



**PGNiG**

Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE FINANSOWE**

**ZA ROK ZAKOŃCZONY**

**31 GRUDNIA 2011 ROKU**

## SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU	5
SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	7
SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A.	9
1. INFORMACJE OGÓLNE	9
2. STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI	15
3. SEGMENTY OPERACYJNE	37
4. KOSZTY OPERACYJNE	40
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	41
6. PODATEK DOCHODOWY	41
7. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	42
8. ZYSK/STRATA NA JEDNĄ AKCJĘ	43
9. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	43
10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	44
11. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	48
12. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	49
13. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE	52
14. INNE AKTYWA FINANSOWE	52
15. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO	53
16. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	54
17. ZAPASY	54
18. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	55
19. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	55
20. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	56
21. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE	56
22. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	56
23. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	57
24. KAPITAŁ PODSTAWOWY	57
25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	58
26. REZERWY	61
27. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	63
28. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY	63
29. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	63
30. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	64
31. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY ZMIANAMI STANU NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI STANU TYCH POZYCJI WYKAZANYMI W SPRAWOZDANIU Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	64
32. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	66
33. INSTRUMENTY POCHODNE	80
34. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	92
35. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	93
36. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	94
37. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	104
38. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM	105
39. INNE ISTOTNE INFORMACJE	105
40. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	109

Członkowie Zarządu

Wiceprezes Zarządu                      Marek Karabuła                      \_\_\_\_\_

Wiceprezes Zarządu                      Radosław Dudziński                      \_\_\_\_\_

Wiceprezes Zarządu                      Sławomir Hinc                      \_\_\_\_\_

Wiceprezes Zarządu                      Mirosław Szałuba                      \_\_\_\_\_

Warszawa, 1 marca 2012 roku

## WYBRANE DANE FINANSOWE

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
I. Przychody ze sprzedaży	21 820 478	20 415 476	5 270 520	5 098 261
II. Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 049 931	1 622 755	253 600	405 243
III. Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 815 713	2 026 607	438 567	506 095
IV. Zysk/Strata netto	1 615 691	1 702 121	390 254	425 063
V. Całkowite dochody	1 691 895	1 796 009	408 660	448 509
VI. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	730 289	2 385 986	176 394	595 841
VII. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 940 004)	(1 336 068)	(468 589)	(333 650)
VIII. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 578 476	(909 307)	381 265	(227 077)
IX. Środki pieniężne netto, razem	368 761	140 611	89 071	35 114
X. Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,27	0,29	0,07	0,07
	<b>Stan na 31 grudnia 2011</b>	<b>Stan na 31 grudnia 2010</b>	<b>Stan na 31 grudnia 2011</b>	<b>Stan na 31 grudnia 2010</b>
XI. Aktywa razem	28 486 740	24 877 099	6 449 633	6 281 620
XII. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	8 839 132	6 213 386	2 001 252	1 568 918
XIII. Zobowiązania długoterminowe	2 019 362	1 758 351	457 200	443 994
XIV. Zobowiązania krótkoterminowe	6 819 770	4 455 035	1 544 052	1 124 924
XV. Kapitał własny	19 647 608	18 663 713	4 448 381	4 712 702
XVI. Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000	1 335 809	1 489 786
XVII. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XVIII. Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (w PLN / EUR)	3,33	3,16	0,75	0,80
XIX. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,12	0,08	0,03	0,02

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitego dochodu oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego.

Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

### Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalane przez NBP

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Średni kurs w okresie	4,1401	4,0044
Kurs na koniec okresu	4,4168	3,9603

**RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT**  
**za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku**

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)		
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>3</b>	<b>21 820 478</b>
Zużycie surowców i materiałów	4	(13 522 995)
Świadczenia pracownicze	4	(895 227)
Amortyzacja		(567 978)
Usługi obce	4	(5 763 872)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		33 447
Pozostałe koszty operacyjne netto	4	(53 922)
<b>Koszty operacyjne razem</b>		<b>(20 770 547)</b>
<b>Zysk/Strata z działalności operacyjnej</b>		<b>1 049 931</b>
Przychody finansowe	5	1 026 590
Koszty finansowe	5	(260 808)
<b>Zysk/Strata przed opodatkowaniem</b>		<b>1 815 713</b>
Podatek dochodowy	6	(200 022)
<b>Zysk/Strata netto</b>		<b>1 615 691</b>
Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom	8	0,27

**SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU**  
**za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku**

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)		
<b>Zysk/Strata netto</b>	<b>1 615 691</b>	<b>1 702 121</b>
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	9 736	2 200
Wycena instrumentów zabezpieczających	134 779	42 036
Wycena instrumentów finansowych	(52 720)	71 160
Podatek odroczony dotyczący innych całkowitych dochodów	(15 591)	(21 508)
<b>Inne całkowite dochody netto</b>	<b>76 204</b>	<b>93 888</b>
<b>Całkowite dochody razem</b>	<b>1 691 895</b>	<b>1 796 009</b>

**SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ**  
**na dzień 31 grudnia 2011 roku**

	Informacja a dodatko wa	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)			
<b>AKTYWA</b>			
<b>Aktywa trwale (długoterminowe)</b>			
Rzeczowe aktywa trwale	10	12 281 120	10 940 921
Nieruchomości inwestycyjne	11	2 819	3 441
Wartości niematerialne	12	91 641	81 941
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	13	6 460 328	6 408 689
Inne aktywa finansowe	14	2 900 850	2 260 801
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	15	347 462	291 447
Pozostałe aktywa trwale	16	76 339	51 557
<b>Aktywa trwale (długoterminowe) razem</b>		<b>22 160 559</b>	<b>20 038 797</b>
<b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)</b>			
Zapasy	17	1 897 387	879 349
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	18	3 170 305	3 295 048
Należności z tytułu podatku bieżącego	19	5 320	-
Rozliczenia międzyokresowe	20	33 291	18 803
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	21	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	33	284 531	77 635
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	22	934 615	565 854
Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	23	<b>732</b>	<b>1 613</b>
<b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem</b>		<b>6 326 181</b>	<b>4 838 302</b>
<b>Suma Aktywów</b>		<b>28 486 740</b>	<b>24 877 099</b>
<b>PASYWA</b>			
<b>Kapitał własny</b>			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	24	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		8 988	(748)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		10 310 364	9 245 707
Zyski/Straty zatrzymane		1 688 163	1 778 661
<b>Kapitał własny razem</b>		<b>19 647 608</b>	<b>18 663 713</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	-	279
Rezerwy	26	1 250 587	1 175 485
Przychody przyszłych okresów	27	256 544	76 193
Rezerwa na podatek odroczonego	28	495 665	491 539
Inne zobowiązania długoterminowe	29	16 566	14 855
<b>Zobowiązania długoterminowe razem</b>		<b>2 019 362</b>	<b>1 758 351</b>
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	30	2 674 902	2 836 374
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	3 590 802	1 218 692
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	33	416 836	104 443
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	19	-	135 705
Rezerwy	26	135 113	156 263
Przychody przyszłych okresów	27	2 117	3 558
<b>Zobowiązania krótkoterminowe razem</b>		<b>6 819 770</b>	<b>4 455 035</b>
<b>Suma Zobowiązań</b>		<b>8 839 132</b>	<b>6 213 386</b>
<b>Suma Pasywów</b>		<b>28 486 740</b>	<b>24 877 099</b>

**SPRAWOZDANIE Z PRZEPIŹYWÓW PIENIĘŻNYCH**  
**za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku**

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
	(w tysiącach złotych)	
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej</b>		
Zysk/Strata netto	1 615 691	1 702 121
Korekty o pozycie:		
Amortyzacja	567 978	589 080
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(262 463)	(35 880)
Odsetki i dywidendy netto	(687 395)	(483 576)
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej	(36 101)	212 917
Podatek dochodowy bieżącego okresu	200 022	324 486
Podatek dochodowy zapłacony	(408 526)	(80 250)
Pozostałe pozycje netto	391 170	(19 116)
	<b>1 380 376</b>	<b>2 209 782</b>
<b>Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego</b>		
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	274 443	(375 787)
Zmiana stanu zapasów	(1 018 037)	230 870
Zmiana stanu rezerw	(10 467)	(1 784)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	140 496	317 932
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	(31 389)	(6 616)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	(5 133)	11 589
	<b>730 289</b>	<b>2 385 986</b>
<b>Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej</b>		
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej</b>		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	30 302	2 127
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach powiązanych	-	-
Wpływy ze sprzedaży akcji/udziałów w jednostkach pozostałych	153 339	-
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	647	2 141
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(2 334 499)	(1 786 922)
Nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(149 686)	(117 319)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	-	-
Wpływy z tytułu spłat pożyczek	174 278	2 497 261
Wydatki z tytułu udzielonych pożyczek	(557 526)	(2 372 593)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	72 577	110 786
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	(133 882)
Otrzymane odsetki	17 966	96 448
Otrzymane dywidendy	520 570	292 855
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	2 274	15 865
Pozostałe pozycje netto	129 754	57 165
	<b>(1 940 004)</b>	<b>(1 336 068)</b>
<b>Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej</b>		
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej</b>		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych	-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	-	-
Wpływy z emisji papierów dłużnych	3 580 181	1 210 229
Spłata kredytów i pożyczek	-	(1 900 895)
Wykup papierów dłużnych	(1 210 229)	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(2 343)	(3 564)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wypłacone dywidendy	(677 895)	(132 006)
Zapłacone odsetki	(92 117)	(49 351)
Pozostałe pozycje netto	(19 121)	(33 720)
	<b>1 578 476</b>	<b>(909 307)</b>
<b>Środki pieniężne netto z działalności finansowej</b>		
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych netto</b>	<b>368 761</b>	<b>140 611</b>
Różnice kursowe netto	-	-
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu</b>	<b>565 854</b>	<b>425 243</b>
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu</b>	<b>934 615</b>	<b>565 854</b>

**SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM**  
**za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku**

	<b>Kapitał własny</b>					<b>Razem</b>
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane	
(w tysiącach złotych)						
<b>Stan na 1 stycznia 2011</b>	<b>5 900 000</b>	<b>(748)</b>	<b>1 740 093</b>	<b>9 245 707</b>	<b>1 778 661</b>	<b>18 663 713</b>
Przeniesienia	-	-	-	998 189	(998 189)	-
Wyplata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(708 000)	<b>(708 000)</b>
Zysk/Strata netto za 2011 rok	-	-	-	-	1 615 691	<b>1 615 691</b>
Inne całkowite dochody netto za 2011 rok	-	9 736	-	66 468	-	<b>76 204</b>
<b>Stan na 31 grudnia 2011</b>	<b>5 900 000</b>	<b>8 988</b>	<b>1 740 093</b>	<b>10 310 364</b>	<b>1 688 163</b>	<b>19 647 608</b>
<b>Stan na 1 stycznia 2010</b>	<b>5 900 000</b>	<b>(2 948)</b>	<b>1 740 093</b>	<b>8 983 115</b>	<b>719 444</b>	<b>17 339 704</b>
Przeniesienia	-	-	-	170 904	(170 904)	-
Wyplata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(472 000)	<b>(472 000)</b>
Zysk/Strata netto za 2010 rok	-	-	-	-	1 702 121	<b>1 702 121</b>
Inne całkowite dochody netto za 2010 rok	-	2 200	-	91 688	-	<b>93 888</b>
<b>Stan na 31 grudnia 2010</b>	<b>5 900 000</b>	<b>(748)</b>	<b>1 740 093</b>	<b>9 245 707</b>	<b>1 778 661</b>	<b>18 663 713</b>



## **INFORMACJA DODATKOWA DO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A.**

**na dzień 31 grudnia 2011 roku**

### **1. INFORMACJE OGÓLNE**

#### **1.1. Nazwa, siedziba, podstawowy przedmiot działalności gospodarczej oraz podstawowe dane rejestrowe**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna („PGNiG S.A.”, „Spółka”) z siedzibą w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG w spółkę akcyjną Skarbu Państwa na podstawie art. 6 ust.1 ustawy z dnia 13 lipca 1990 roku o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Dz. U. 1990 nr 51 poz. 298 z późniejszymi zmianami) oraz rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie przekształcenia państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej "Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie" w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa z dnia 30 września 1996 roku (Dz. U. Nr 116, poz. 553). Na podstawie powyższego rozporządzenia sporządzono w dniu 21 października 1996 roku Akt Przekształcenia.

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. W dniu 14 listopada 2001 roku postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, PGNiG S.A. została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000059492. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736 oraz NIP 525-000-80-28.

Decyzją Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. z dnia 16 września 2005 roku akcje serii A i B oraz prawa do akcji serii B Spółki PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu giełdowego na rynku podstawowym. Pierwsze notowanie praw do akcji zwykłych na okaziciela serii B miało miejsce na sesji giełdowej w dniu 23 września 2005 roku. W dniu 18 października 2005 roku Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjęła decyzję o wprowadzeniu do obrotu giełdowego na rynku podstawowym akcji serii A i B Spółki PGNiG S.A. Pierwsze notowanie powyższych akcji odbyło się na sesji giełdowej w dniu 20 października 2005 roku.

Zgodnie ze Statutem Spółki PGNiG S.A., Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- 1) ciągłości dostaw paliwa gazowego do odbiorców oraz utrzymania jego niezbędnych rezerw,
- 2) bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych,
- 3) równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej,
- 4) działalności wydobywczej gazu.

Zgodnie ze Statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową w następującym zakresie:

- 1) wydobywanie ropy naftowej,
- 2) wydobywanie gazu ziemnego,
- 3) działalność usługowa związana z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,
- 4) kopalnictwo surowców siarkonośnych,
- 5) pozostałe górnictwo i kopalnictwo, gdzie indziej niesklasyfikowane,
- 6) wytwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- 7) przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- 8) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa,
- 9) wytwarzanie energii elektrycznej,
- 10) przesyłanie energii elektrycznej,
- 11) dystrybucja energii elektrycznej,
- 12) wytwarzanie paliw gazowych,
- 13) dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym,
- 14) produkcja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- 15) dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- 16) wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno - inżