					
Wartość brutto	94 947	27 651 578	3 520 586	1 493 880	32 760 991
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(6 478)	(13 751 674)	(1 400 819)	(614 389)	(15 773 360)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2006 roku	88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631

11. a. Rzeczowe aktywa trwałe użytkowane na podstawie leasingu finansowego

Grupa Kapitałowa jako leasingobiorca używa na podstawie umowy leasingu finansowego następujące rzeczowe aktywa trwałe.

	31 grudnia 2007			31 grudnia 2006		
	Wartość początkowa aktywowa-nego leasingu finansowego	Umorzenie	Wartość bilansowa netto	Wartość początkowa aktywowa-nego leasingu finansowego	Umorzenie	Wartość bilansowa netto
Budynki i budowle	9 252	(3 240)	6 012	9 252	(3 082)	6 170
Urządzenia techniczne i maszyny	103 053	(43 183)	59 870	109 672	(45 933)	63 739
Środki transportu i pozostałe	16 832	(6 327)	10 505	12 075	(5 418)	6 657
Razem	129 137	(52 750)	76 387	130 999	(54 433)	76 566

11. b. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2007 roku	3 436	11 097 059	606 729	255 110	11 962 334	273 834	12 236 168
Zwiększenie stanu	1 974	1 876 146	190 120	28 458	2 096 698	127 164	2 223 862
Zmniejszenie stanu	(1 010)	(591 802)	(169 625)	(15 579)	(778 016)	(21 893)	(799 909)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	4 400	12 381 403	627 224	267 989	13 281 016	379 105	13 660 121
Na dzień 1 stycznia 2006 roku	1	11 145 371	592 827	300 847	12 039 046	215 177	12 254 223
Zwiększenie stanu	3 435	674 982	162 781	1 849	843 047	83 182	926 229
Zmniejszenie stanu	–	(723 294)	(148 879)	(47 586)	(919 759)	(24 525)	(944 284)
Na dzień 31 grudnia 2006 roku	3 436	11 097 059	606 729	255 110	11 962 334	273 834	12 236 168

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 11 962 334 tysięcy złotych, z tego:

- » majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 2 010 584 tysięcy złotych,
- » majątek dystrybucyjny 9 191 066 tysięcy złotych,
- » pozostały 760 684 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 2 096 698 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 511 501 tysięcy złotych a na majątek dystrybucyjny 1 361 887 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę 778 016 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej – 460 518 tysięcy złotych).

Zwiększenie odpisów związanych z majątkiem dystrybucyjnym związane było głównie z aktualizacją odpisu DCF (nota 11.c.) natomiast zmniejszenia dotyczące majątku kopalnianego związane były zarówno z weryfikacją założeń bądź ustaniem przesłanek dla odpisów bądź z likwidacją składników majątku.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 13 281 016 tysięcy złotych, z tego:

- » majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 2 061 567 tysięcy złotych,
- » majątek dystrybucyjny 10 479 748 tysięcy złotych,
- » pozostały 739 701 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2007 roku, 347 402 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2006 roku odpis ten wynosił 225 416 tysięcy złotych).

11. c. Aktualizacja wartości majątku w spółkach dystrybucyjnych

Na dzień 31 grudnia 2007 roku spółki OSD wykonały testy na utratę wartości majątku trwałego. Sporządzone przez te spółki analizy wykazały wyższą wartość księgową majątku niż jego aktualna wartość odzyskiwalna, ustalona w oparciu o możliwość generowania przepływów pieniężnych.

Przeprowadzone testy na utratę wartości majątku trwałego wykazały, że główną przyczyną utraty wartości środków trwałych jest prognozowanie przepływów pieniężnych opartych tylko o działalność związaną z dystrybucją paliwa gazowego.

Spółki OSD szacują, iż główne przyczyny obniżenia wartości odzyskiwalnej środków trwałych są rezultatem:

- » zbyt niskich przychodów uzyskiwanych z taryfy dystrybucyjnej zatwierdzonej przez Urząd Regulacji Energetyki (URE),
- » wyższego niż planowano w latach poprzednich wzrostu kosztów działalności dystrybucyjnej,
- » wyższego niż planowano w latach poprzednich poziomu nakładów inwestycyjnych na odtworzenie majątku dystrybucyjnego.

W przeszłości, termin obowiązywania taryf był wydłużany ze względu na brak nowych rozporządzeń do zmienionej ustawy Prawo energetyczne, które brałyby pod uwagę wprowadzone do tej ustawy zmiany wynikające z implementacji europejskich regulacji. Efektem tych opóźnień były ograniczenia związane z możliwością regularnego (co 12 miesięcy) wprowadzenia przez Spółki nowych taryf, które uwzględniałyby z kolei zmienione warunki funkcjonowania przedsiębiorstw, w tym także zwiększone koszty operacyjne oraz zwrot z zaangażowanego kapitału.

Do analiz przeprowadzonych na dzień 31 grudnia 2007 roku przyjęto założenie, że zmiany taryf będą następowały raz w roku, a wzrost stawek dystrybucyjnych założono ostrożnie na poziomie planowanej inflacji.

Ponadto spółki OSD dokonały testów na utratę wartości majątku trwałego w oparciu o założenia uwzględniające niższe ryzyka:

- » podstawowa działalność prowadzona przez spółki OSD związana z dystrybucją paliwa gazowego podlega regulacji,
- » poziom możliwych do uzyskania przychodów uzależniony jest od decyzji administracyjnych Prezesa URE, w tym także ustalającego ograniczenie dotyczące wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału,
- » mało prawdopodobnym jest, aby w sposób skokowy mogła nastąpić zmiana przychodów poprzez zmianę taryf, ze względu na ograniczenia wynikające z regulacji opłat taryfowych.

Wpływ utraty wartości środków trwałych w spółkach OSD na sprawozdanie Grupy Kapitałowej w czwartym kwartale 2007 roku prezentuje poniższa tabela:

Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat	31 grudnia 2007 (przed odpisem)	odpis DCF	31 grudnia 2007 (po odpisie)
Zysk z działalności operacyjnej	2 168 937	(1 317 341)	851 596
Zysk przed opodatkowaniem	2 320 069	(1 317 341)	1 002 728
Podatek dochodowy	(336 512)	249 849	(86 663)
Zysk netto	1 983 557	(1 067 492)	916 065

Skonsolidowany bilans

	31 grudnia 2007 (przed odpisem)	odpis DCF	31 grudnia 2007 (po odpisie)
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	23 448 431	(1 317 341)	22 131 090
w tym: Rzeczowe aktywa trwałe	20 032 850	(1 317 341)	18 715 509
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	6 270 811	–	6 270 811
Suma Aktywów	29 719 242	(1 317 341)	28 401 901
PASYWA			
Kapitał własny	22 089 257	(1 067 492)	21 021 765
w tym: Zyski zatrzymane	11 006 919	(1 067 492)	9 939 427
Suma Zobowiązań	7 629 985	(249 849)	7 380 136
Suma Pasywów	29 719 242	(1 317 341)	28 401 901

Konieczność dokonania powyższej korekty wynika z oszacowania w 2004 roku wartości majątku trwałego Spółek w oparciu o prognozowane przepływy pieniężne z założeniem uwzględniania w polityce taryfowej realiów rynkowych. Skala odpisu aktualizującego jest zatem efektem, trwającej niezmiennie od lat, polityki administracyjnego regulowania cen paliwa gazowego prowadzonej bez uwzględniania tychże realiów.

Dokonany odpis aktualizujący nie miał żadnego wpływu na przepływy środków pieniężnych Grupy oraz na jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG SA, w tym na ewentualną dywidendę.

Przewiduje się, że kolejne, przyszłe taryfy spółek OSD będą sukcesywnie dopuszczać w stawkach dystrybucyjnych wzrost zwrotu z zaangażowanego kapitału. Proces dochodzenia do pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału będzie rozłożony na kilka lat, a towarzyszyć mu będą działania związane z poprawą efektywności funkcjonowania spółek, po wydzieleniu działalności obrotu. Jeżeli kolejne taryfy dla spółek OSD będą zatwierdzane z opóźnieniami i okres ich obowiązywania będzie wydłużany, to istnieje ryzyko dokonywania dalszych odpisów aktualizujących wartość majątku tych spółek.

12. Nieruchomości inwestycyjne

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia	6 765	10 553
Zwiększenie stanu	–	–
Zmniejszenie stanu	(5)	(8)
Przeniesienia z rzeczowych aktywów trwałych	4 512	(3 318)
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	15	–
Amortyzacja za rok obrotowy	(709)	(462)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	10 578	6 765
Na początek okresu		
Wartość brutto	9 505	13 680
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 740)	(3 127)
Wartość bilansowa netto	6 765	10 553
Na koniec okresu		
Wartość brutto	14 398	9 505
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 820)	(2 740)
Wartość bilansowa netto	10 578	6 765

Składnikami inwestycji w nieruchomości Grupy są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe a także grunty. Wartość bilansowa budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 4 285 tysięcy złotych (2 031 tysięcy złotych w 2006 roku), natomiast wartość bilansowa budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 4 392

tysięcy złotych (4 734 tysięcy złotych w 2006 roku). Ponadto w 2007 roku do nieruchomości inwestycyjnych zostały zaliczone grunty o wartości bilansowej 1 901 tysięcy złotych.

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 2 813 tysięcy złotych (2 714 tysiące złotych w 2006 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 1 959 tysięcy złotych (1 311 tysięcy złotych w 2006 roku).

Ze względu na nieistotność pozycji nieruchomości inwestycyjnych w bilansie, Grupa nie dokonuje wyceny tych nieruchomości w celu ustalenia ich wartości godziwych.

13. Wartości niematerialne

31 grudnia 2007	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2007 roku, z uwzględnieniem umorzenia	592	–	80 215	80 807
Zwiększenie stanu	–	–	4 110	4 110
Zmniejszenie stanu	–	–	(1 821)	(1 821)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	883	–	37 030	37 913
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	–	–	(7 762)	(7 762)
Amortyzacja za rok obrotowy	(343)	–	(28 268)	(28 611)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	1 132	–	83 504	84 636
Na dzień 1 stycznia 2007 roku				
Wartość brutto	1 262	–	141 974	143 236
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(670)	–	(61 759)	(62 429)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2007 roku	592	–	80 215	80 807
Na dzień 31 grudnia 2007 roku				
Wartość brutto	2 145	–	189 805	191 950
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 013)	–	(106 301)	(107 314)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2007 roku	1 132	–	83 504	84 636

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
31 grudnia 2006				
Na dzień 1 stycznia 2006 roku, z uwzględnieniem umorzenia	844	–	75 708	76 552
Zwiększenie stanu	–	–	31 293	31 293
Zmniejszenie stanu	–	–	(34 801)	(34 801)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	–	–	34 897	34 897
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	–	–	(270)	(270)
Amortyzacja za rok obrotowy	(252)	–	(26 612)	(26 864)
Na dzień 31 grudnia 2006 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	592	–	80 215	80 807
Na dzień 1 stycznia 2006 roku				
Wartość brutto	1 262	–	111 604	112 866
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(418)	–	(35 896)	(36 314)
Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2006 roku	844	–	75 708	76 552
Na dzień 31 grudnia 2006 roku				
Wartość brutto	1 262	–	141 974	143 236
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(670)	–	(61 759)	(62 429)
Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2006 roku	592	–	80 215	80 807

13. a. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne i prawne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Koszty zakończonych prac rozwojowych				
Na dzień 1 stycznia 2007 roku	–	–	270	270
Zwiększenie stanu	–	–	7 762	7 762
Zmniejszenie stanu	–	–	–	–
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	–	–	8 032	8 032
Na dzień 1 stycznia 2006 roku				
Zwiększenie stanu	–	–	270	270
Zmniejszenie stanu	–	–	–	–
Na dzień 31 grudnia 2006 roku	–	–	270	270

14. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Udziały i akcje nie notowane na giełdzie (wartość brutto)	72 817	71 438
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	–	–
Razem brutto	72 817	71 438
Udziały i akcje nie notowane na giełdzie (wartość netto)*	19 997	18 112
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	–	–
Razem netto	19 997	18 112

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

15. Inne aktywa finansowe

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.a.)	2 288 845	3 272 126
Udzielone pożyczki	2 070	7 421
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	–	163
Należności z tytułu gwarancji i zabezpieczeń	1 230	1 208
Lokaty długoterminowe	211	138
Pozostałe	1 868	1 744
Razem brutto	2 294 224	3 282 800
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 070)	(7 421)
Razem netto	2 292 154	3 275 379

15. a. Leasing finansowy

Umowa leasingu z dnia 6 lipca 2005 roku zawarta pomiędzy PGNiG SA i OGP Gaz-System Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz-System SA) stanowi element „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA” przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku. Rozdzielenie działalności przesyłowej od działalności produkcyjno-handlowej nastąpiło poprzez oddanie majątku przesyłowego do użytkowania Gaz-System SA. Przedmiot leasingu stanowią nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe. Umowa została zawarta na okres 17 lat.

Suma opłat pomniejszonych o dyskonto, ustalona w dniu zawarcia umowy i przypadająca do zapłaty w okresie jej obowiązywania, przekracza 90% wartości rynkowej przedmiotu umowy na ten dzień. W związku z tym leasing ten ujmowany

jest jako leasing finansowy zgodnie z MSR 17. Opłata leasingowa zawiera część kapitałową i odsetkową. Część odsetkowa ustalana jest w oparciu o stawki WIBOR 3M w miesiącu poprzedzającym miesiąc, którego dotyczy naliczana rata leasingowa, powiększona o marżę.

Wpływy związane z umową leasingu systemu przesyłowego:

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Rata odsetkowa	219 991	268 617
Rata kapitałowa	188 879	225 327
Razem	408 870	493 944

W poniższej tabeli został przedstawiony podział należności z tytułu leasingu finansowego, według okresów spłaty:

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
– poniżej 1 roku	163 772	218 924
– powyżej 1 roku do 5 lat	593 676	797 432
– powyżej 5 lat	1 695 169	2 474 694
Razem	2 452 617	3 491 050
– należności krótkoterminowe	163 772	218 924
– należności długoterminowe	2 288 845	3 272 126

16. Aktywo z tytułu podatku odroczonego

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	11 628	15 617
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	70 299	59 088
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	3 141	2 804
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	5 892	4 819
Rezerwa na likwidację odwiertów	75 756	88 933
Odpisy aktualizujące środki trwałe	71 765	86 413
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	10 236	10 333
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	544	662
Wycena transakcji terminowych	6 911	29 680
Ujemne różnice kursowe	19 528	7 532
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	180	1 133
Opłata przyłączeniowa	59 973	35 878
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	17 276	16 324
Strata podatkowa	4 752	7 781
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	–	23 512
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	11 815	12 843
Pozostałe	50 118	50 087
Razem	419 814	453 439

17. Pozostałe aktywa trwałe

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Materiały wielokrotnego użytku	3 580	10 545
Koszty finansowe rozliczane w czasie	47	3 833
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	722	21
Rozliczenia międzyokresowe czynne dotyczące środków trwałych oddanych w leasing	312	32 491
Udostępnienie informacji geologicznej	24 688	301
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	1 524	1 481
Razem	30 873	48 672

18. Zapasy

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 226 794	1 344 854
paliwo gazowe	958 302	1 145 864
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 193 990	1 313 369
paliwo gazowe	958 302	1 145 864
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	15 658	18 956
Według wartości netto możliwej do uzyskania	14 465	18 718
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	6 143	17 801
Według wartości netto możliwej do uzyskania	6 087	17 720
Towary		
Według cen nabycia	1 702	1 626
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 438	1 396
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) oraz wartości netto możliwej do uzyskania	1 215 980	1 351 203

19. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Należności z tytułu dostaw i usług	3 536 650	2 549 206
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	48 463	48 207
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	283 221	272 218
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	6 080	2 779
Wymagalna część udzielonych pożyczek	141 536	198 820
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 378	3 952
Należności z tytułu leasingu finansowego	163 772	218 924
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	85 798	83 747
Pozostałe należności	149 499	159 583
Razem należności brutto	4 417 397	3 537 436
W tym należności brutto od jednostek powiązanych (nota 36.a.)	278 175	334 726
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.a.)	(1 086 351)	(1 064 025)
Razem należności netto	3 331 046	2 473 411
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	2 805 602	1 901 721
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	3 689	3 182
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	283 221	272 218
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	6 080	2 779
Wymagalna część udzielonych pożyczek	–	–
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 378	3 932
Należności z tytułu leasingu finansowego	163 772	218 924
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	2 193	30
Pozostałe należności	64 111	70 625
W tym należności netto od jednostek powiązanych (nota 36.a.)	8 260	7 144

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży paliwa gazowego oraz usług dystrybucyjnych.

Standardowe terminy płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowane w spółkach Grupy Kapitałowej wynoszą 14–30 dni.

19. a. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Odpis aktualizujący, bilans otwarcia	(1 064 025)	(1 133 210)
Utworzenie odpisu	(421 785)	(105 182)
Rozwiązanie odpisu	395 934	180 295
Wykorzystanie odpisu	8 172	6 704
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(4 647)	(12 632)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 086 351)	(1 064 025)

20. Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	184 556	75 201
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego*	312	(13 696)
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	17 187	30 883
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	17 499	17 187
Podatek dochodowy (koszt okresu)	578 753	366 366
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(482 222)	(243 315)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	281 399	184 556

* Grupa kapitałowa nie jest podatkową grupą kapitałową w związku z tym należności i zobowiązania z tytułu podatku bieżącego od osób prawnych nie są kompensowane.

21. Rozliczenia międzyokresowe

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Koszty zagospodarowania złóż	27 879	–
Ubezpieczenia majątkowe	7 276	5 906
Wycena kontraktów długoterminowych	5 342	8 137
Udostępnienie informacji geologicznej	2 375	98
Serwis, aktualizacja programów	3 357	2 183
Remonty rozliczane w czasie	2 932	1 509
Rozliczenia międzyokresowe czynne dotyczące środków trwałych oddanych w leasing	18 174	2 571
Czynsze i opłaty	1 852	3 720
Koszty finansowe rozliczane w czasie	207	1 523
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	12 961	6 679
Razem	82 355	32 326

22. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	6 678	6 678
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	–	–
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	45	146
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	18 491	18 141
Bony skarbowe (wartość brutto)	–	1 108
Razem brutto	25 214	26 073
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	3 870	3 870
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	–	–
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	45	146
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	18 491	18 141
Bony skarbowe (wartość netto)	–	1 108
Razem netto	22 406	23 265

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

23. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Środki pieniężne w kasie i w banku	211 570	191 797
Lokaty bankowe	725 002	2 828 888
Krótkoterminowe o wysokiej płynności papiery wartościowe*	635 800	504 726
Inne środki pieniężne**	11 263	13 667
Razem	1 583 635	3 539 078

* Są to bony (handlowe, skarbowe, NBP, itp.), certyfikaty depozytowe o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

** Są to środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Spółki Grupy lokują środki pieniężne w renomowanych polskich i międzynarodowych bankach, w efekcie wystąpienie koncentracji ryzyka związanego z lokowaniem środków pieniężnych jest ograniczone.

24. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży

W Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano następujące pozycje aktywów:

Nazwa składnika aktywów trwałych (lub grupy)	Oczekiwany termin zbycia	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2007 (w tysiącach złotych)	Warunki zbycia
Grunty i prawo wieczystego użytkowania gruntów	2008 rok	315	sprzedaż w wyniku przetargu
Budynki i budowle	2008 rok	130	sprzedaż w wyniku przetargu
Urządzenia techniczne i maszyny	2008 rok	3	sprzedaż w wyniku przetargu
Środki transportu	2008 rok	–	sprzedaż w wyniku przetargu
Pozostałe	2008 rok	–	sprzedaż w wyniku przetargu
Razem		448	

25. Aktywa warunkowe

25. a. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych	Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Bank lub inna instytucja, wystawiająca należności warunkowe	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
Należności warunkowe otrzymane przez PGNiG SA						
PBG SA	14 516	PLN	14 516	27 październik 2008	Bank Pekao SA	gwarancja dobrego wykonania umowy
K.D.P. Sp. z o.o.	8 400	PLN	8 400	30 czerwiec 2009	K.D.P. Sp. z o.o.	oświadczenie*
Huta Szkła Wymiarki SA	4 815	PLN	4 815	30 czerwiec 2008	Huta Szkła Wymiarki SA	przelew wierzytelności na zabezpieczenie, zastaw rejestrowy
Huta Szkła Wymiarki SA	4 535	PLN	4 535	30 czerwiec 2008	Huta Szkła Wymiarki SA	hipoteka zwykła łączna, oświadczenie*
Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	2 871	PLN	2 871	30 marzec 2009	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	oświadczenie*
Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki SIARKOPOL SA	2 703	PLN	2 703	30 czerwiec 2008	Bank BPH SA Oddział w Kielcach oraz Bank Pekao SA I Oddział w Staszowie	pełnomocnictwo do dysponowania środkami pieniężnymi
GASLINIA Sp. z o.o.	2 300	PLN	2 300	21 grudzień 2017	GASLINIA Sp. z o.o.	oświadczenie*
KRI SA	2 000	PLN	2 000	17 grudzień 2017	KRI SA	oświadczenie*
PKN ORLEN SA	2 000	PLN	2 000	15 styczeń 2008	Bank BPH SA	gwarancja przetargowa
Minex Centrala Exportowo-Importowa SA	1 035	PLN	1 035	15 grudzień 2008	Minex Centrala Exportowo-Importowa SA	gwarancja właściwego usunięcia wad i usterek
PBG SA	1 035	PLN	1 035	30 wrzesień 2008	TUIR WARTA SA	gwarancja należytego wykonania umowy
POL-AQUA SA	1 021	PLN	1 021	30 grudzień 2007	PZU SA	gwarancja należytego wykonania umowy
PZU Oddział Okręgowy w Łodzi	920	PLN	920	30 czerwiec 2010	Millennium Bank SA	gwarancja należytego wykonania umowy
ZRUG Sp. z o.o. Poznań	791	PLN	791	27 kwiecień 2011	Hestia SA	gwarancja należytego wykonania umowy i gwarancja jakości
POLMAX SA Świebodzin	750	PLN	750	30 wrzesień 2008	BRE BANK SA	gwarancja terminowej płatności
BRENTAG POLSKA Sp. z o.o. Kędzierzyn Koźle	703	PLN	703	10 luty 2009	ABN AMRO Bank Polska SA	gwarancja bankowa
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	698	PLN	698	14 lipiec 2008	PKO BP SA	gwarancja bankowa, oświadczenie*
STALBUD TARNÓW Sp. z o.o.	616	PLN	616	22 grudzień 2007	Generali Towarzystwo Ubezpieczeń SA	gwarancja należytego wykonania kontraktu
INTERSPEED PHUP Sp. z o.o. Ostrowiec Św.	600	PLN	600	31 marzec 2008	ING Bank Śląski SA	gwarancja bankowa
Gazomontaż SA	531	PLN	531	4 grudzień 2010	TUIR WARTA SA	gwarancja należytego wykonania umowy
GAZSTAL SA Zielona Góra	529	PLN	529	10 styczeń 2008	Bank BPH SA Lubuskie Centrum Korporacyjne Zielona Góra	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	9 040	PLN	9 040	od 2007 do 2011	Różne podmioty	gwarancje bankowe, należytego wykonania umowy itp.
Należności warunkowe otrzymane przez Spółki Dystrybucyjne						
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	2 979	PLN	2 979	od 2007 do 2010	Różne podmioty	gwarancje bankowe, należytego wykonania umowy itp.
Należności warunkowe otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG						
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	2 502	PLN	2 502	od 2007 do 2010	Różne podmioty	gwarancje bankowe, należytego wykonania umowy itp.
Razem			67 890			

* Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 § 1 pkt 4 k. p. c.

25. b. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle otrzymane przez PGNiG SA				
K.D.P. Sp. z o.o.	8 361	PLN	8 361	30 kwiecień 2008
Huta Szkła Wymiarki SA	4 535	PLN	4 535	30 czerwiec 2008
Porcelana Śląska Sp. z o.o.	3 333	PLN	3 333	bezterminowo
Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki SIARKOPOL SA	2 703	PLN	2 703	30 czerwiec 2008
ZP Jopex Franciszek Jopek	2 570	PLN	2 570	bezterminowo
Huta Szkła Deco-Glass Krosno	2 000	PLN	2 000	bezterminowo
Minex Centrala Exportowo-Importowa SA	1 035	PLN	1 035	15 grudzień 2008
Kuźnia Glinik Sp. z o.o. Gorlice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Szkła MAKORA s.j. Krosno	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
HUTA SZKŁA LUCYNA Zakład NYSA	900	PLN	900	bezterminowo
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	698	PLN	698	30 czerwiec 2008
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	3 494	PLN	3 494	od 2007 do 2011
Weksle otrzymane przez Spółki Dystrybucyjne				
ZRUG Spółka z o.o. Poznań	2 266	PLN	2 266	2007–2010
GAZOBUDOWA Sp. z o.o. Poznań	706	PLN	706	2005–2010
PHARMGAS Sp. z o.o.	2 135	PLN	2 135	2007–2010
PBG SA	1 231	PLN	1 231	2008–2011
PHARMGAS Sp. z o.o.	723	PLN	723	28 grudzień 2009
TESGAS Sp. z o.o.	647	PLN	647	2007–2010
PUH INTER-TECH Komorniki	600	PLN	600	2007–2010
PHARMGAS Sp. z o.o.	524	PLN	524	30 styczeń 2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	3 958	PLN	3 958	2007–2011, termin ważności umowy
Weksle otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG				
IZOTAL SA	1 500	PLN	1 500	6 wrzesień 2012
EKO OPEN Sp. z o.o. Płock	644	PLN	644	16 listopad 2008
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	3 070	PLN	3 070	2007–2011, termin ważności umowy
Razem			49 633	

26. Kapitał podstawowy

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał zakładowy, razem (w tysiącach złotych)	5 900 000	5 900 000

27. Kredyty, pożyczki i papiery dłużne

	Waluta	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006	Zabezpieczenie
		Wartości w walucie				Wartości w PLN		
Długoterminowe								
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	10 733	16 643	6–9%	2008–2010	10 733	16 643	–
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	5 998	10 048	Średnio 8%	11 lipiec 2010	12 963	23 957	–
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	3 154	1 555	Libor 1M	20 wrzesień 2012	7 681	4 526	–
Kredyt konsorcjalny***	EUR	–	600 000	Euribor 3M+0,25	27 lipiec 2010	–	2 298 720	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Razem długoterminowe						31 377	2 343 846	
Krótkoterminowe								
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	21 803	30 737	6–9%	2008	21 803	30 737	–
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	4 469	4 868	Średnio 8%	2008	9 659	11 605	–
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	USD	759	413	Libor 1M	2008	1 848	1 201	–
Bieżąca część kredytu konsorcjalnego*	EUR	–	1 283	Euribor 3M+0,25	2007	–	4 917	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Kredyt krótkoterminowy w banku Pekao SA	PLN	20 890	13 264	Wibor 1M+0,4	28 wrzesień 2008	20 890	13 264	Hipoteka na nieruchomości, cesja wierzytelności z obecnych i przyszłych kontraktów
Linia kredytowa w banku Societe Generale SA	PLN	2 768	–	Wibor 1M+0,8	31 październik 2008	2 768	–	Cesja należności i weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Millennium SA	PLN	9 304	5 680	Wibor 1M+0,25	23 grudzień 2008	9 304	5 680	Weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Raiffeisen Bank SA	PLN	–	2 278	Wibor 1W+0,40	30 maj 2007	–	2 278	Weksel in blanco
Kredyt obrotowy w banku BRE SA	PLN	–	4 700	Wibor 1M+0,45	25 sierpień 2007	–	4 700	Weksel in blanco
Kredyt obrotowy w banku Pekao SA	PLN	–	2 959	Wibor 1M+0,40	31 maj 2007	–	2 959	Weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	192	1 500	Wibor 1M+0,40	31 maj 2008	192	1 500	Weksel in blanco
Kredyt krótkoterminowy w banku BPH SA	PLN	–	1 002	Wibor 1M+1,5	28 wrzesień 2007	–	1 002	Weksel, zapasy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	3 946	–	Wibor 1M+0,7	31 grudzień 2008	3 946	–	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt obrotowy w banku Pekao SA	PLN	4 000	–	Wibor 1M+0,7	28 grudzień 2008	4 000	–	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPH SA	PLN	–	13 923	Wibor 1M+0,3	30 wrzesień 2007	–	13 923	Hipoteka na nieruchomości
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPH SA	PLN	19 462	–	Libor 1M+0,3	30 wrzesień 2008	19 462	–	Cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale SA	PLN	–	1 668	Libor 1M+0,8	30 wrzesień 2007	–	3 978	Cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale SA	USD	1 484	–	Libor 1M+0,4	31 sierpień 2008	3 615	–	Cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPH SA	PLN	–	5 899	Wibor 1M+0,3	30 wrzesień 2007	–	5 899	Przewłaszczenie
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BGK SA	PLN	–	8 283	Wibor 3M+0,5	25 kwiecień 2007	–	8 283	Przewłaszczenie
Linia kredytowa w banku ING Bank Śląski SA	PLN	4 801	293	Wibor 1M+1,2	27 listopad 2008	4 801	293	Weksel in blanco, cesje wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BRE SA	PLN	1 236	–	Wibor 1M+1,2	13 listopad 2008	1 236	–	Kaucje pieniężne, hipoteka, cesja z polisy ubezpieczeniowej
Kredyt obrotowy w banku BRE SA	PLN	3 000	–	Wibor 1M+1,2	30 kwiecień 2008	3 000	–	Kaucje pieniężne, hipoteka, cesja z polisy ubezpieczeniowej
Kredyt krótkoterminowy w banku ING Bank Śląski SA	PLN	200	–	Wibor 1M+0,5	30 czerwiec 2008	200	–	–
Kredyt krótkoterminowy w banku Komerční Banka a.s. Czechy	CZK	–	5 000	Pribor 1M+1,5	30 czerwiec 2007	–	697	Cesja należności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Komerční Banka a.s. Czechy	CZK	–	4 198	Pribor 1M+1,5	31 maj 2007	–	585	Cesja należności
Kredyt krótkoterminowy w banku Volkswagen Bank Polska SA	PLN	–	68	0% kredyt kupiecki	17 marzec 2007	–	68	Przewłaszczenie
Pożyczka od osoby fizycznej (w spółce zależnej)	PLN	–	52	Wibor 1M+0,5	31 grudzień 2007	–	52	–
Razem krótkoterminowe						106 724	113 621	

* Umowa kredytu konsorcjalnego z dnia 27 lipca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG SA a Bankiem Handlowym w Warszawie SA, Bankiem Polska

Kasa Opieki SA, Cylon SA, Fortis Bankiem N.V., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski SA oraz Societe Generale SA Oddział w Polsce.

W dniu 8 maja 2007 roku Zarząd PGNiG SA podjął uchwałę nr 297/2007 w sprawie redukcji zadłużenia Jednostki Dominującej w drodze spłaty kredytu terminowego w kwocie 600 000 tysięcy EUR, ze środków własnych Jednostki Dominującej, innych niż środki pozyskane przez Jednostkę Dominującą z emisji akcji serii B, po wcześniejszym zapewnieniu przez Spółkę środków w tej samej wysokości w formie odnawialnej linii kredytowej.

Redukcja zadłużenia ze środków własnych Jednostki Dominującej, innych niż środki pozyskane przez Jednostkę Dominującą z emisji akcji serii B, nie będzie mieć niekorzystnego wpływu na możliwość oraz harmonogram realizacji projektów inwestycyjnych. Rozwiązanie przyjęte przez Jednostkę

Dominującą wpłynie na znaczną redukcję kosztów obsługi jej zadłużenia poprzez wyeliminowanie sytuacji, w której Jednostka Dominująca wykorzystując kredyt jest jednocześnie inwestorem tych środków na rynku finansowym, ponosząc koszt marży rynkowej.

Jednocześnie Zarząd Jednostki Dominującej podkreślił, że aktualne pozostają projekty inwestycyjne opisane w prospekcie emisyjnym akcji serii B, które nadal są realizowane z wykorzystaniem środków pozyskanych z emisji tych akcji.

Ponadto Grupa dysponowała liniami kredytowymi, które zostały przedstawione w poniższej nocie.

27. a. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	31 grudnia 2007		31 grudnia 2006	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
Komercni Banka a.s. Ostrava Czechy	1 348	1 348	1 393	112
Societe Generale SA	3 000	232	3 000	3 000
BPH SA	–	–	18 000	4 736
BRE Bank SA	5 000	5 000	5 000	300
RAIFFEISEN BANK SA	6 000	6 000	6 000	3 722
PEKAO SA	4 500	4 308	4 500	41
Societe Generale SA	5 000	5 000	–	–
Millennium SA	10 000	696	6 000	319
PEKAO SA	8 000	54	5 000	5 000
BPH SA	–	–	2 000	998
BPH SA	20 000	538	20 000	6 077
Societe Generale SA	3 653	38	4 366	579
BGK SA	10 000	10 000	10 000	1 717
BPH SA	6 000	6 000	6 000	101
BPH SA	–	–	3 787	3 598
HSBC SA	–	–	2 911	2 037
BRE Bank SA	2 000	764	2 000	2 000
ING Bank	5 000	199	3 000	2 707
BZ WBK SA	2 000	2 000	–	–
Millennium SA	–	–	1 400	1 400
PEKAO SA	40 000	40 000	40 000	40 000
PKOBP SA	40 000	40 000	40 000	40 000
PEKAO SA (dawne BPH SA)	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Handlowy SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Societe Generale SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium SA	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank SA	40 000	40 000	–	–
Razem	371 501	322 177	344 357	278 444

Linie kredytowe, jakkolwiek nie w pełni wykorzystywane, podnoszą bezpieczeństwo Grupy w zakresie regulowania bieżących zobowiązań.

28. Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego (wykazane w zobowiązaniach)

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2007		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w bilansie	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	33 310	2 184	35 494
od 1 roku do 5 lat	31 371	1 361	32 732
pow. 5 lat	6	–	6
Razem	64 687	3 545	68 232

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2006		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w bilansie	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	43 543	3 397	46 940
od 1 roku do 5 lat	45 126	2 292	47 418
pow. 5 lat	–	–	–
Razem	88 669	5 689	94 358

Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne
Spółki Grupy Kapitałowej prowadzą program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

29. Rezerwy

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na osłony socjalne	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2007 roku	337 499	82 198	14 760	740 645	4 068	85 153	–	9 740	79 584	1 353 647
Utworzone w ciągu roku obrotowego	107 075	3 039	2 006	70 315	–	742	22 500	–	73 730	279 407
Przeniesienia	–	–	4 869	–	–	(481)	–	–	(9 253)	(4 865)
Wykorzystane	(85 702)	(24 038)	(5 635)	(104 127)	(2 068)	(879)	–	(2 200)	(68 515)	(293 164)
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	358 872	61 199	16 000	706 833	2 000	84 535	22 500	7 540	75 546	1 335 025
Długoterminowe 31 grudnia 2007 roku	304 020	38 802	11 467	684 552	–	81 276	–	–	33 688	1 153 805
Krótkoterminowe 31 grudnia 2007 roku	54 852	22 397	4 533	22 281	2 000	3 259	22 500	7 540	41 858	181 220
Na dzień 31 grudnia 2007 roku	358 872	61 199	16 000	706 833	2 000	84 535	22 500	7 540	75 546	1 335 025
Długoterminowe 31 grudnia 2006 roku	281 837	58 826	9 017	713 381	–	84 411	–	–	32 410	1 179 882
Krótkoterminowe 31 grudnia 2006 roku	55 662	23 372	5 743	27 264	4 068	742	–	9 740	47 174	173 765
Na dzień 31 grudnia 2006 roku	337 499	82 198	14 760	740 645	4 068	85 153	–	9 740	79 584	1 353 647

Przyjęte do wyliczeń stopy procentowe	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Stopa wzrostu średniego miesięcznego wynagrodzenia	3,0%	3,0%
Realna roczna stopa dyskonta	3,8%	3,8%
Razem stopa procentowa do wyliczeń odsetek	6,8%	6,8%

Rezerwa na nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w bilansie w wysokości zobowiązania netto, czyli po skorygowaniu o nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia – świadczenia, do których nie nabyto uprawnień.

Nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia rozliczne są w bieżący rachunek wyników przez okres 15 lat.

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	240 476	198 343
Koszty odsetek	9 138	3 769
Koszty bieżącego zatrudnienia	16 247	14 519
Wyplacone świadczenia	(38 633)	(34 216)
Aktuarialny zysk/strata	42 885	58 061
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(7 017)	–
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	263 096	240 476
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	97 024	99 348
Koszty bieżącego zatrudnienia	5 750	5 081
Koszty odsetek	4 015	1 717
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	75	(832)
Wyplacone świadczenia	(8 286)	(5 816)
Koszty przeszłego zatrudnienia	909	909
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(3 711)	–
Pozostałe	–	(3 384)
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	95 776	97 023
Razem wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	358 872	337 499

Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Spółka dokonuje wypłat deputatów gazowych emerytom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Spółka

zaprzestanie wypłaty deputatów. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.

Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwę na wypłatę osłon socjalnych wypłacaną pracownikom zwalnianym w związku z realizacją programu restrukturyzacji zatrudnienia. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o planowaną redukcję zatrudnienia oraz kwoty jednorazowych wypłat odpraw osłonowych.

Rezerwa na koszty restrukturyzacji ujmowana jest tylko wtedy, gdy Grupa ogłosiła wszystkim zainteresowanym stronom szczegółowy i formalny plan restrukturyzacji.

Pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne

Spółka tworzy również inne rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne, m.in. rezerwę na wypłatę odpraw z tytułu zwolnień grupowych.

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Spółka tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w wysokości od 3% do 10% wartości amortyzacji podatkowej majątku kopalnianego w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Wartość rezerwy na koszty likwidacji odwiertów korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

Rezerwa na karę Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK)

Największą pozycję w tej grupie rezerw stanowiła rezerwa na nałożoną przez Prezesa UOKiK na PGNiG SA karę. Zdaniem UOKiK PGNiG SA nadużyła pozycji dominującej zwałając z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni należącej do Gminy Miejskiej w Wysokiem Mazowieckiem do istniejącej stacji pomiarowej.

W związku z uprawomocnieniem się wyroku Sądu Apelacyjnego zmieniającego decyzję Prezesa UOKiK, w ten sposób, że kwota wymierzonej kary uległa zmniejszeniu, Spółka dokonała w 2006 roku rozwiązania rezerwy z tego tytułu, a następnie w lutym 2007 roku dokonała faktycznej zapłaty zmniejszonej kary, wykorzystując jednocześnie pozostałą część rezerwy.

W związku z powyższym pozostałe saldo rezerwy na koniec 31 grudnia 2007 roku dotyczy wyłącznie kary Prezesa UOKiK, który uznał działanie PGNiG SA 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 dla PHZ Bartimpex SA.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwy na przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

Centralny Fundusz Restrukturyzacji

Centralny Fundusz Restrukturyzacji został utworzony w celu zapewnienia świadczeń osłonowych dla uprawnionych pracowników objętych Programem Restrukturyzacji. Szczegółowe zasady działania funduszu oraz katalog zwiększeń i wydatków z funduszu są określone w uchwałach wewnętrznych Spółki.

Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej

W związku z wniesieniem przez firmę SGT EUROPOL GAZ SA sprawy przeciwko decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dotyczącej taryf za przesył gazu w roku 2007, Jednostka Dominująca przeprowadziła kalkulację dodatkowych kosztów, które poniesie PGNiG SA w sytuacji uchylenia taryfy za 2007 rok. Zgodnie z ostatnią ważną taryfą obowiązującą w drugiej połowie 2005 roku szacunkowa dopłata za usługę przesyłu gazu w 2007 roku może wynieść 22 500 tysięcy złotych. W związku z powyższym PGNiG SA zawiązała w 2007 roku rezerwę w kwocie 22 500 tysięcy złotych na poczet ww. opłaty.

Pozostałe rezerwy

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą też inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością handlową.

30. Rozliczenia międzyokresowe przychodów

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	707 721	775 465
Oplata przyłączeniowa	427 203	365 566
Pozostałe	7 442	3 239
Razem długoterminowe	1 142 366	1 144 270
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	60 888	55 620
Oplata przyłączeniowa	15 720	15 021
Prognoza sprzedaży gazu	396 612	–
Pozostałe	13 841	26 941
Razem krótkoterminowe	487 061	97 582

31. Rezerwa na podatek odroczony

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Dodatnie różnice kursowe	2 619	3 109
Naliczone odsetki	1 605	1 427
Wycena instrumentów finansowych	3 112	1 087
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	13 338	69 209
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 502 548	1 975 225
Pozostałe	7 137	6 017
Razem	1 530 359	2 056 074

32. Inne zobowiązania długoterminowe

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	20 577	388
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	1 082	809
Razem	21 659	1 197

33. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	885 061	977 506
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	9 894	17 455
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	800 840	612 060
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	124 204	113 429
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	40 421	34 062
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	32 164	20 619
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	271 484	208 211
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	34 092	44 255
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	82 472	82 472
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	27 794	9 316
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	910	1 069
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	66 734	24 772
Pozostałe	31 911	28 261
Razem	2 407 981	2 173 487
W tym jednostki powiązane (nota 39.a.)	155 162	154 567

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 43.

34. Przyczyny występowania różnic pomiędzy bilansowymi pozycjami oraz zmianami wynikającymi ze zmian niektórych pozycji z rachunku przepływów środków pieniężnych

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
1) Środki pieniężne w bilansie na początek okresu	3 539 078	3 181 567
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	(20 136)	(4 618)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w rachunku przepływów pieniężnych na początek okresu (1 – a)	3 559 214	3 186 185
2) Środki pieniężne w bilansie na koniec okresu	1 583 635	3 539 078
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	(1 233)	(20 136)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w rachunku przepływów pieniężnych na koniec okresu (2 – b)	1 584 868	3 559 214
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w bilansie (2 – 1)	(1 955 443)	357 511
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b – a)	18 903	(15 518)
Zmiana stanu środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych (I. – II.)	(1 974 346)	373 029

* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w bilansie. W rachunku przepływów pieniężnych różnice te są eliminowane.

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Bilansowa zmiana innych aktywów finansowych	983 225	832 206
Bilansowa zmiana stanu należności netto	(857 635)	88 314
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych – korekta działalności inwestycyjnej	(983 280)	(834 081)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu – korekta działalności inwestycyjnej	(55 151)	(43 276)
Zmiana stanu należności z tytułu wpłaty z zysku (15%) do Skarbu Państwa – korekta działalności finansowej	–	(47 890)
Zmiana stanu należności z tytułu włączenia do konsolidacji spółki Investgas SA	–	5 239
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży WNIp oraz rzeczowych aktywów trwałych	(6 857)	(3 427)
Pozostałe	(3 929)	1 688
Zmiana stanu należności netto w rachunku przepływów pieniężnych	(923 627)	(1 227)

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Bilansowa zmiana stanu zapasów	135 223	(535 858)
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy – korekty działalności inwestycyjnej	1 511	56
Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych	136 734	(535 802)

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Bilansowa zmiana stanu rezerw	(18 622)	22 603
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwiertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe – korekta działalności inwestycyjnej	63 152	(114 412)
Zmiana stanu rezerw z tytułu włączenia do konsolidacji spółki Investgas SA	–	(7 969)
Zmiana stanu rezerw w rachunku przepływów pieniężnych	44 530	(99 778)

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Bilansowa zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	234 494	66 147
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu WNIp oraz rzeczowych aktywów trwałych	(53 110)	(99 200)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu wpłaty z zysku (15%) do Skarbu Państwa – korekta działalności finansowej	–	28 800
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu włączenia do konsolidacji spółki Investgas SA	–	(3 195)
Pozostałe	(1 034)	(3 164)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w rachunku przepływów pieniężnych	180 350	(10 612)

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Bilansowa zmiana stanu pozostałych aktywów	17 799	(31 424)
Bilansowa zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	(50 029)	(16 330)
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych – reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	(16 576)	35 062
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych czynnych z tytułu włączenia do konsolidacji spółki Investgas SA	–	126
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w rachunku przepływów pieniężnych	(48 806)	(12 566)

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Bilansowa zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych przychodów	387 575	(80 708)
Rozliczenia międzyokresowe przychodów dotyczące środków trwałych wyleasingowanych – reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	–	69 818
Otrzymane dotacje na środki trwałe	–	(411)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych przychodów w rachunku przepływów pieniężnych	387 575	(11 301)

35. Instrumenty finansowe i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

35. a. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości bilansowe)

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	–	–
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nie notowane na giełdzie)	23 867	21 982
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	–	–
Pożyczki i należności	6 713 237	8 826 802
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych (instrumenty zabezpieczające, ale nie stosowana rachunkowości zabezpieczeń)	17 442	5 723
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czeki i środki pieniężne w drodze)	222 833	205 464
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	1 570 112	3 851 981
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	36 185	55 067

* Spółka nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń.

Wykazane wartości instrumentów finansowych nie różnią się lub różnią się nieznacznie od ich wartości godziwej. Można więc uznać że wartości wykazane w powyższej tabeli są tożsame z ich wartościami godziwymi.

35. b. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	471	(2 552)
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	471	(2 552)
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	416 996	403 375
Odsetki od lokat, BSB, REPO	76 730	58 113
Odsetki od należności*	308 998	319 141
Odsetki od udzielonych pożyczek	14 070	17 257
Odpisy aktualizujące należności	(16 992)	(26 536)
Odpisy aktualizujące pożyczki	63 735	60 805
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	(29 545)	(25 405)
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	17 442	5 723
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(45 300)	(67 336)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(36 185)	(55 067)
Razem wpływ na wynik	353 424	284 143

* W tym odsetki od należności z tytułu leasingu finansowego w kwocie 219 085 tysięcy złotych w 2007 roku (268 617 tysięcy złotych w 2006 roku).

35. c. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Jednostka Dominująca prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- » ryzyko kredytowe;
- » ryzyko rynkowe w tym:
 - ryzyko stóp procentowych,
 - ryzyko walutowe,
 - ryzyko cen towarów;
- » ryzyko płynności.

Ryzyko kredytowe

Przez ryzyko kredytowe rozumiemy prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta firmy ze zobowiązań. Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych Grupy Kapitałowej jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Grupy. Grupa Kapitałowa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, którym Grupa powierza część swoich aktywów kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym

przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Grupa posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- » udzielonych pożyczek,
- » należności handlowych,
- » transakcji lokacyjnych,
- » zawartych finansowych instrumentów pochodnych,
- » udzielonych gwarancji finansowych.

Poniżej zostały przedstawione maksymalne wartości ekspozycji na ryzyko kredytowe dla poszczególnych klas instrumentów finansowych.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Udzielone pożyczki	-	-
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	1 379 549	3 353 146
Należności handlowe	5 333 688	5 473 656
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	17 442	5 723
Udzielone gwarancje finansowe	7 902 149	5 837 852
Razem	14 632 828	14 670 377

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom stowarzyszonym z Grupy Kapitałowej przez Jednostkę Dominującą. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA spółkom z Grupy Kapitałowej oraz z udziałem kapitałowym PGNiG SA”, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania przez co minimalizuje ekspozycję Jednostki Dominującej na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskującą spółkę szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym spółki zależne działają we wspólnym interesie firmy co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Na największe wartościowo ryzyko kredytowe narażone są należności. Większość kwoty należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego, które realizowane są przez PGNiG SA.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów sprzedaży paliwa gazowego, dotyczące zabezpieczenia należności handlowych.

Przed zawarciem umów sprzedaży o znacznej wartości przeprowadzana jest weryfikacja i analiza sytuacji finansowej przyszłego odbiorcy na podstawie ogólnie dostępnych informacji finansowych spółki (sprawdzenie przyszłego odbiorcy w Rejestrach Dłużników) w celu określenia wiarygodności finansowej odbiorcy. W przypadku ujawnienia wpisów w rejestrze dłużników PGNiG SA żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Spółka przeprowadza bieżące analizy w zakresie wykonywania przez odbiorców warunków umów w obszarze rozliczeń finansowych. Większość zawartych umów zobowiązuje odbiorców do dokonywania przedpłat w terminach określonych w umowach odbiorcy są zobowiązani dokonać zapłaty za faktycznie odebrane paliwo gazowe w terminach przewidzianych w umowach. Standardowo jest to termin 14 dni od daty wystawienia faktury. Stosowane są również inne terminy płatności.

Spółka zamierza wprowadzić badanie wiarygodności wszystkich odbiorców na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 6 miesięcy lub raz na 1 rok). Badanie to ma pokazać kondycję finansową każdego odbiorcy oraz określić na jaką skalę dany odbiorca może się zadłużyć aby nie stracić płynności finansowej, oraz doprowadzić do wykrycia przesłanek umożliwiających odbiorcy ogłoszenie upadłości.

PGNiG SA stosuje poniższe zabezpieczenia należytego wykonania umowy:

- » Hipoteka (zwykła, kaucyjna);
- » Gwarancja Bankowa;
- » Kaucja;
- » Zastaw zwykły i rejestrowy;
- » Gwarancja Ubezpieczeniowa;
- » Weksel In blanco;
- » Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji na podstawie art. 777 k.p.c.;
- » Cesję wierzytelności na umowach długoterminowych;
- » Depozyt pieniężny na rachunku wskazanym przez PGNiG SA Oddział Handlowy;
- » Rating;
- » Poręczenie.

W odniesieniu do nowo zawieranych umów wybór formy zabezpieczenia uzgadniany jest pomiędzy PGNiG a Odbiorcą. Przewiduje się, że w ramach obligatoryjnego procesu dostosowania zawartych umów do wymogów prawa energetycznego podjęte zostaną z niektórymi odbiorcami negocjacje zmierzające do ustanowienia lub wzmocnienia zabezpieczenia wykonania umowy.

Stan należności od odbiorców jest monitorowany na bieżąco, zgodnie z wewnętrznymi procedurami funkcjonującymi w Spółce. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane są stosowne czynności windykacyjne.

Podstawą podejmowania czynności windykacyjnych są „Wytyczne w sprawie zasad monitoringu i windykacji należności od odbiorców gazu/ropy/innych produktów” oraz „Procedura zarządzania należnościami odsetkowymi”. W trakcie czynności windykacyjnych wykorzystywane są instrumenty prawne oraz podejmowane czynności windykacyjne zmierzające do oceny poziomu zagrożenia i jego przyczyn. W tym względzie stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych: wezwanie do zapłaty, rozmowa telefoniczna z odbiorcą, zawiadomienie oraz realizacja wstrzymania dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust. 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności kierowane są powództwa do sądu oraz zgłoszenie odbiorcy do wpisu do Krajowego Rejestru Długów Biura Informacji Gospodarczej SA we Wrocławiu.

Opóźnienia w uregulowaniu płatności skutkują naliczeniem odsetek ustawowych.

W przypadku gdy odbiorca znajduje się przejściowo w trudnej sytuacji finansowej, na jego wniosek zawierane są porozumienia o ratalnej spłacie zadłużenia oraz jednocześnie negocjowane wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy.

Co do zasady aktualnie nie zawiera się porozumień o umorzeniu należności głównej i odsetek.

Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek na wniosek odbiorcy (przekraczające równowartość 5 000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej o uzyskanie zgody.

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2007 roku Grupa lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa.

Grupa wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającą się w zmianach ratingu finansowego przyznanego przez agencje ratingowe Fitch, Standards&Poor's i Moody's.

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Grupa Kapitałowa zasadniczo ogranicza się do ryzyka defaultu banku w którym Grupa zakupiła gwarancje. Jednakże banki w których Grupa zakupiła gwarancje są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu zatem prawdopodobieństwo wystąpienia defaultu i ryzyko związane z tym jest znikome.

Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków sprzedających gwarancje.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości bilansowej dodatniej wyceny według wartości godziwej. Podobnie jak w przypadku transakcji lokacyjnych pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto ze wszystkimi współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe.

Dzięki wszystkim tym działaniom Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Poprzez ryzyko rynkowe rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy firmy.

Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka, do których zalicza się:

- » ryzyko walutowe;
- » ryzyko stopy procentowej;
- » ryzyko cen towarów (gaz, ropa naftowa).

Ryzyko walutowe

Przez ryzyko walutowe rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy firmy.

W długoterminowej części zobowiązań finansowych Grupy Kapitałowej w 2007 roku ujęty był zaciągnięty kredyt denominowany w EUR – w wysokości 600 milionów EUR. Kredyt ten został spłacony i przekształcony w linię kredytową w dniu 14 maja 2007 roku. Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy paliwa gazowego denominowane są w USD i EUR.

Stopień narażenia na ryzyko walutowe dla Grupy jest znaczny i został przedstawiony w punkcie „Analiza wrażliwości”.

Głównym celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach płatnościom za dostawy paliwa gazowego. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje transakcje forward oraz strategie opcyjne.

Ryzyko stopy procentowej

Przez ryzyko stopy procentowej rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy firmy.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z udzielonych pożyczek oraz otrzymanych kredytów w Grupie Kapitałowej nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka. Jednostka Dominująca wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) codziennie monitorując wartość VAR. VAR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariacji – kowariancji przy użyciu aplikacji Mondrian.

Ryzyko towarowe

Przez ryzyko towarowe rozumiemy prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy firmy.

Ryzyko cenowe w Grupie związane głównie z kontraktami na dostawy paliwa gazowego jest znaczące. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen produktów ropopochodnych na giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy. Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania paliwa gazowego w okresie kwartału o więcej niż 5%. Jednostka Dominująca w 2007 roku nie identyfikowała szczególnie i nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku Grupa nie posiadała instrumentów finansowych, wycenianych do wartości godziwej lub według zamortyzowanego kosztu, narażonych na ryzyko zmian cen.

Ryzyko płynności

Głównym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowany cyklicznie co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki. Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Spółkę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez firmę działalności.

Grupa Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Grupa na koniec 31 grudnia 2007 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 371 501 tysięcy złotych (344 357 tysięcy złotych w 2006 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 27.a.

Linie kredytowe w 2007 roku były wykorzystywane nieznacznie przez niektóre spółki Grupy.

Aby nie wykazywać nadpłynności Grupa Kapitałowa nadwyżki środków finansowych lokuje przede wszystkim w rentowne papiery emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

Ryzyko płynności zostało znacząco ograniczone przez przyjęcie przez Zarząd Jednostki Dominującej w dniu 4 lipca 2007 roku „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG SA” Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne firmy i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie płynnością finansową Spółki, poprzez: realizację płatności, prognozowanie przepływów pieniężnych, optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi, pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych, zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych. Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą kontrolę przepływów pieniężnych uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu

	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
31 grudnia 2007				
do 1 roku	73 414	35 494	2 407 980	2 516 888
od 1 roku do 5 lat	–	32 733	17 654	50 387
pow. 5 lat	–	6	4 005	4 011
Razem	73 414	68 233	2 429 639	2 571 286
31 grudnia 2006				
do 1 roku	65 161	46 940	1 393 317	1 505 418
od 1 roku do 5 lat	2 298 720	47 418	1 170	2 347 308
pow. 5 lat	–	–	27	27
Razem	2 363 881	94 358	1 394 514	3 852 753

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek. Nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń umowy, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

Analiza wymagalności instrumentów pochodnych

	wartość bilansowa na dzień 31 grudnia 2007*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	3–5 lat	powyżej 5 lat
- transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	12 733	62 850	61 278	1 572	-	-
- wpływy	-	1 042 967	61 278	981 689	-	-
- wypływy	-	(980 117)	-	(980 117)	-	-
- opcje walutowe**	(32 537)	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	1 061	-	-	-	-	-
Razem	(18 743)	62 850	61 278	1 572	-	-

	wartość bilansowa na dzień 31 grudnia 2007*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	3–5 lat	powyżej 5 lat
- forwardy walutowe	(16 083)	(13 792)	(13 792)	-	-	-
- wpływy	-	1 047 780	1 047 780	-	-	-
- wypływy	-	(1 061 572)	(1 061 572)	-	-	-
- opcje walutowe**	(33 261)	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-	-
Razem	(49 344)	(13 792)	(13 792)	-	-	-

* Wartość bilansowa (pozytywna wycena z aktywów minus ujemna wycena z aktywów) pokazuje wartość godziwą czyli płatności z tytułu transakcji swap zdyskontowane natomiast przepływy pieniężne są przedstawione bez dyskontowania.

** W przypadku opcji walutowych ze względu na ich opcyjny charakter czyli uwarunkowanie wystąpienia przepływu pieniężnego w zależności od poziomu kursów walutowych w momencie realizacji opcji na rynku, nie przedstawiono przepływów.

Grupa Kapitałowa nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w swojej codziennej działalności.

Polityka Zarządzania Ryzykiem

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym Zarząd Jednostki Dominującej przyjął w dniu 17 lutego 2003 roku do realizacji „Politykę zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG SA” określającą podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne firmy w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego.

Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Jednostce Dominującej i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd, natomiast konkretne obowiązki związane z procesem zarządzania ryzykiem spoczywają na poszczególnych jednostkach organizacyjnych.

Za przestrzeganie „Polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG SA” oraz jej okresową aktualizację odpowiadają:

1. Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest odpowiednia i wprowadza konieczne modyfikacje;
2. Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

Analiza wrażliwości

Przeprowadzona analiza instrumentów, które zabezpieczają nie ujęte w bilansie przyszłe zobowiązania z tytułu dostaw gazu wskazuje, iż wzrost (spadek) kursu walutowego oznaczałby wzrost (spadek) zobowiązań z tytułu dostaw oraz wzrost (spadek) dodatkowej wyceny instrumentów zabezpieczających te zobowiązania. Łączny nominal dokonywanych zabezpieczeń w okresie, którego one dotyczą, jest niższy niż wartość pozabilansowych zobowiązań z tytułu dostaw gazu.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2007 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 46,85 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 10% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 69,70 milionów złotych z powodu umocnienia NOK, przy jednoczesnym wzroście o 20,65 milionów złotych z powodu umocnienia USD, 2,14 milionów złotych z powodu umocnienia EUR, oraz 0,05 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma wycena dodatnia i ujemna instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway A/S, która w sprawozdaniu skonsolidowanym nie jest ujawniana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w bilansie (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby częściowo osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach. Z powodu wzrostu kursu o 10% nastąpiłby spadek ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na tych walutach od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2007 roku byłby o 15,00 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 10% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 69,70 milionów złotych z powodu osłabienia NOK przy jednoczesnym spadku o 51,33 milionów złotych z powodu osłabienia USD, spadku o 3,31 milionów złotych z powodu osłabienia EUR, oraz spadku o 0,05 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w znacznym stopniu obniżony poprzez wzrost ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

W przypadku analizy wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2006 roku wykazuje ona, że zysk netto byłby o 76,66 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, oraz pozostałych walut umocnił się o 10% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (117,52 milionów złotych z powodu umocnienia USD przy jednoczesnym spadku o 39,11 milionów złotych przy umocnieniu się EUR, 3,20 milionów złotych spadku dla osłabionego CHF i wzroście innych walut o 1,45 miliona złotych). Byłoby to przede wszystkim rezultatem znacznej przewagi dodatnich różnic kursowych z przeszacowania środków pieniężnych oraz zwiększenia dodatniej wyceny instrumentów pochodnych nad zwiększeniem ujemnych różnic kursowych z tytułu przeszacowania zobowiązania z tytułu kredytu w EUR. Wzrost ujemnych różnic kursowych od pozostałych zobowiązań zostałby zrównoważony zmniejszeniem ujemnej wyceny instrumentów pochodnych.

W przypadku osłabienia kursów USD, EUR, oraz pozostałych walut o 10% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie, zysk netto na dzień 31 grudnia 2006 roku byłby o 118,89 milionów złotych niższy (155,41 milionów złotych z powodu osłabienia USD przy jednoczesnym wzroście o 34,77 milionów złotych z powodu wzmocnienia EUR oraz wzroście o 3,2 miliona złotych dla CHF i spadku o 1,45 milionów złotych dla pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem większego wzrostu ujemnych różnic kursowych głównie z tytułu przeszacowania środków pieniężnych i ich ekwiwalentów. Te ujemne różnice kursowe przewyższyłyby bowiem dodatnie różnice kursowe z przeszacowania po niższym kursie zobowiązań, które w większości zostałyby zniwelowane przez wzrost ujemnej wartości instrumentów pochodnych.

Na następnych stronach zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie w Grupie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla 2007 i 2006 roku.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut

	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2007	Ryzyko walutowe							
		Zmian kursu o 10%				Zmian kursu o -10%			
		dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	9 029	36	867	-	-	(36)	(867)	-	-
Inne aktywa finansowe	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	165 545	1 958	8 498	243	5 855	(1 958)	(8 498)	(243)	(5 855)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	17 442	7 989	13 776	(16 093)	-	(59)	(226)	83 797	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	91 671	1 193	4 611	2 839	525	(1 193)	(4 611)	(2 839)	(525)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	-	11 176	27 752	(13 011)	6 380	(3 246)	(14 202)	80 715	(6 380)
Podatek 19%	-	(2 123)	(5 273)	2 472	(1 212)	617	2 698	(15 336)	1 212
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	-	9 053	22 479	(10 539)	5 168	(2 629)	(11 504)	65 379	(5 168)
Razem waluty			26 161			46 078			
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	35 765	-	1 314	-	2 262	-	(1 314)	-	(2 262)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	484 279	9 609	32 126	2 632	4 061	(9 609)	(32 126)	(2 632)	(4 061)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36 185	(1 086)	(31 188)	70 406	-	10 449	82 616	(2 701)	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	-	8 523	2 252	73 038	6 323	840	49 176	(5 333)	(6 323)
Podatek 19%	-	(1 619)	(428)	(13 877)	(1 201)	(160)	(9 343)	1 013	1 201
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	-	6 904	1 824	59 161	5 122	680	39 833	(4 320)	(5 122)
Razem waluty			73 011			31 071			
Razem zwiększenie/zmniejszenie		2 149	20 655	(69 700)	46	(3 309)	(51 337)	69 699	(46)
Razem waluty			(46 850)			15 007			
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	3,5820	3,9402	3,5820	3,5820	3,5820	3,2238	3,5820	3,5820	3,5820
kurs USD/PLN	2,4350	2,4350	2,6785	2,4350	2,4350	2,4350	2,1915	2,4350	2,4350
kurs NOK/PLN	0,4497	0,4497	0,4497	0,4947	0,4497	0,4497	0,4497	1,9453	0,4497

Spółka zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie, na zmianę stopy procentowej o +/- 100 punktów bazowych.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/- 100 punktów bazowych wyniosła +/- 1,38 milionów złotych.

Na dzień 31 grudnia 2006 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/- 100 punktów bazowych wyniosła +/- 24,58 milionów złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut

	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2006	Ryzyko walutowe								
		Zmian kursu o 10%				Zmian kursu o -10%				
		dla EUR	dla USD	dla CHF	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla CHF	dla pozostałych walut	
Aktywa finansowe										
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	6 760	-	676	-	-	-	(676)	-	-	-
Inne aktywa finansowe	594	59	-	-	-	(59)	-	-	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	157 283	2 222	11 846	-	1 661	(2 222)	(11 846)	-	(1 661)	-
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	5 723	11 006	127 610	-	-	(139)	(5 584)	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 860 666	176 754	7 853	2	1 457	(176 754)	(7 853)	(2)	(1 457)	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	-	190 041	147 985	2	3 118	(179 174)	(25 959)	(2)	(3 118)	-
Podatek 19%	-	(36 108)	(28 117)	-	(592)	34 043	4 932	-	592	-
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	-	153 933	119 868	2	2 526	(145 131)	(21 027)	(2)	(2 526)	-
Razem waluty			276 329				(168 686)			
Zobowiązania finansowe										
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	2 351 246	230 364	679	3 954	128	(230 364)	(679)	(3 954)	(128)	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	664 500	10 135	55 113	-	1 202	(10 135)	(55 113)	-	(1 202)	-
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	55 067	(2 179)	(52 889)	-	-	18 401	221 697	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	-	238 320	2 903	3 954	1 330	(222 098)	165 905	(3 954)	(1 330)	-
Podatek 19%	-	(45 281)	(552)	(751)	(253)	42 199	(31 522)	751	253	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	-	193 039	2 351	3 203	1 077	(179 899)	134 383	(3 203)	(1 077)	-
Razem waluty			199 670				(49 796)			
Razem zwiększenie/zmniejszenie		(39 106)	117 517	(3 201)	1 449	34 768	(155 410)	3 201	(1 449)	
Razem waluty			76 659				(118 890)			
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:										
kurs EUR/PLN	3,8312	4,2143	3,8312	3,8312	3,8312	3,4481	3,8312	3,8312	3,8312	3,8312
kurs USD/PLN	2,9105	2,9105	3,2016	2,9105	2,9105	2,9105	2,6195	2,9105	2,9105	2,9105
kurs CHF/PLN	2,3842	2,3842	2,3842	2,6226	2,3842	2,3842	2,3842	2,1458	2,3842	2,3842

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	wartość bilansowa	zmiana o:	
		+100 bp	-100 bp
stan na 2007.12.31			
Otrzymane kredyty	64 687	647	(6)
Zobowiązania leasingowe	73 414	734	(7)
Razem	138 101	1 381	(13)
stan na 2006.12.31			
Otrzymane kredyty	2 368 798	23 688	(237)
Zobowiązania leasingowe	88 669	887	(9)
Razem	2 457 467	24 575	(246)

Ze względu na niedokładnie zidentyfikowane ryzyko cen towarów analiza wrażliwości dla tego ryzyka nie została przeprowadzona.

36. Pochodne instrumenty zabezpieczające wyceniane według wartości godziwej odnoszone na rachunek zysków i strat

Metody wyceny instrumentów pochodnych

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej Jednostka Dominująca wykazuje w sprawozdaniu finansowym wycenę wszystkich instrumentów pochodnych wyliczoną w wartości godziwej.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku Jednostka Dominująca posiadała 2 rodzaje instrumentów pochodnych: FX forwardy oraz tzw. strategie risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put). Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Risk Hedging. Wartość godziwa walutowych kontraktów forward jest szacowana poprzez zdyskontowanie różnicy pomiędzy zakupioną walutą niebazową (USD lub EUR) przeliczoną po kursie spot a sprzedaną walutą bazową (PLN) za pomocą krzywych rentowności przypisanych do obu walut. Krzywa rentowności tworzona jest przy wykorzystaniu stawek depozytowych do 1 roku i stawek swapowych powyżej 1 roku. Dane rynkowe z dnia 31 grudnia 2007 roku.

Wycena do wartości godziwej opcji Call i Put została przeprowadzona wg modelu Garmana-Kohlhagena przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility), z dnia 31 grudnia 2007 roku.

Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa Kapitałowa w 2007 roku nie stosowała zasad rachunkowości zabezpieczeń dlatego też zmiany w wartości godziwej zabezpieczanych instrumentów finansowych oraz instrumentów zabezpieczających zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za dany okres obrachunkowy.

Instrumenty pochodne

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
			31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Collar				
10 mln USD	10 styczeń 2008	2,8600–2,6195	(1 840)	–
10 mln USD	10 styczeń 2008	2,8600–2,6185	(1 830)	–
10 mln USD	10 styczeń 2008	3,0000–2,6750	(2 394)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,9900–2,6550	(2 187)	–
10 mln USD	8 luty 2008	2,9900–2,6550	(2 171)	–
10 mln USD	10 marzec 2008	2,9900–2,6490	(2 105)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,9900–2,6000	(1 639)	–
10 mln USD	8 luty 2008	2,9900–2,5945	(1 581)	–
10 mln USD	10 marzec 2008	2,9900–2,5890	(1 542)	–
10 mln USD	8 luty 2008	2,9500–2,5815	(1 456)	–
10 mln USD	8 luty 2008	2,9500–2,5680	(1 329)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,9500–2,5690	(1 332)	–
10 mln USD	10 marzec 2008	2,9000–2,5680	(1 352)	–
10 mln USD	10 marzec 2008	2,8700–2,5690	(1 360)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,8700–2,5665	(1 307)	–
10 mln USD	10 styczeń 2008	2,8000–2,5599	(1 245)	–
10 mln USD	20 luty 2008	2,8000–2,5500	(1 175)	–
5 mln EUR	8 luty 2008	3,8700–3,7070	(621)	–
10 mln USD	20 marzec 2008	2,8300–2,5300	(1 035)	–
10 mln USD	20 marzec 2008	2,8300–2,5300	(1 035)	–
10 mln USD	10 styczeń 2008	2,7000–2,4755	(433)	–
10 mln USD	20 luty 2008	2,7500–2,4350	(312)	–
10 mln USD	10 kwiecień 2008	2,7500–2,3705	(171)	–
10 mln USD	20 luty 2008	2,7500–2,3760	(105)	–
10 mln USD	10 kwiecień 2008	2,7500–2,3380	(102)	–
10 mln USD	20 luty 2008	2,7500–2,2700	(6)	–
10 mln USD	20 marzec 2008	2,7500–2,2765	(21)	–
10 mln USD	10 kwiecień 2008	2,7500–2,3350	(97)	–
10 mln USD	10 kwiecień 2008	2,7500–2,3400	(106)	–
10 mln USD	9 maj 2008	2,7700–2,3100	(82)	–
10 mln USD	20 maj 2008	2,7400–2,3100	(79)	–
5 mln EUR	25 styczeń 2008	3,7800–3,5630	(69)	–
5 mln EUR	10 kwiecień 2008	3,7600–3,5830	(167)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,6500–2,3510	(9)	–
5 mln EUR	22 luty 2008	3,7400–3,5700	(110)	–
10 mln USD	20 luty 2008	3,7400–2,2850	(10)	–
10 mln USD	20 marzec 2008	3,7400–2,2750	(19)	–
5 mln EUR	25 marzec 2008	3,7500–3,5470	(84)	–
10 mln USD	18 kwiecień 2008	3,7400–2,2730	(27)	–

ciąg dalszy na następnej stronie

Instrumenty pochodne
kontynuacja z poprzedniej strony

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
			31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
10 mln USD	9 maj 2008	2,7300–2,2740	(30)	–
5 mln EUR	9 maj 2008	3,7500–3,5090	(36)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,6300–2,3100	(1)	–
10 mln USD	20 luty 2008	2,6600–2,3075	(15)	–
10 mln USD	20 luty 2008	2,6600–2,2860	(5)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,6400–2,3275	(3)	–
10 mln USD	8 luty 2008	2,6300–2,3050	(5)	–
10 mln USD	18 kwiecień 2008	2,6500–2,3000	(18)	–
5 mln EUR	18 kwiecień 2008	3,7600–3,4600	(1)	–
10 mln USD	20 luty 2008	2,6400–2,2930	(4)	–
10 mln USD	20 maj 2008	2,6600–2,2940	(17)	–
10 mln USD	20 maj 2008	2,6600–2,2980	(22)	–
10 mln USD	9 maj 2008	2,6600–2,2980	(22)	–
10 mln USD	18 styczeń 2008	2,6400–2,2990	–	–
10 mln USD	10 kwiecień 2008	2,7000–2,2910	(30)	–
10 mln USD	10 marzec 2008	2,7200–2,2980	(26)	–
300 mln NOK	9 maj 2008	2,7100–2,2960	(46)	–
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,2900–2,9980	–	(890)
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,2600–2,9965	–	(876)
5 mln EUR	19 styczeń 2007	4,0600–3,8985	–	(362)
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,1200–2,9080	–	(145)
5 mln EUR	19 styczeń 2007	4,0200–3,8000	–	(48)
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,1100–2,9070	–	(208)
5 mln EUR	18 styczeń 2007	3,1200–2,9250	–	(313)
10 mln USD	21 luty 2007	3,2850–2,9985	–	(1 050)
10 mln USD	20 marzec 2007	3,2900–2,9980	–	(1 134)
10 mln USD	9 luty 2007	3,2950–3,0185	–	(1 193)
10 mln USD	9 luty 2007	3,2850–3,0200	–	(1 206)
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2800–3,0060	–	(1 171)
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2800–2,9900	–	(1 040)
10 mln USD	20 luty 2007	3,2500–2,9970	–	(1 033)
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2500–2,9970	–	(1 094)
10 mln USD	9 luty 2007	3,2300–2,9940	–	(978)
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,2600–3,0000	–	(937)
10 mln USD	20 marzec 2007	3,2500–2,9980	–	(1 130)
5 mln EUR	20 luty 2007	4,1100–3,8935	–	(391)
5 mln EUR	20 marzec 2007	4,1100–3,8870	–	(397)
10 mln USD	20 luty 2007	3,2200–3,0025	–	(1 078)
5 mln EUR	20 luty 2007	4,0900–3,8740	–	(316)
5 mln EUR	20 marzec 2007	4,0900–3,8800	–	(368)
10 mln USD	9 luty 2007	3,1900–3,0275	–	(1 270)

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
			31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
10 mln USD	20 marzec 2007	3,1900–2,9995	–	(1 129)
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,2500–3,0015	–	(951)
5 mln EUR	10 kwiecień 2007	4,0000–3,8600	–	(278)
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,2100–3,0110	–	(1 041)
10 mln USD	9 luty 2007	3,2200–3,0035	–	(1 060)
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2100–3,0075	–	(1 175)
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,1400–2,9975	–	(1 134)
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,0900–2,9900	–	(1 034)
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,1500–2,9920	–	(832)
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,1000–2,9640	–	(851)
10 mln USD	10 maj 2007	3,1000–2,9250	–	(651)
10 mln USD	20 marzec 2007	3,1000–2,9370	–	(622)
10 mln USD	10 maj 2007	3,0900–2,9160	–	(586)
10 mln USD	10 maj 2007	3,0900–2,9115	–	(561)
10 mln USD	20 kwiecień 2007	3,0800–2,9160	–	(543)
10 mln USD	18 maj 2007	3,0800–2,9100	–	(551)
10 mln USD	20 kwiecień 2007	3,0700–2,8990	–	(437)
10 mln USD	18 maj 2007	3,0600–3,8730	–	(334)
10 mln USD	20 luty 2007	3,0450–2,9240	–	(423)
10 mln EUR	20 kwiecień 2007	3,0450–2,8815	–	(316)
10 mln USD	18 maj 2007	3,0400–2,8565	–	(231)
5 mln EUR	10 maj 2007	3,9500–3,7570	–	(8)
5 mln EUR	10 kwiecień 2007	3,9500–3,7580	–	(11)
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,9700–2,8890	–	(77)
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9900–2,8600	–	(91)
10 mln USD	20 kwiecień 2007	2,9700–2,8635	–	(86)
10 mln USD	18 maj 2007	2,9700–2,8560	–	(74)
10 mln USD	20 kwiecień 2007	2,9800–2,8505	–	(60)
10 mln USD	10 maj 2007	2,9500–2,8460	–	31
10 mln USD	18 maj 2007	2,9600–2,8230	–	76
10 mln USD	18 maj 2007	2,9600–2,8175	–	94
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,9600–2,7875	–	174
5 mln EUR	20 czerwiec 2007	3,9200–3,7447	–	51
5 mln EUR	18 maj 2007	3,9000–3,7335	–	88
			(32 826)	(33 261)
	Opcja Call			
5 mln EUR	10 styczeń 2008	3,8400	200	–
5 mln EUR	10 marzec 2008	3,6800	317	–
10 mln USD	18 kwiecień 2008	2,5800	419	–
10 mln USD	18 kwiecień 2008	2,5700	413	–
			1 349	–

ciąg dalszy na następnej stronie

Instrumenty pochodne
kontynuacja z poprzedniej strony

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
			31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Forward				
1,54 mln USD	5 maj 2008	2,7495	(484)	–
0,56 mln USD	1 kwiecień 2008	2,7450	(174)	–
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,0853	–	(1 759)
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,0545	–	(1 451)
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,0797	–	(1 776)
10 mln USD	9 marzec 2007	3,0581	–	(1 538)
10 mln USD	20 luty 2007	3,0595	–	(1 537)
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,0603	–	(1 516)
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,0434	–	(1 347)
10 mln USD	20 luty 2007	3,0395	–	(1 338)
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,0336	–	(1 321)
10 mln USD	20 kwiecień 2007	2,9929	–	(925)
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9964	–	(935)
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,9928	–	(843)
10 mln USD	10 maj 2007	2,9857	–	(868)
10 mln USD	20 luty 2007	2,9940	–	(886)
10 mln USD	20 luty 2007	2,9862	–	(808)
10 mln USD	20 luty 2007	2,9742	–	(689)
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9719	–	(693)
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9540	–	(515)
10 mln USD	20 luty 2007	2,9599	–	(547)
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,8900	–	183
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,8561	–	384
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,8500	–	444
10 mln USD	10 styczeń 2007	2,8595	–	496
10 mln USD	20 czerwiec 2007	2,8477	–	456
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,8490	–	453
10 mln USD	10 styczeń 2007	2,8775	–	317
10 mln USD	9 luty 2007	2,8760	–	299
10 mln USD	9 marzec 2007	2,8720	–	309
10 mln USD	9 luty 2007	2,8733	–	326
10 mln USD	9 marzec 2007	2,8698	–	331
10 mln USD	10 styczeń 2007	2,8771	–	321
10 mln USD	20 marzec 2007	2,8792	–	226
10 mln USD	9 luty 2007	2,8842	–	217
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,8874	–	209
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,8874	–	209
10 mln USD	20 marzec 2007	2,8991	–	29
			(658)	(16 083)

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
			31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Swap				
300 mln NOK	17 styczeń 2011	0,4686	4 605	–
300 mln NOK	17 styczeń 2011	0,4627	4 833	–
300 mln NOK	17 styczeń 2011	0,4596	2 522	–
300 mln NOK	17 styczeń 2011	0,4534	1 868	–
300 mln NOK	17 styczeń 2011	0,4588	2 265	–
300 mln NOK	17 styczeń 2011	0,4461	(2 701)	–
			13 392	–
Razem			(18 743)	(49 344)
Z tego:	wycena pozytywna	Aktywo	17 442	5 723
	wycena negatywna	Zobowiązanie	(36 185)	(55 067)

37. Zobowiązania warunkowe

37. a. Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji

Kredytobiorca	Udzielone zobowiązanie warunkowe w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego	Udzielone zobowiązanie warunkowe* w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG SA						
Państwo Norweskie	627 556	EUR	2 247 904	1 styczeń 2050	PGNiG Norway A/S	gwarancja wykonanie zobowiązań spółki zależnej wobec państwa norweskiego oraz określonych podmiotów norweskich
EUROPOL GAZ SA	56 000	PLN	56 000	30 wrzesień 2012	Bank Milenium SA	poręczenie kredytu
The President Islamic Republic of Pakistan	2 316	USD	5 639	31 grudzień 2008	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Egyptian General Petroleum Corporation	500	USD	1 218	28 luty 2012	National Societe Generale Bank SAE	gwarancja bankowa
Gazprom-Export Ltd.	90 000	USD	219 150	8 luty 2008	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazprom-Export Ltd.	90 000	USD	219 150	8 luty 2008	Bank PEKAO SA Centrala	gwarancja bankowa
National Oil Corporation Libia	10 800	USD	26 298	15 maj 2008	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazprom-Export Ltd.	210 000	USD	511 350	8 luty 2009	BNP Paribas Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazprom-Export Ltd.	42 000	USD	102 270	8 luty 2009	PKO Bank Polski	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Dystrybucyjne**						
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa**	1 250 000	EUR	4 477 500	27 stycznia 2012	Konsorcjum banków – agent Bank Handlowy SA w Warszawie	gwarancja spłaty
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Kraków Sp. z o.o.						
Urząd Celny w Pakistanie	330	USD	804	31 grudzień 2009	Urząd Celny w Pakistanie	gwarancja celna
Oil India Company LTD	2 363	USD	5 753	31 sierpień 2008	Oil India Company LTD	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OGDCPakistan	100	USD	5 753	27 czerwiec 2008	OGDCPakistan	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
NCL-Pakistan	200	USD	487	17 czerwiec 2008	NCL-Pakistan	gwarancja ofertowa
Oil India Limited Libya	182	USD	443	8 sierpień 2008	Oil India Limited Libya	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Oil Gas Development Company Pakistan	1 470	USD	3 579	20 grudzień 2008	Oil Gas Development Company Pakistan	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Dong VE A/S	28	EUR	69	1 kwiecień 2008	Dong VE A/S	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Toruń Sp. z o.o.						
INSTYTUT GEOLOGICZNY	23	PLN	23	30 styczeń 2009	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
RELIANCE INDIE	499	USD	1 215	29 luty 2008	BRE BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OIL INDIA	558	USD	1 358	15 listopad 2010	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
RELIANCE INDIE	1350	USD	3 287	13 październik 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
CAIRN INDIE	500	USD	1 218	16 styczeń 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OIL INDIA	763	USD	1 857	14 kwiecień 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OIL INDIA	232	USD	565	20 maj 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja przetargowa
GSPC	25	USD	61	5 luty 2008	BRE BANK	gwarancja przetargowa
GSPC	25	USD	61	21 marzec 2008	BRE BANK	gwarancja przetargowa
RELIANCE INDIE	50	USD	122	8 grudzień 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
RELIANCE INDIE	235	USD	572	30 wrzesień 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
RELIANCE INDIE	10	USD	24	30 grudzień 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OIL INDIA	408	USD	993	17 listopad 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OIL INDIA	408	USD	993	25 czerwiec 2009	RAIFFEISEN BANK	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OIL INDIA	60	USD	146	2 kwiecień 2008	RAIFFEISEN BANK	gwarancja przetargowa

ciąg dalszy na następnej stronie

Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji

kontynuacja z poprzedniej strony

Kredytobiorca	Udzielone zobowiązanie warunkowe w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego	Udzielone zobowiązanie warunkowe* w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Jasło Sp. z o.o.						
PBK SA	987	PLN	987	4 grudzień 2009	Bank Pekao SA	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Kraków Sp. z o.o.						
OGDC Company Pakistan	84	USD	204	18 październik 2009	OGDC Company Pakistan	gwarancja ofertowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.						
BRE Bank SA	180	EUR	646	30 maj 2008	IMP Promont Montaza Lubljana	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
ERGO Hestia	450	PLN	450	28 luty 2008	ABB Zamech Gazpetro	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
ERGO Hestia	239	PLN	239	25 październik 2008	ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.						
MICROTECH LTD Sp. z o.o. Wrocław	112	PLN	112	18 grudzień 2009	TUIr CIGNA STU SA Warszawa	poręczenie wekslowe
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Diament Sp. z o.o.						
POZ-BRUK Sp. z o.o.	740	PLN	740	31 styczeń 2008	POZ-BRUK Sp. z o.o.	gwarancja dostarczenia materiałów budowlanych
NCC Roads Sp. z o.o.	202	PLN	202	1 lipiec 2009	NCC Roads Sp. z o.o.	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
WUPRINŻ Sp. z o.o.	27	PLN	27	10 listopad 2009	WUPRINŻ Sp. z o.o.	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
MITEX SA	77	PLN	77	30 czerwiec 2009	MITEX SA	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Lasy Państwowe	9	PLN	9	22 maj 2009	Lasy Państwowe	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Gmina Kozienice	15	PLN	15	12 czerwiec 2009	Gmina Kozienice	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
ABM Sp. z o.o.	375	PLN	375	24 sierpień 2009	ABM Sp. z o.o.	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
EKOMEL Sp. z o.o.	16	PLN	16	29 listopad 2010	EKOMEL Sp. z o.o.	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Związek Międzygminny Odra	202	PLN	202	14 lipiec 2008	Związek Międzygminny Odra	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Zakład Zagospodarowania Odpadów	294	PLN	294	28 wrzesień 2008	Zakład Zagospodarowania Odpadów	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
GS Engineering&Construkt.	535	PLN	535	14 luty 2010	GS Engineering&Construkt.	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Lafarge Cement SA	155	PLN	155	21 styczeń 2008	Lafarge Cement SA	gwarancja zapłaty
ZWKiUK Sp. z o.o.	200	PLN	200	7 styczeń 2008	ZWKiUK Sp. z o.o.	gwarancja przetargowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Investgas SA						
PKN ORLEN SA	802	PLN	802	31 grudzień 2010	Deutsche Bank PLC Warszawa	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Razem			7 902 149			

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku.

** Sześć spółek dystrybucyjnych, (poprzednio gazownictwa) (100% zależne od PGNiG SA) poręczyło solidarnie spłatę kredytu konsorcjalnego zaciągniętego przez PGNiG SA. Umowa kredytu konsorcjalnego z dnia 27 lipca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG SA a Bankiem Handlowym w Warszawie SA, Bankiem Polska Kasa Opieki SA, Cylon SA, Fortis Bankiem N.V., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski SA oraz Societe Generale SA Oddział w Polsce. W ramach sukcesji generalnej obecnie gwarantami kredytu są Spółki Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku obowiązywała umowa zawarta 22 września 2005 roku przez PGNiG SA ze Spółkami Gazownictwa (obecnie Operatorami Systemu Dystrybucyjnego), dotycząca udzielenia gwarancji w związku z Umową Kredytową zawartą przez PGNiG SA z konsorcjum banków w dniu 27 lipca 2005 roku. Umowa ta dotyczy udzielonych solidarnie przez Spółki, Bankowi Handlowemu w Warszawie SA (Agentowi Kredytu) nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty kredytu do kwoty

1 250 000 tysięcy EUR do dnia przypadającego 18 miesięcy po dacie rozwiązania umowy odnośnie Transzy A Kredytu, tj. do dnia 27 stycznia 2012 roku. Spółka dokonała spłaty kredytu terminowego w kwocie 600 000 tysięcy EUR zapewniając sobie jednocześnie możliwość wykorzystania kwoty w tej samej wysokości w ramach kredytu odnawialnego. Gwarancje Operatorów Systemu Dystrybucyjnego stanowią teraz jego zabezpieczenie.

37. b. Zobowiązania warunkowe z tytułu wystawionych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle wystawione przez PGNiG SA				
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe SA	6 852	PLN	6 852	31 grudzień 2009
Weksle wystawione przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.				
ECS, BPH Leasing, Sogelege	2 546	PLN	2 546	30 wrzesień 2011
Weksle wystawione przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o.				
RAIFFEISEN BANK POLSKA SA	6 000	PLN	6 000	30 maj 2008
BANK ROZWOJU EKSPORTU SA	5 000	PLN	5 000	25 sierpień 2008
BANK PEKAO SA O/TORUŃ	1 500	PLN	1 500	31 maj 2008
BANK PEKAO SA O/TORUŃ	3 000	PLN	3 000	31 maj 2008
Weksle wystawione przez PNiG Jasło Sp. z o.o.				
Bank Pekao SA	4 000	PLN	4 000	31 grudzień 2008
Bank Pekao SA	4 000	PLN	4 000	31 grudzień 2008
Bank Pekao SA	987	PLN	987	4 grudzień 2009
Weksle wystawione przez Diament Sp. z o.o.				
BRE BANK SA	4 000	PLN	4 000	30 styczeń 2014
Weksle wystawione przez Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.				
Krajowa Izba Gospodarcza	1 691	PLN	1 691	30 kwiecień 2008
Weksle wystawione przez Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.				
Europejski Fundusz Leasingowy	190	PLN	190	15 luty 2009
Weksle wystawione przez Gazobudowę Zabrze Sp. z o.o.				
FORTIS Bank Polska SA	50	PLN	50	31 lipiec 2007
PKN Orlen SA	20	PLN	20	bezterminowo
BRE Bank SA	8 000	PLN	8 000	14 listopad 2008
TU ALLIANZ Polska SA Warszawa	3 000	PLN	3 000	14 marzec 2007
ERGO HESTIA Katowice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
UNIQUA TU SA	1 391	PLN	1 391	18 październik 2008
PKN Orlen SA	10	PLN	10	bezterminowo
BRE Leasing Warszawa	509	PLN	509	20 lipiec 2007
BRE Leasing Warszawa	423	PLN	423	22 wrzesień 2008
TUIR CIGNA STU SA	549	PLN	549	31 październik 2008
Weksle wystawione przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.				
Control Process Sp. z o.o. Tarnów	75	PLN	75	25 listopad 2009
Control Process Sp. z o.o. Tarnów	29	PLN	29	25 listopad 2009
Control Process Sp. z o.o. Tarnów	105	PLN	105	25 listopad 2009
CIGNA STU O/Kielce	44	PLN	44	28 marzec 2008
CIGNA STU O/Kielce	69	PLN	69	30 październik 2010
CIGNA STU O/Kielce	14	PLN	14	14 listopad 2010
CIGNA STU O/Kielce	3	PLN	3	29 kwiecień 2009
CIGNA STU O/Kielce	135	PLN	135	2 sierpień 2008
Razem			55 192	

37. c. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zdecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa nafty i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania Oddziału w Zielonej Górze odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, natomiast niektóre z nich uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie tych odwiertów.

Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. Oddział w Zielonej Górze w poprzednich latach utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych. W związku z pozytywnym rozwiązaniem dotychczasowych spraw sądowych związanych z tym roszczeniem PGNiG SA ponownie oszacowała ryzyko roszczeń z tego tytułu i uznając że jest ono niewielkie rozwiązała w 2007 roku rezerwę z tego tytułu. Z kolei gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. W związku z tym zakłady

górniczne zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001–2005. Ewentualne zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2007 roku 60 642,2 tysięcy złotych (w 2006 roku zobowiązanie to wynosiło 59 290,3 tysięcy złotych).

Roszczenia dotyczące nieruchomości

Ponadto wobec PGNiG SA zgłaszane są roszczenia właścicieli nieruchomości gruntowych:

- » przez które mają przebiegać planowane gazociągi,
- » przez które przebiegają wybudowane już gazociągi i urządzenia gazownicze.

Ze względu na fakt, że roszczenia dotyczące nieruchomości wynikają z żądań właścicieli, którzy często swoje roszczenia zgłaszają bezpodstawnie, (co jest potwierdzone w orzeczeniach rzeczoznawców), nie jest możliwe oszacowanie wielkości ewentualnego zobowiązania.

38. Zobowiązania pozabilansowe

38. a. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
W okresie 1 roku	1 952	3 067
W okresie od 1 do 5 lat	1 082	4 824
Powyżej 5 lat	–	–
Razem	3 034	7 891

38. b. Zobowiązania inwestycyjne

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	625 761	423 281
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	320 755	151 492
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	305 006	271 789

39. Informacje o podmiotach powiązanych

39. a. Transakcje z podmiotami powiązanimi

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych		Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	31 grudnia 2007	50 302	96 113		2 378	2 378	131 083	–	27 794
	31 grudnia 2006	35 243	86 231		3 952	3 932	192 361	–	9 316
Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2007	21 458	215 834		134 261	5 882	12 523	–	127 368
	31 grudnia 2006	7 143	168 916		131 954	3 212	13 880	–	145 251
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2007	71 760	311 947		136 639	8 260	143 606	–	155 162
	31 grudnia 2006	42 386	255 147		135 906	7 144	206 241	–	154 567

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2007 oraz 2006 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

39. b. Wynagrodzenie wypłacone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej w spółkach Grupy Kapitałowej

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Wynagrodzenie Członków Zarządów	21 854	14 340
Jednostka dominująca	1 780	1 308
Jednostki zależne	11 364	11 320
Jednostka współzależna	8 130	1 160
Jednostki stowarzyszone	580	552
Wynagrodzenie Członków Rad Nadzorczych	9 235	6 151
Jednostka dominująca	305	286
Jednostki zależne	3 287	3 196
Jednostka współzależna	5 153	2 119
Jednostki stowarzyszone	490	550
Razem	31 089	20 491

39. c. Pożyczki udzielone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej w spółkach Grupy Kapitałowej

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-5%	1%-6%
Warunki spłaty (na ile lat)	1,5–10 lat	3–12 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	110	190
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-5%	0%-6%
Warunki spłaty (na ile lat)	1,25–5 lat	1–3 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	17	9
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	127	199

39. d. Wynagrodzenie wypłacone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej Jednostki Dominującej

Imię i nazwisko	31 grudnia 2007		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2007 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2007 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2007 roku
Razem Zarząd w tym:	1 779,89	2 816,67	4 596,56
Głogowski Krzysztof – prezes zarządu	222,74	840,75	1 063,49
Anysz Jan – członek zarządu	270,31	178,21	448,52
Kuchciak Zenon – członek zarządu	242,26	779,49	1 021,75
Niedbalec Stanisław – członek zarządu	251,72	377,95	629,67
Zwierzyński Tadeusz – członek zarządu	226,04	130,28	356,32
Marzec Bogusław – prokurent	315,06	470,38	785,44
Bernacik Ewa – prokurent	251,76	39,61	291,37
Razem Rada Nadzorcza w tym:	304,74	128,47	433,21
Rościszewski Andrzej	33,86	–	33,86
Szwarc Piotr	33,86	56,66	90,52
Chrobak Kazimierz	33,86	6,00	39,86
Arkuszewski Wojciech	33,86	–	33,86
Kawecki Mieczysław	33,86	31,95	65,81
Moryń Marcin	33,86	–	33,86
Puławski Mieczysław	33,86	–	33,86
Szkałuba Mirosław	33,86	33,86	67,72
Wojtowicz Jarosław	33,86	–	33,86
Razem	2 084,63	2 945,14	5 029,77

Imię i nazwisko	31 grudnia 2006		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2006 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2006 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2006 roku
Razem Zarząd w tym:	1 307,90	701,04	2 008,94
Osoby zarządzające na dzień 31 grudnia 2006 roku:			
Głogowski Krzysztof – prezes zarządu **	48,05	100,58	148,63
Anysz Jan – członek zarządu	196,59	56,58	253,17
Kuchciak Zenon – członek zarządu *	186,18	149,30	335,48
Niedbalec Stanisław – członek zarządu	172,24	50,85	223,09
Zwierzyński Tadeusz – członek zarządu *	80,69	9,28	89,97
Marzec Bogusław – prokurent *	241,84	23,79	265,63
Bernacik Ewa – prokurent **	53,89	32,03	85,92
Osoby zarządzające w 2006 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2006 roku:			
Krok Franciszek – członek zarządu	32,99	95,21	128,20
Pawlak Bartłomiej – członek zarządu *	52,21	149,30	201,51
Puławski Mieczysław – prezes zarządu	48,05	–	48,05
Mikosz Maria Teresa – prokurent ***	195,17	34,12	229,29
Razem Rada Nadzorcza w tym:	285,89	63,69	349,58
Osoby nadzorujące na dzień 31 grudnia 2006 roku:			
Rościszewski Andrzej	32,03	–	32,03
Szwarc Piotr	32,03	52,10	84,13
Chrobak Kazimierz	32,03	4,00	36,03
Arkuszewski Wojciech	32,03	–	32,03
Kawecki Mieczysław	32,03	7,59	39,62
Moryń Marcin	17,29	–	17,29
Puławski Mieczysław	24,02	–	24,02
Szkałuba Mirosław	32,03	–	32,03
Wojtowicz Jarosław	5,87	–	5,87
Osoby nadzorujące w 2006 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2006 roku:			
Bąkowska Magdalena	14,87	–	14,87
Głogowski Krzysztof	24,02	–	24,02
Kamieński Zbigniew	7,64	–	7,64
Razem	1 593,79	764,73	2 358,52

* Łącznie za pełnione funkcje w zarządzie oraz jako prokurent.

** Od momentu powołania.

*** Do momentu odwołania.

39. e. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W roku 2007 PGNiG SA współpracowała na terytorium Polski z następującymi firmami zagranicznymi: CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., Energia Bieszczady Sp. z o.o. oraz FX Energy Poland Sp. z o.o.

CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 02-765, Al. Wilanowska 206 m.19

W wyniku podpisanej 26 października 2005 roku pomiędzy PGNiG SA, CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. oraz FX Energy Poland Sp. z o.o. „Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych obejmującej obszar Płotki – PTZ” (tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla), strony objęły we wspólnych przedsięwzięciu następujące udziały: PGNiG SA – 51%, CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. – 24,5% i FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%. W 2007 roku kontynuowana była rozpoczęta w 2006 roku eksploatacja złoża gazu ziemnego „Zaniemyśl” przez operatora tj. PGNiG SA.

EuroGas Polska Sp. z o.o., siedziba: Pszczyna 43-200, ul. Górnośląska 3

Energia Bieszczady Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 00-060, ul. Królewska 27

W dniu 1 stycznia 2007 roku pomiędzy PGNiG SA, Eurogas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o. zawarta została „Umowa o Wspólnych Operacjach obejmująca obszar Bieszczady”. Udziały partnerów na obszarze Umowy „Bieszczady” wynoszą: PGNiG SA – 51%, EuroGas Polska Sp. z o.o. – 24%, Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%. Obszar objęty Umową „Bieszczady” obejmuje bloki koncesyjne 416, 417, 436, 437, 438, 456, 457. Koncesje oraz prawo użytkowania górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na ww. blokach należą do PGNiG SA. Umowa „Bieszczady” wyznacza PGNiG SA operatorem i upoważnia do prowadzenia całości wspólnych przedsięwzięć.

FX Energy Poland Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 00-613, ul. T. Chałubińskiego 8

W 2007 roku PGNiG SA kontynuowała prowadzenie wspólnych prac z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach:

- » „Płotki” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku z późniejszymi zmianami),
- » „Płotki” – „PTZ” – we współpracy z firmą CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. (tzw. Powiększony Teren Zaniemyśla, Umowa Operacyjna Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku),
- » „Poznań” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku),

- » Blok 255 (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku).

Dnia 9 stycznia 2007 roku podpisane zostały z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. „Umowa przeniesienia użytkownika górniczego na złożu gazu ziemnego Klęka” oraz „Porozumienie w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka-11” w ramach kontynuowania wspólnych prac na obszarze „Płotki”. W tym rejonie wykonane zostały sejsmiczne prace polowe 3D oraz wykonano otwór poszukiwawczy, w którym obecnie prowadzone są pomiary wydajności i próby złożowe.

W 2007 roku na obszarze „Płotki”-„PTZ” była kontynuowana eksploatacja złoża gazu ziemnego Zaniemyśl. Na obszarze „Poznań” rozpoczęto eksploatację odwiertu Winna Góra-1, wykonano badania sejsmiczne 3D oraz prowadzono analizy w celu przygotowania nowych obiektów pod wiercenia.

W 2007 roku PGNiG SA podpisała z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. „Umowę przeniesienia użytkownika górniczego na bloku 255”, zgodnie z którą FX Energy Poland Sp. z o.o. przekazała na rzecz PGNiG SA 18,8% użytkownika górniczego. W 2007 roku kontynuowano wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Wilga (Blok 255).

Wszystkie opisane powyżej wspólne przedsięwzięcia nie były konsolidowane w 2007 oraz 2006 roku, ponieważ wszystkie związane z nimi aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty zostały ujęte w bilansie i rachunku zysków i strat PGNiG SA w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

39. f. Działalność poza granicami kraju
Udziały PGNiG SA w spółkach zagranicznych**Ukraina**

Spółka „Dewon” ZSA jest spółką akcyjną typu zamkniętego (nie giełdową). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem spółki jest realizacja usług związanych z wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11 146,8 tysięcy UAH, to jest 5 366,1 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku) i dzieli się na 120,0 tysięcy akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4 055,2 tysięcy UAH to jest 1 952,2 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku).

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

» PGNiG SA	36,38%
» Prawniczyj Alians Sp. z o.o.	25,99%
» Ferrous Trading Ltd.	25,08%
» NAK Neftiegaz Ukrainy	12,13%
» Oszkader Walentyna Georgijewna	0,41%
» SZJu Ltawa Sp. z o.o.	0,01%

Produkcja gazu ziemnego została uruchomiona przez spółkę w listopadzie 2003 roku. Obiektem eksploatacji jest sachalińskie złożo gazokondensatu w Rejonie Krasnokuckim Obwodu Charkowskiego (wschodnia Ukraina). Spółka wydobywa węglowodory, prowadzi produkcję gazu ziemnego i kondensatu oraz zajmuje się ich sprzedażą na rynku ukraińskim.

Eksploatacja złoża Sachalinskoje odbywa się na podstawie umowy joint venture ze spółką PoltavaNaftoGasGeologia. PoltavaNaftoGasGeologia jest jednostką zależną od państwowej spółki „Nadra Ukrainy” i posiada koncesję na poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Sachalinskoje.

Oman

Kapitał zakładowy spółki „Sahara Petroleum Technology Llc” wynosi 150,0 tysięcy RO (omańskich riali), to jest 978,4 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 24 grudnia 2007) i dzieli się na 150,0 tysięcy udziałów o wartości 1 RO każdy. Zaangażowanie PGNiG SA w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 479,4 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 24 grudnia 2007 roku). Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

» PGNiG SA	49%
» Petroleum and Gas Technology Llc	51%
P.O. Box 3641, Ruwi, Sułtanat Omanu.	

Spółka zawiązana została z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku Oddział PGNiG SA a obecnie jest to spółka, w której PGNiG SA posiada 100% udziałów) w 2000 roku. Głównym celem zawiązania spółki było prowadzenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką linową, konserwacji głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technologicznego PGNiG SA.

PGNiG SA dąży do wycofania swych udziałów ze spółki.

Niemcy

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie pomiędzy PGNiG SA oraz VNG-Verbund Gas AG zostały podpisane dwie umowy założycielskie spółek na prawie niemieckim:

- » InterTransGas GmbH (ITG),
- » InterGasTrade GmbH (IGT).

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tysięcy EURO (to jest 358,2 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie.

Spółka InterGasTrade GmbH nie została wpisana do rejestru handlowego.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku spółka InterTransGas GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Poczdamie.

Przedmiotem działalności spółki jest budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych.

Celem zawiązania spółki InterTransGas GmbH była realizacja budowy interkonektora łączącego polski i europejski system przesyłowy stanowiącego jeden z elementów dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego do Polski. Aktualnie na podstawie decyzji Wspólników, InterTransGas GmbH działa przy założeniu ponoszenia minimalnych kosztów niezbędnych do funkcjonowania spółki. Po zaistnieniu okoliczności umożliwiających budowę gazociągu łączącego polski i niemiecki system przesyłu paliwa gazowego, spółka będzie mogła podjąć podstawową działalność określoną w Umowie Spółki.

W roku 2007, na mocy uchwały Zgromadzenia Wspólników, siedziba spółki InterTransGas GmbH została przeniesiona z Poczdamu do Lipska.

Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku PGNiG SA powołało w Norwegii spółkę zależną – PGNiG Norway A/S z siedzibą w Stavanger w Norwegii w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością jako spółkę celową do zadań PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS). Następnie w dniu 9 czerwca 2007 roku spółka została zarejestrowana.

Wszystkie 10 000 udziałów o wartości nominalnej 1 000 koron norweskich (NOK) każdy objęte zostały przez jednego współnika PGNiG SA. 18 października 2007 roku dokonano podwyższenia kapitału zakładowego w spółce PGNiG Norway A/S o kwotę 487 327 tysięcy NOK. Na koniec 2007 roku zaangażowanie kapitałowe PGNiG SA w spółce wynosiło 497 327 tysięcy NOK to jest 223 648 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku).

Spółka PGNiG Norway umożliwiła Grupie Kapitałowej realizację następujących celów:

- » Dywersyfikację dostaw paliwa gazowego,
- » Podniesienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego,
- » Międzynarodową ekspansję w sektorze poszukiwań i wydobycia ropy i gazu,
- » Rozwój międzynarodowej działalności w zakresie obrotu paliwem gazowym.

Spółka PGNiG Norway A/S została powołana w szczególności do wykonania umowy zawartej w dniu 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG SA a Mobil Development Norway A/S i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dotyczącą nabycia przez Spółkę udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, tj. złóż Skarv, Snadd oraz Idun (licencje PL112, PL212B, PL262). Zgodnie z umową joint-venture PGNiG Norway A/S posiada prawo do 11,9175% (po dokonanej unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun w dniu 14 września 2007 roku) produkcji pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun.

Jedynym właścicielem PGNiG Norway A/S jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway A/S obejmuje w szczególności eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego i inną działalność podobnego typu, jak również wszelką inną działalność z tym związaną. Dodatkowo PGNiG Norway A/S ma możliwość zaangażowania się w projekty infrastrukturalne, jak np. budowa i operatorstwo na gazociągach.

W dniu 16 października 2007 roku została zawarta umowa pożyczki pomiędzy PGNiG SA, jako pożyczkodawcą i PGNiG Norway A/S, jako pożyczkobiorcą. Zgodnie z postanowieniami Umowy pożyczkodawca udziela pożyczkobiorcy pożyczki w kwocie 3 800 000 tysięcy NOK to jest kwoty 1 846 420 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 16 października 2007 roku). Pożyczka udzielona została na okres do dnia 20 grudnia 2022 roku. Środki z pożyczki przeznaczone zostały na sfinansowanie transakcji zakupu udziałów w licencjach PL212, PL212B i PL262 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, oraz na koszty związane z ich zagospodarowaniem. Na dzień 31 grudnia 2007 roku w bilansie Spółki została ujęta wartość dotychczas przekazanej pożyczki w wysokości 1 800 000 tysięcy NOK to jest 809 460 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku) oraz naliczone odsetki w wysokości 29 082 tysięcy NOK to jest 13 078,18 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku). Razem należność PGNiG SA z tytułu udzielonej pożyczki wynosiła na dzień 31 grudnia 2007 roku 1 829 082 tysięcy NOK, to jest 822 538,18 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku).

Na dzień 31 grudnia 2007 roku całkowite zaangażowanie PGNiG SA w spółce PGNiG Norway A/S wyniosło 2 326 409 tysięcy NOK (udział kapitałowy w wysokości 497 327 tysięcy NOK oraz udzielona pożyczka wraz z odsetkami w wysokości 1 829 082 tysięcy NOK) to jest 1 046 186,13 tysięcy złotych (odpowiednio 223 647,95 tysięcy złotych to udział kapitałowy, a 822 538,18 tysięcy złotych to pożyczka).

W dniu 19 października 2007 roku została podpisana umowa pomiędzy PGNiG SA i PGNiG Norway A/S przeniesienia wszystkich praw i obowiązków wynikających z umowy dotyczącej zakupu udziałów w licencjach PL212, PL212B i PL262 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zawartej w dniu 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG SA, jako kupującym i Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc., jako sprzedającym. Umowa weszła w życie w dniu 30 października 2007 roku, to jest w dniu zamknięcia transakcji zakupu udziałów w licencjach PL212, PL212B i PL262 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W dniu 19 października 2007 roku została podpisana umowa gwarancji pomiędzy PGNiG SA i PGNiG Norway A/S. Zgodnie z postanowieniami Umowy PGNiG SA udzieliła gwarancji PGNiG Norway A/S na kwotę 627 555,65 tysięcy EUR to jest kwoty 2 308 903 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 19 października 2007 roku). Gwarancja obowiązuje do 1 stycznia 2050 roku.

Umowa dotyczy zabezpieczenia przez PGNiG SA wykonania potencjalnych zobowiązań PGNiG Norway A/S wynikających z koncesji lub z mocy prawa w stosunku m.in. do państwa norweskiego oraz określonych podmiotów norweskich. Udzielenie gwarancji jest wymogiem § 10-7 norweskiej ustawy o działalności naftowej z 1996 roku. Taka gwarancja jest standardowym dokumentem w zakresie działalności wydobywczej w Norwegii. Zabezpieczeniem udzielonej gwarancji jest weksel regresowy wystawiony przez PGNiG Norway A/S. PGNiG SA otrzyma wynagrodzenie od PGNiG Norway A/S za wystawienie gwarancji w formie świadczenia wzajemnego polegającego na prawie pierwokupu do części wydobytej ropy naftowej i gazu ziemnego.

Wartość ww. gwarancji na 31 grudnia 2007 roku wynosiła 2 247 904,33 tysięcy złotych (po przeliczeniu według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku).

Spółka PGNiG Norway A/S w dniu 30 października 2007 roku nabyła od Mobil Development Norway A/S i ExxonMobil Production Norway Inc („ExxonMobil”) udział w licencjach PL212, PL212B i PL262 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, wraz z prawami i obowiązkami z szeregu umów dotyczących złóż. Nabycie licencji nastąpiło w wyniku wykonania

umowy z 28 lutego 2007 roku między PGNiG SA a ExxonMobil, z której prawa i obowiązki PGNiG SA spółka PGNiG Norway A/S przejęła z mocy umowy z dnia 19 października 2007 roku. Z tytułu zakupu licencji PGNiG Norway A/S zapłaciła cenę wynoszącą 360 milionów USD, to jest 908,6 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 października 2007 roku). Równocześnie PGNiG Norway A/S zapłaciła, z tytułu przewidzianych umową rozliczeń i zwrotu kosztów poniesionych przez ExxonMobil w okresie od 1 stycznia 2007 roku do 30 października 2007 roku, w związku z udziałem w Licencjach, kwotę ok. 3,5 miliona USD, to jest kwoty 8,8 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 października 2007 roku) oraz 170 milionów koron norweskich to jest 79,9 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 października 2007 roku). Cena za licencje została sfinansowana przez PGNiG Norway A/S środkami pochodzącymi z pożyczki od PGNiG SA i wkładów kapitałowych wniesionych przez Spółkę, które z kolei PGNiG SA sfinansowała ze środków własnych.

Udziały Grupy w koncesjach poszukiwawczych:

Projekt na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
Zaangażowanie Grupy Kapitałowej w prace na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS) stanowi element strategii PGNiG SA mającej na celu zwiększenie wielkości należących do Spółki zasobów ropy naftowej i gazu poza granicami Polski. Nabycie przez PGNiG SA udziałów w trzech koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii jest inwestycją długoterminową i stanowi element dywersyfikacji źródeł dostaw paliwa gazowego, a tym samym zwiększa stopień bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do Polski.

W wyniku nabycia w dniu 30 października 2007 roku przez spółkę zależną PGNiG Norway A/S udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, tj. złóż Skarv, Snadd oraz Idun (licencje PL212, PL212B, PL262), zgodnie z umową joint-venture Grupa na dzień 31 grudnia 2007 roku posiadała prawo do 11,9175% (po dokonanej unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun w dniu 14 września 2007 roku) produkcji pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun.

Według danych zatwierdzonych przez Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD) łączna wielkość zasobów wszystkich złóż, w których PGNiG SA nabędzie udziały od ExxonMobil, szacowana jest na około:

- » 37,9 miliardów m³ gazu ziemnego,
- » 16,8 milionów m³ ropy naftowej i kondensatu (ok. 15 milionów ton),
- » 5,3 milionów ton NGL (Natural Gas Liquids).

Pola naftowe są zlokalizowane na Morzu Norweskim, około 200 kilometrów na zachód od Sandnessjoen na głębokości morza pomiędzy 350 a 450 metrów. W chwili obecnej projekt wydobywania wszedł w fazę zagospodarowania złoża.

Zagospodarowanie złoża polega na zastosowaniu pływającej platformy wydobywczej, magazynowania i załadunku na polu Skarv zawierającym ropę oraz gaz/kondensat. Pola Snadd i Idun będą zagospodarowane przy pomocy podmorskiego łącznika. Gaz będzie odprowadzany przez sieć Gassled, natomiast ropa naftowa tankowcami. Jest to jeden z największych projektów prowadzonych obecnie w Norwegii.

Bezpośrednim operatorem na powyższych złożach jest British Petroleum, a pozostałymi partnerami są Shell, Statoil i Norsk Hydro oraz E.ON AG (po sfinalizowaniu w lutym 2007 roku transakcji zakupu 28% udziałów w złożach Skarv-Idun od Spółki Shell).

Rozpoczęcie wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej przewidywane jest na drugą połowę 2011 roku. Zgodnie z szacunkami nakłady inwestycyjne na rozwój złóż wyniosą około 5 miliardów USD, z czego nakłady inwestycyjne Grupy wyniosą około 600 milionów USD. Na koniec 31 grudnia 2007 roku poniesione przez Grupę (poprzez spółkę zależną PGNiG SA) wydatki inwestycyjne ujęte w bilansie Grupy wyniosły 2 220 691 tysięcy NOK to jest 998 645 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2007 roku), natomiast związane z tym przedsięwzięciem bezpośrednie koszty ujęte w rachunku zysków i strat wyniosły 14 268 tysięcy NOK to jest 6 734 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie NOK stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego).

Inne prace poszukiwawcze za granicą

PGNiG SA prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie Umowy zawartej pomiędzy PGNiG SA a Rządem Pakistanu w dniu 18 maja 2005 roku na realizację poszukiwań węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar, w zakresie prac obligatoryjnych określonych w umowie koncesyjnej oraz wyników analizy budowy geologicznej tego bloku wykonanej na podstawie istniejących danych geologiczno-geofizycznych.

Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar są prowadzone wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów: PGNiG SA 70% i PPL – 30%.

W 2007 roku zakończono terenowy etap badań sejsmicznych i przystąpiono do przetwarzania uzyskanych danych poleowych. Aktualnie trwa opracowanie strukturalnych map sejsmicznych. Wyniki badań geologicznych i geofizycznych oraz analiza ekonomiczna planowanego przedsięwzięcia poszukiwawczego uzasadniły podjęcie decyzji o wierceniu otworu poszukiwawczego w południowej części koncesji Kirthar.

W dniu 18 czerwca 2007 roku zostało podpisane memorandum (Memorandum of Understanding) z duńską firmą Wil-lumsen Exploration Consultants Aps (WeXco) w sprawie cesji 40% udziałów w koncesji 1/05 na obszarze lądowym Danii na rzecz PGNiG SA. Umowa cesji została podpisana w dniu 6 grudnia 2007 roku. Obecnie udziały w koncesji wynoszą: PGNiG SA – 40%, Odin Energi A/S – 40%, rządowa firma duńska Nordsofonden – 20%. Z początkiem 2008 roku rozpoczęto reprocessing archiwalnych materiałów sejsmicznych w celu przygotowania projektu do prac sejsmicznych 3D, których przeprowadzenie planowane jest w 2009 roku.

W 2007 roku PGNiG SA prowadziła prace nad uzyskaniem koncesji poszukiwawczych w takich krajach jak Libia, Indie i Egipt.

Oddziały Grupy poza granicami kraju:

Grupa posiada poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Grupy poza granicami kraju.

PGNiG SA – Jednostka Dominująca:

» Oddział Operatorski w Pakistanie – Islamabad.

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

» Oddział Pakistan Branch – Islamabad;
» Zakład Słowacja w Bratysławie;
» Zakład Czechy w Ostrawie;
» Oddział Libia Branch – Trypolis.

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

» Oddział w Jebel Ali – Zjednoczone Emiraty Arabskie, Dubaj;
» Oddział w Jemenie – Sana, Okręg Al.-Amana;
» Oddział w Syrii – Damascus.

PNiG Jasło Sp. z o.o.

» Oddział w Libii – Trypolis.

PNiG Kraków Sp. z o.o.

» Oddział w Pakistanie – Almaty;
» Oddział w Kazachstanie – Karachi.

PNiG Piła Sp. z o.o.

» Oddział w Indiach;
» Oddział w Egipcie.

40. Zatrudnienie (dane w osobach)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Centrala Spółki PGNiG SA*	604	811
Poszukiwanie i wydobywanie	10 151	9 919
Obrót i magazynowanie	4 104	467
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	294	293
Dystrybucja	13 538	16 705
Pozostałe	1 928	1 895
Razem	30 325	29 797

* Centrala Spółki PGNiG SA wykonuje zadania na rzecz wszystkich pozostałych segmentów, w związku z tym nie została przypisana do żadnego z nich.

41. Zakładowy fundusz świadczeń socjalnych (ZFŚS)

Zgodnie z Ustawą z dnia 4 marca 1994 r. o Zakładowym Funduszu Świadczeń Socjalnych (DzU z 1996 roku nr 70, poz. 335) z późniejszymi zmianami, Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych (ZFŚS) tworzony jest przez pracodawców zatrudniających powyżej 20 pracowników na pełne etaty. Grupa Kapitałowa tworzy odpis na ZFŚS. Celem funduszu jest zapewnienie środków na finansowanie działalności socjalnej Grupy Kapitałowej, pożyczek udzielanych jej pracownikom oraz innych wydatków o charakterze socjalnym.

Grupa Kapitałowa skompensowała aktywa funduszu ze swoimi zobowiązaniami wobec funduszu, ponieważ aktywa

te nie stanowią oddzielnych aktywów Grupy Kapitałowej. W związku z powyższym, w bilansie na dzień 31 grudnia 2007 roku zostało ujęte saldo netto (należności/zobowiązań z tytułu funduszu socjalnego) w wysokości 658 tysięcy złotych, a na dzień 31 grudnia 2006 roku saldo to (należności/zobowiązań z tytułu funduszu socjalnego) wynosiło (7 905) tysięcy złotych.

W tabeli poniżej zostały przedstawione aktywa i zobowiązania oraz koszty funduszu.

Aktywa i zobowiązania ZFŚS	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Udzielone pracownikom pożyczki oraz inne należności	65 557	56 183
Środki pieniężne	29 858	18 750
Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe	-	-
Inne zobowiązania krótkoterminowe	(8 895)	(6 074)
Zobowiązania z tytułu ZFŚS	(85 862)	(76 764)
Saldo	658	(7 905)
Odpisy na ZFŚS (koszt okresu)	(62 622)	(55 946)

Rozliczenie salda następuje w następujących okresach po dokonaniu refundacji środków.

42. Informacje na temat procesu restrukturyzacji w grupie kapitałowej

Spółka w 2007 roku realizowała proces restrukturyzacji Grupy Kapitałowej w zakresie:

- » Rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji paliwa gazowego;
- » Restrukturyzacji majątku;
- » Restrukturyzacji zatrudnienia.

Rozdzielenie działalności handlowej i technicznej dystrybucji paliwa gazowego

Prawo energetyczne implementując założenia zawarte w Dyrektywie nr 2003/55/EC Parlamentu Europejskiego i Rady, nałożyło obowiązek prawnego rozdzielenia działalności handlowej od działalności technicznej dystrybucji paliwa gazowego w terminie do 1 lipca 2007 roku. Obowiązek ten dotyczył również funkcjonujących w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG sześciu regionalnych Spółek Gazownictwa (Dolnośląska, Górnośląska, Karpacka, Mazowiecka, Pomorska i Wielkopolska). W wyniku szczegółowych analiz prawno-

podatkowych uznano, że najmniej kosztownym wariantem osiągnięcia celu będzie podział Spółek Gazownictwa (wydzielenie jednostek terenowych Obrotu) a następnie połączenie powstałych z tego podziału tymczasowych Spółek (Spółek Obrotu) z PGNiG SA. Taki sposób realizacji nałożonego obowiązku pozwolił na zminimalizowanie obciążeń podatkowych oraz sukcesję generalną koncesji i wszystkich (ok. 6,3 milionów) umów na dostawę paliwa gazowego. W ramach realizowanych prac w sześciu Spółkach Gazownictwa z dniem 31 grudnia 2006 roku utworzone zostały Oddziały Obrotu ujawnione w KRS tych Spółek. Zarządy Spółek Gazownictwa wyposażyły je w stosowny majątek oraz zasoby ludzkie. Równolegle 27 grudnia 2006 roku podpisane zostały Akty Założycielskie 6 Spółek Obrotu Gazem z siedzibami w Warszawie (Dolnośląskiej, Górnośląskiej, Karpackiej, Mazowieckiej, Pomorskiej i Wielkopolskiej). Wszystkie udziały (po 50 tysięcy złotych) w kapitałach zakładowych tych Spółek zostały objęte w całości przez jedynego współnika tj. PGNiG SA.

W czerwcu 2007 roku dokonano rejestracji podziału Spółek Gazownictwa i obniżenia ich kapitału oraz zmian umów Spółek ograniczających zakres ich działalności oraz zmieniających ich nazwę. Przyjęta została jednolita nazwa: (Dolnośląski, Górnośląski, itd.) Operator Systemu Dystrybucyjnego. Prezes URE wydał 30 czerwca 2007 roku decyzję wyznaczającą na okres jednego roku, spółki OSD jako operatorów systemu dystrybucyjnego. 29 czerwca 2007 roku nastąpiło zarejestrowanie podwyższenia kapitału w sześciu Spółkach Obrotu Gazem, co zgodnie z KSH oznacza, że zakończył się najważniejszy etap prawnego rozdzielania działalności handlowej od technicznej dystrybucji paliwa gazowego i wydzielenia OSD. Łączny kapitał zakładowy, jaki wniesiono do Spółek Obrotu wyniósł około 538 milionów złotych. 3 lipca 2007 roku NWZ PGNiG SA podjęło uchwałę wyrażającą zgodę na połączenie Spółek Obrotu Gazem z PGNiG SA. Na przełomie lipca i sierpnia 2007 roku odbyły się Zgromadzenia Wspólników Spółek Obrotu Gazem w sprawie połączenia z PGNiG SA. Natomiast 20 września 2007 roku odbyło się NWZ PGNiG SA, które zaakceptowało wniosek Zarządu o zmianę Statutu PGNiG SA w części dotyczącej zmiany przedmiotu działania, poszerzając ten zakres o działalność przejętą od Spółek Obrotu Gazem oraz o działalność przewidzianą do prowadzenia przez Gazownie w strukturze Oddziału Handlowego. Oddział Handlowy z dniem 1 lipca 2007 roku rozpoczął swoją działalność jako wyodrębniona jednostka organizacyjna Spółki PGNiG SA. Oddział otrzymał swoją siedzibę przy ulicy Kasprzaka w Warszawie, w której zostały zlokalizowane wszystkie jednostki organizacyjne Centrali Oddziału Handlowego. Ze Spółek Gazownictwa do Spółek Obrotu Gazem przeniesionych zostało 3 145 pracowników (zgodnie z art. 23 Kodeksu pracy), którzy w momencie integracji obrotu w PGNiG SA staną się pracownikami Oddziału Handlowego (Gazowni). Proces inkorporacji Spółek Obrotu Gazem z PGNiG SA nastąpił z dniem 1 października 2007 roku. W celu uregulowania wzajemnych relacji gospodarczych pomiędzy PGNiG SA a poszczególnymi OSD zawarte zostały stosowne umowy. Kluczowe umowy to umowy o: usługi dystrybucyjne, usługi informatyczne, obsługę stacji CNG, wykonywanie odczytów, współpracy pomiędzy OSD a Spółkami Obrotu Gazem, umowy najmu i dzierżawy. Na wszystkich etapach realizacyjnych Projektu prowadzony był stały dialog ze wszystkimi związkami zawodowymi w Grupie Kapitałowej i Radą Pracowników PGNiG SA z uwzględnieniem

zawartego 7 grudnia 2006 roku „Porozumienia pomiędzy Centralami Związków Zawodowych GNiG a PGNiG SA w sprawie zapewnienia ochrony praw pracowniczych w GK PGNiG w procesie realizacji rządowego programu restrukturyzacji i prywatyzacji oraz dostosowania struktury organizacyjnej do zapisów prawa energetycznego, w szczególności integracji Obrotu i przekształcenia Spółek Gazownictwa w Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”.

Restrukturyzacja majątku Jednostki Dominującej

W ramach restrukturyzacji majątkowej kontynuowane są działania mające na celu zagospodarowanie majątku zbędnego technologicznie, nieprzydatnego do bieżącej działalności gospodarczej Jednostki Dominującej. Dotyczy to głównie nieruchomości, takich jak grunty, prawo użytkowania wieczystego gruntu, budowle i budynki, a także będące odrębną własnością lokale oraz spółdzielcze własnościowe prawo do lokalu mieszkalnego oraz użytkowego. W odniesieniu do ww. składników aktywów trwałych zintensyfikowano działania mające na celu ich zbycie bądź oddanie do użytkowania na podstawie umów najmu bądź dzierżawy, czemu niewątpliwie sprzyja obecna koniunktura na rynku obrotu nieruchomościami. Jednocześnie Jednostka Dominująca za pośrednictwem swoich pełnomocników kontynuuje działania zmierzające do uregulowania stanu prawnego nieruchomości, na których posadowione są składniki majątku wybudowane z nakładów Jednostki Dominującej. W ramach tych działań prowadzone są administracyjne postępowania uwłaszczeniowe, zawierane są umowy o korzystanie z gruntów, umowy zamiany nieruchomości, umowy sprzedaży praw do nakładów. Łączna wartość netto nieruchomości Jednostki Dominującej sprzedanych w 2007 roku, wyłączonych z działalności wynosi ok. 7 milionów złotych.

Realizacja Programu restrukturyzacji zatrudnienia

W PGNiG SA od 2000 roku realizowany jest „Program restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych PGNiG SA”. Okres obowiązywania programu został przedłużony do końca 2008 roku. W 2007 roku programem restrukturyzacji objęto 582 osoby.

43. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W procesie zastosowania przez Grupę polityki rachunkowości opisanej w punkcie 2 niniejszego sprawozdania finansowego, Grupa przyjęła założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następujących okresach dotyczące głównie następujących obszarów:

Sprawa dopłat do kapitału PI GAZOTECH Sp. z o.o.

W 2007 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG SA dotyczące uchylecia bądź stwierdzenia nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. dotyczących dopłat do kapitałów tej spółki. Do dnia 31 grudnia 2007 roku, sprawy te nie były rozstrzygnięte.

W dniu 4 lutego 2008 roku Sąd Apelacyjny oddalił apelację PGNiG SA dotyczącą sprawy o stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG SA do dopłaty 52 000 tysięcy złotych do kapitału tej spółki. Wyrok jest prawomocny. PGNiG SA złożyła 6 lutego 2008 roku wniosek o sporządzenie uzasadnienia wyroku.

W dniu 5 lutego 2008 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację PGNiG SA w sprawie o ustalenie nieistnienia uchwały o umorzeniu udziałów, podjętej przez Zgromadzenie Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. w dniu 23 kwietnia 2004 roku. Wyrok jest prawomocny. Uzasadnienie wyroku zostało doręczone Spółce przez Sąd Apelacyjny w Warszawie. PGNiG SA rozważa złożenie skargi kasacyjnej od prawomocnego wyroku.

Do momentu sporządzenia niniejszego sprawozdania toczyły się jeszcze dwie sprawy sądowe z powództwa PGNiG SA przeciw spółce PI GAZOTECH Sp. z o.o. Pierwsza o stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku, zobowiązującej PGNiG SA do wniesienia dopłaty w kwocie 25 999 tysięcy złotych, a druga o uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku, zobowiązującej PGNiG SA do wniesienia dopłaty w kwocie 6 552 tysięcy złotych.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za 2007 rok Jednostka Dominująca pozostawiła w księgach zobowiązanie i należność od PI GAZOTECH Sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału zakładowego w wysokości 82 472 tysięcy złotych oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 82 472 tysięcy

złotych a także rezerwę na potencjalne koszty w wysokości 924 tysięcy złotych.

Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny paliwa gazowego. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Grupa skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, planowanych likwidacji lub sprzedaży. Dla pewnych składników założenia przyjęte w związku z możliwością użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w Nocie 11.b.

W przypadku majątku kopalnianego istnieje niepewność związana z szacunkami zasobów gazu i ropy naftowej, na podstawie których szacowane są przepływy pieniężne dotyczące tego majątku. Zmiana szacunków zasobów ma bezpośredni wpływ na wielkość odpisów aktualizujących majątek kopalniany.

Istotnym elementem niepewności jest też ryzyko zmiany decyzji URE co do poziomu cen na usługi dystrybucji paliwa gazowego. Zmiana tych cen ma istotny wpływ na zmianę przepływów środków pieniężnych w spółkach dystrybucyjnych, co może skutkować koniecznością kolejnej aktualizacji odpisów aktualizujących wartość majątku dystrybucyjnego. Aktualizacja odpisów na majątek dystrybucyjny przeprowadzona w 2007 roku została szerzej opisana w punkcie 11.c.

Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W punkcie 2 sprawozdania podano stawki amortyzacyjne dla głównych grup środków trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności środków trwałych oparto na ocenie służb technicznych, zajmujących się ich eksploatacją. Szacunkom takim towarzyszy niepewność, co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość środków trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Rezerwy na ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

oraz inne rezerwy na ochronę środowiska opisane w notcie 29. Rezerwa ta jest oparta na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

Utrata wartości akcji SGT EUROPOL GAZ SA

Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ SA stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych,

opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ SA na lata 2006–2019, o czym mowa szerzej w notcie 6. Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń dotyczących przyszłych przepływów pieniężnych, przyjętej stopy dyskontowej oraz szacunkowego okresu przepływów pieniężnych, w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość udziałów w przyszłości.

44. Zestawienie oraz objaśnienie różnic pomiędzy danymi ujawnionymi w sprawozdaniu finansowym i porównywalnych danych finansowych, a uprzednio sporządzonymi i opublikowanymi sprawozdaniami finansowymi

W porównaniu do danych zawartych w sprawozdaniu finansowym za IV kwartał 2007 roku opublikowanym w dniu 28 lutego 2008 roku w niniejszym sprawozdaniu wprowadzono następujące zmiany:

Zmiany zysku z działalności operacyjnej

Zysk z działalności operacyjnej ze sprawozdania za IV kwartał 2007 rok	1 301 886
a) Zmiana stanu rezerw	20 034
b) Rezerwa na koszty związane z wycofywaniem środków trwałych z leasingu	(229 975)
c) Zmiana stanu odpisów aktualizujących na aktywa	(232 417)
d) Pozostałe	(7 932)
Zysk z działalności operacyjnej ze sprawozdania za 2007 rok	851 596

Zmiany zysku netto za okres sprawozdawczy

Zysk netto za okres sprawozdawczy ze sprawozdania za IV kwartał 2007 rok	1 252 060
a) Zmiana stanu rezerw	20 034
b) Rezerwa na koszty związane z wycofywaniem środków trwałych z leasingu	(229 975)
c) Zmiana stanu odpisów aktualizujących na aktywa	(232 417)
d) Pozostałe	(13 327)
e) Podatek dochodowy dotyczący wprowadzonych korekt	(34)
f) Korekta podatku odroczonego	119 724
Zysk netto za okres sprawozdawczy ze sprawozdania za 2007 rok	916 065

Spółka dokonała również dwóch zmian w rachunku zysków i strat za 2006 roku w celu doprowadzenia danych za okres porównawczy do porównywalności z okresem bieżącym.

Pierwsza zmiana polegała na przeniesieniu przychodów z tytułu transakcji terminowych w wysokości 230 350 tysięcy złotych z przychodów finansowych do kosztów finansowych. W związku z tym przychody i koszty te prezentowane

są wynikowo w kosztach finansowych. Zmiana ta została dokonana w obrębie działalności finansowej i nie miała żadnego wpływu na pozycje wynikowe.

Druga zmiana polegała na ujęciu w pozycji „Pozostałe koszty operacyjne netto” dodatkowych przychodów z rozliczenia przychodów przyszłych okresów w kwocie 5 407 tysięcy złotych oraz podatku odroczonego od tej kwoty w wysokości (1 027) tysięcy złotych w pozycji „Podatek dochodowy”. Ujęcie tych kwot spowodowało wzrost wyniku operacyjnego o kwotę 5 407 tysięcy złotych a wyniku netto o 4 380 tysięcy złotych. Zmiana ta wynikała z wprowadzenia korekty przeszacowania o hiperinflację rozliczeń międzyokresowych przychodów dotyczących nieodpłatnie przyjętej infrastruktury w latach 1995–1996.

W związku z tą korektą uległy zmianie kapitały własne. Uzgodnienie kapitałów dla okresów porównawczych zostało przedstawione w poniższej tabeli.

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Kapitał własny przed korektą	21 208 111	20 767 580
Korekta przeszacowania o hiperinflację rozliczeń międzyokresowych przychodów dotyczących nieodpłatnie przyjętej infrastruktury w latach 1995–1996	(54 751)	(59 131)
Kapitał własny po korekcie	21 153 360	20 708 449

Wprowadzenie korekty przeszacowania rozliczeń międzyokresowych przychodów spowodowało wzrost kwoty aktywów i pasywów. Ponadto w bilansach za okresy porównawcze został wypersaldowany zakładowy fundusz świadczeń socjalnych (ZFŚS). Wpływ tych zmian na kwoty aktywów i pasywów został przedstawiony w poniższej tabeli.

	31 grudnia 2006
Suma Aktywów/Pasywów przed korektami	30 739 647
Korekta przeszacowania o hiperinflację rozliczeń międzyokresowych przychodów dotyczących nieodpłatnie przyjętej infrastruktury w latach 1995–1996	12 843
Wypersaldowanie pozycji dotyczących zakładowego funduszu świadczeń socjalnych (ZFŚS)	(75 783)
Suma Aktywów/Pasywów po korektach	30 676 707

W bilansie za 2006 rok została dokonana również reklasyfikacja nakładów na poszukiwania w kwocie 1 005 901 tysięcy złotych z wartości niematerialnych i prawnych do

rzeczowego majątku trwałego (do pozycji środków trwałych w budowie). Zmiana ta miała jedynie charakter zmiany prezentacyjnej i nie spowodowała zmiany żadnych innych pozycji bilansowych.

Ponadto zostało dokonanych kilka korekt błędnej prezentacji w obrębie działalności operacyjnej rachunku przepływów za 2006 rok. Najistotniejsza korekta dotyczyła zmiany błędnej prezentacji zmian dotyczących udzielonego leasingu finansowego. Błąd polegał na nieprawidłowej prezentacji korekty rozliczeń międzyokresowych dotyczących leasingu finansowego w pozycji pozostałe pozycje netto zamiast w pozycjach zmian rozliczeń międzyokresowych. W związku z tym z pozycji pozostałe pozycje netto została przeniesiona kwota 70 124 tysięcy złotych do pozycji zmiany rozliczeń międzyokresowych. Z czego zarówno do pozycji zmiany stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów jak i do pozycji zmiany stanu przychodów przyszłych okresów została przeniesiona taka sama kwota to jest 35 062 tysięcy złotych. Zmiany w rachunku przepływów zostały dokonane w obrębie działalności operacyjnej i nie miały żadnego wpływu na inne wielkości w rachunku przepływów pieniężnych.

45. Zarządzanie kapitałem

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Grupa monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Grupy stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Grupa wlicza kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom Jednostki Dominującej.

	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
Kredyty i pożyczki oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	138 101	2 457 467
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	2 711 039	2 359 240
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 583 635)	(3 539 078)
Zadłużenie netto	1 265 505	1 277 629
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	21 013 076	21 145 689
Kapitał i zadłużenie netto	22 278 581	22 423 318
Wskaźnik dźwigni	5,68%	5,70%

46. Zdarzenia po dniu bilansowym

a. W dniu 3 stycznia 2008 roku Zarząd PGNiG SA postanowił powołać na Prokurentów Spółki Jana Czerepoka, Marka Dobryniewskiego i Waldemara Wójcika. Udzielona prokura jest prokurą łączną, to jest dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie prokurenta łącznie z członkiem Zarządu PGNiG SA.

b. W dniu 7 stycznia 2008 roku w Sądzie Rejonowym w Szczecinie, XVII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, zostało zarejestrowane podwyższenie kapitału zakładowego spółki Polskie LNG Sp. z o.o. („PLNG”) z siedzibą w Świnoujściu. Kapitał zakładowy został podwyższony z kwoty 39 000 tysięcy złotych do kwoty 50 000 tysięcy złotych – to jest o kwotę 11 000 tysięcy złotych. Udziały w podwyższonym kapitale zostały pokryte w formie wkładu pieniężnego przez jedynego wspólnika PGNiG SA. Po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego ogólna liczba głosów w spółce wynosi 50 000. PGNiG SA posiada 100% udziałów w spółce PLNG, reprezentujących 100% głosów na zgromadzeniu wspólników.

c. W dniu 29 stycznia 2008 roku Geofizyka Kraków Sp. z o.o., spółka w 100% zależna od PGNiG SA, zawiązała Firmę Wspólną w formie spółki akcyjnej na prawie libijskim z udziałem wspólnika libijskiego pod nazwą „Geofizyka Kraków Libia Spółka Akcyjna” z siedzibą w Janzur – okręg Al-Jifara („Geofizyka Kraków Libia Spółka Akcyjna”). Akcje w kapitale akcyjnym spółki Geofizyka Kraków Libia Spółka Akcyjna zostały podzielone na dwóch akcjonariuszy:

- » spółka Geofizyka Kraków Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie – 6 000 akcji o wartości nominalnej 100 dinarów libijskich każda akcja, reprezentujących 60% jej kapitału akcyjnego tj. 600 tysięcy dinarów libijskich oraz 60% głosów na walnym zgromadzeniu;
- » spółka „BARARI Co”, z siedzibą w Trypolisie w Libii – 4 000 akcji o wartości nominalnej 100 dinarów libijskich każda akcja, reprezentujących 40% jej kapitału zakładowego tj. 400 tysięcy dinarów libijskich oraz 40% głosów na walnym zgromadzeniu.

Kapitał akcyjny wynosi 1 000 tysięcy dinarów libijskich (co stanowi równowartość kwoty 2 040 tysięcy złotych zgodnie z tabelą kursów nr 4/B/NBP/2008 z dnia 23.01.2008 roku) i dzieli się na 10 000 akcji o wartości nominalnej 100 dinarów libijskich każdy.

Subskrybenci zgodnie z ustalonym wyżej procentowym podziałem kapitału akcyjnego oraz prawem libijskim, w momencie zakładania spółki zapłacili kwotę 300 tysięcy dinarów libijskich, która stanowi 30% pieniężnej wartości kapitału akcyjnego Spółki. Zapłata pozostałej kwoty każdej akcji pieniężnej nastąpi najdalej w ciągu pięciu lat od daty rejestracji Spółki.

Objęte przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o. akcje zostały pokryte wkładem pieniężnym.

Przedmiot działalności obejmuje w szczególności

- » Prowadzenie badań geologicznych w celu określenia złóż ropy i gazu naturalnego przy użyciu różnych środków geologicznych, geofizycznych i geochemicznych.
- » Projektowanie i wykonywanie badań geofizycznych.
- » Interpretacja i analiza danych sejsmicznych oraz przedkładanie opracowań geologicznych.
- » Przetwarzanie i interpretacja danych oraz świadczenie usług w zakresie informatyki danych.
- » Prowadzenie prac wiertniczych dla badań sejsmicznych.
- » Rozwijanie projektowania technicznego i wykonywanie prac dotyczących wierceń poszukiwawczych.
- » Wykonywanie badań i opracowań dotyczących warstw ziemi.
- » Świadczenie podobnych usług w dziedzinie inżynierii naftowej.

Poza powiązaniem wynikającym z objęcia akcji w kapitale akcyjnym Geofizyka Kraków Libia Spółka Akcyjna, o których mowa powyżej, Emitent informuje, że w skład organu zarządzającego Geofizyka Kraków Libia Spółka Akcyjna zostali powołani pracownicy spółki Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

d. W dniu 31 stycznia 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA podjęło uchwały w sprawie użycia kapitału rezerwowego pn. „Centralny Fundusz Restrukturyzacji na lata 2005–2007” na jednorazowe wypłaty (osłony) dla byłych pracowników ZUN Naftomet Sp. z o.o. w Krośnie, wyrażenia zgody w przedmiocie nabycia przez PGNiG SA działki o powierzchni 11 159 m² zlokalizowanej przy ul. Kasprzaka 25 A w Warszawie oraz w sprawie wyrażenia zgody na objęcie nowo utworzonych udziałów spółki Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

e. W dniu 24 stycznia 2008 roku Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego wydał postanowienie w przedmiocie podwyższenia kapitału zakładowego Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. („MOSD”). Kapitał zakładowy został podwyższony z kwoty 930 819 tysięcy złotych do kwoty 1 217 350 tysięcy złotych, tj. o kwotę 286 531 tysięcy złotych poprzez utworzenie nowych, równych i niepodzielnych 286 531 udziałów o wartości nominalnej 1 000 złotych każdy. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez jedynego wspólnika PGNiG SA i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Wartość ewidencyjna aktywów wniesionych w formie wkładu niepieniężnego w księgach rachunkowych PGNiG SA wynosi 286 531 tysięcy złotych. Po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego MOSD ogólna liczba głosów w spółce wynosi 1 217 350. PGNiG SA posiada 100% udziałów w spółce MOSD, reprezentujących 100% głosów na zgromadzeniu wspólników. Przedmiot działalności MOSD obejmuje w szczególności transport paliwa gazowego sieciami dystrybucyjnymi.

f. Z dniem 7 lutego 2008 roku Pan Mirosław Szałuba zrezygnował z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG SA. Przyczyną rezygnacji jest kandydowanie przez Pana Mirosława Szałubę na członka Zarządu PGNiG SA wybranego przez pracowników Spółki.

g. W dniu 12 lutego 2008 roku Sąd Rejonowy w Krakowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego wydał postanowienie w przedmiocie podwyższenia kapitału zakładowego Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. („KOSD”). Kapitał zakładowy został podwyższony z kwoty 1 310 749 tysięcy złotych do kwoty 1 476 112 tysięcy złotych, tj. o kwotę 165 363 tysięcy złotych poprzez utworzenie nowych, równych i niepodzielnych 165 363 udziałów o wartości nominalnej 1 000 złotych każdy. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez jedynego wspólnika PGNiG i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Wartość ewidencyjna aktywów wniesionych w formie wkładu niepieniężnego w księgach rachunkowych PGNiG wynosi 165 363,67 tysięcy złotych. Po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego KOSD ogólna liczba głosów w spółce wynosi 1 476 112. PGNiG posiada 100% udziałów w spółce KOSD, reprezentujących 100% głosów na zgromadzeniu wspólników. Przedmiot działalności KOSD obejmuje w szczególności transport paliwa gazowego sieciami dystrybucyjnymi.

h. W dniu 29 lutego 2008 roku Sąd Rejonowy Gdańsk – Północ w Gdańsku, VII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego wydał postanowienie w przedmiocie podwyższenia kapitału zakładowego Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. („POSD”). Kapitał zakładowy został podwyższony z kwoty 502 750 tysięcy złotych do kwoty 596 141 tysięcy złotych, to jest o kwotę 93 391 tysiące złotych poprzez utworzenie nowych, równych i niepodzielnych 93 391 udziałów o wartości nominalnej 1 000 złotych każdy. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez jedynego wspólnika PGNiG SA i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Wartość ewidencyjna aktywów wniesionych w formie wkładu niepieniężnego w księgach rachunkowych PGNiG SA wynosi 93 391,88 tysięcy złotych.

Po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego POSD ogólna liczba głosów w spółce wynosi 596 141. PGNiG SA posiada 100% udziałów w spółce POSD, reprezentujących 100% głosów na zgromadzeniu wspólników. Przedmiot działalności POSD obejmuje w szczególności transport paliwa gazowego sieciami dystrybucyjnymi.

i. W dniu 15 lutego 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA odwołało ze składu Rady Nadzorczej:

- » Pana Piotra Szwarca;
- » Pana Jarosława Wojtowicza;
- » Pana Andrzeja Rościszowskiego;
- » Pana Wojciecha Arkuszewskiego.

Jednocześnie, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA w dniu 15 lutego 2008 roku powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA:

- » Pana Stanisława Rychlickiego;
- » Pana Grzegorza Banaszka.

j. W dniu 12 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG SA odwołała ze składu Zarządu:

- » Pana Krzysztofa Głogowskiego;
- » Pana Zenona Kuchciaka;
- » Pana Stanisława Niedbalca;
- » Pana Tadeusza Zwierzyńskiego.

Jednocześnie, Rada Nadzorcza PGNiG SA w dniu 12 marca 2008 roku powołała w skład Zarządu PGNiG SA:

- » Pana Michała Szubskiego na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG SA;
- » Pana Mirosława Dobrute na stanowisko Członka Zarządu PGNiG SA – Wiceprezesa ds. techniczno-inwestycyjnych;
- » Pana Radosława Dudzińskiego na stanowisko Członka Zarządu PGNiG SA – Wiceprezesa ds. projektów strategicznych;
- » Pana Sławomira Hincina na stanowisko Członka Zarządu PGNiG SA – Wiceprezesa ds. ekonomiczno-finansowych.

k. W dniu 20 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG SA odwołała ze składu Zarządu PGNiG SA Pana Jana Anysza i jednocześnie powołała w skład Zarządu PGNiG SA Pana Mirosława Szałubę, wybranego przez pracowników PGNiG SA, na stanowisko Członka Zarządu – Wiceprezesa PGNiG SA.

Definicje i objaśnienia

CNG (ang. Compressed Natural Gas)	paliwo, sprężony gaz ziemny o ciśnieniu 20–25 MPa; służy do napędu pojazdów silnikowych zarówno z zapłonem iskrowym, jak i samoczynnym	Handel emisjami	instrument polityki ekologicznej państw, wynikający z postanowień protokołu z Kioto; podmiotom gospodarczym jest przyznawane uprawnienie do emisji; wygospodarowane nadwyżki mogą być sprzedane na rynku; polega na tym, że każdemu krajowi przydziela się tzw. górny limit emisji zanieczyszczeń; następnie limit ten dzielony jest i sprzedawany przedsiębiorstwom w postaci odpłatnych certyfikatów; jeżeli dane przedsiębiorstwo nie wykorzysta przyznanego mu limitu, to może wydane pozwolenie sprzedać innym firmom, które przekraczają dopuszczalne normy	OSD Operator systemu dystrybucyjnego	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych, odpowiedzialne za ruch sieciowy w gazowym systemie dystrybucyjnym, za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, również za połączenia z innymi systemami gazowymi, odpowiednio do obszaru działania	Sieć przesyłowa	sieć gazowa wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich; za ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego
Dystrybucja	transport paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi do odbiorców	KGZ	kopalnia gazu ziemnego	OSP Operator systemu przesyłowego	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, odpowiedzialne za ruch sieciowy w gazowym systemie przesyłowym, za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, również za połączenia z innymi systemami gazowymi	Sieć dystrybucyjna	sieć gazowa wysokich, średnich i niskich ciśnień z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich; za ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu dystrybucyjnego
E&P (ang. Exploration and Production)	Poszukiwanie i Wydobywanie – jeden z segmentów działalności PGNiG, w ramach którego działają spółki wykonujące prace poszukiwawcze, geofizyczne, geologiczne oraz ma miejsce produkcja gazu ziemnego i ropy naftowej	Kontrakt jamalski	kontrakt kupna-sprzedaży rosyjskiego gazu ziemnego pomiędzy PGNiG a Gazexport zawarty 25 września 1996 roku w Warszawie	PMG	podziemny magazyn gazu; jedynym właścicielem podziemnych magazynów gazu w Polsce jest Grupa Kapitałowa PGNiG na terenie kraju znajduje się sześć takich magazynów, pięć we wcześniej eksploatowanych złożach, szósty (w Mogilnie) w kavernie solnej	SGT EuRoPol GAZ	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA; spółka odpowiedzialna za przesył gazu ziemnego na polskim odcinku rurociągu jamalskiego, łączącego złoża z Federacji Rosyjskiej z Europą Zachodnią
Gaz ziemny	naturalna mieszanina węglowodorów parafinowych, głównie składająca się z metanu (do 98% w tzw. gazie wysokometanowym); w skorupie ziemskiej występuje w postaci złóż	Kraje Azji Środkowej	Kazachstan, Uzbekistan, Turkmenistan	Przesył	transport paliw gazowych sieciami przesyłowymi do sieci dystrybucyjnych lub odbiorów końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej	TPA (ang. Third Party Access)	uprawnienie do swobodnego korzystania z usług przesyłowych i wyboru sprzedawcy
Gazociąg bezpośredni	gazociąg, którym bezpośrednio dostarczane jest paliwo gazowe do instalacji odbiorcy, z pominięciem systemu gazowego	KRNiGZ	kopalnia ropy naftowej i gazu ziemnego	REACH (ang. Registration, Evaluation and Authorisation of Chemicals)	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Europy dotyczące bezpiecznego stosowania chemikaliów, dla których prowadzi się rejestrację i ocenę, a w niektórych przypadkach udziela się zezwoleń i ogranicza handel oraz zakres ich stosowania; rozporządzenie obowiązuje na terytorium Unii Europejskiej oraz w Norwegii, Islandii i Liechtensteinie; nadzorem nad wdrażaniem rozporządzenia zajmuje się ECHA (Europejska Agencja Chemikaliów) w Helsinkach	URE	Urząd Regulacji Energetyki; Prezes URE zgodnie z zasadami i przepisami prawa zatwierdza taryfy przedłożone przez przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie między innymi magazynowania i obrotu paliwami gazowymi
Gazociąg jamalski	gazociąg tranzytowy łączący Rosję z Europą Zachodnią, przechodzący między innymi przez terytorium Polski	LNG (ang. Liquefied Natural Gas)	gaz ziemny w postaci ciekłej o temperaturze –163 °C; podczas skraplania gaz ziemny zostaje oziębiony do –163 °C. Objętość redukuje się przy tym 630 razy				
Gazolina	mieszanina węglowodorów o małej masie cząsteczkowej, wydzielana z mokrego gazu ziemnego lub z gazów rafineryjnych, stosowana między innymi jako rozpuszczalnik oraz dodatek do benzyn	MPZP	miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego				
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo	OGP GAZ-SYSTEM	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA; spółka powstała 16 kwietnia 2004 roku jako PGNiG Przesył Sp. z o.o., w której 100% udziałów posiadało PGNiG; 28 kwietnia 2005 roku nastąpiło przekazanie Skarbowi Państwa wszystkich udziałów spółki; OGP GAZ-SYSTEM działa obecnie na podstawie koncesji Urzędu Regulacji Energetyki jako operator gazowego systemu przesyłowego				

Dane teleadresowe

Centrala spółki PGNiG

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
tel. (22) 589 45 55
tel. (22) 691 79 00
faks (22) 691 82 73
e-mail: pr@pgnig.pl
www.pgnig.pl

Oddział w Sanoku

ul. Sienkiewicza 12
38-500 Sanok
tel. (13) 465 21 00
faks (13) 463 55 55
e-mail: sanok@pgnig.pl
www.sanok.pgnig.pl

Oddział w Zielonej Górze

ul. Bohaterów Westerplatte 15
65-034 Zielona Góra
tel. (68) 329 14 00
faks (68) 329 14 30
e-mail: zielonagora@pgnig.pl
www.zielonagora.pgnig.pl

Oddział w Odolanowie

ul. Krotoszyńska 148
63-430 Odolanów
tel. (62) 736 44 41
faks (62) 736 59 89
e-mail: odolanow@pgnig.pl
www.odolanow.pgnig.pl

Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
tel. (22) 632 23 68
faks (22) 632 25 45
e-mail: clpb@pgnig.pl
www.clpb.pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG w Brukseli

Boulevard Saint Michel 47
1040 Brussels, Belgia
tel. (+32 24) 000 007
faks (+32 24) 000 032
e-mail: brussels@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG w Kijowie

ul. Sz. Rustaweli 31 b, m. 16
вул. Ш. Руставелі 31 - б, кв. № 16
01 333 Kijów/m. Київ, Ukraina/Україна
tel./faks (+380 44) 284 34 01
e-mail: kiev@pgnig.pl

Oddział w Danii

St. Kongensgade 72
1472 Copenhagen, Dania
tel. (+45 82) 51 51 02
faks (+45 82) 51 51 01
e-mail: denmark@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG w Moskwie

ul. Wawilowa dom 79, korpus 1, biuro nr 5-3
ул. Вавилова д. 79, кор. 1, офис № 5-3
117335 Moskwa/Moskwa, Rosja/Rosсия
tel. (+7 495) 775 38 56
faks (+7 495) 775 38 57
e-mail: moscow@pgnig.pl

Oddział Operatorski w Pakistanie

House No 321, Street 17, Sektor E-7
Islamabad 44000, Pakistan
tel. (+92 51) 265 45 91
faks (+92 51) 265 45 94

Departament Komunikacji Dział Relacji Inwestorskich

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
tel. (22) 691 79 16
faks (22) 691 81 23
e-mail: ri@pgnig.pl
www.ri.pgnig.pl

Departament Komunikacji Biuro Prasowe

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
tel. (22) 691 79 30
faks (22) 691 83 07
e-mail: rzecznik@pgnig.pl
www.bp.pgnig.pl



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
tel. (22) 589 45 55, faks (22) 691 82 73

www.pgnig.pl



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
tel. (22) 589 45 55, faks (22) 691 82 73

www.pgnig.pl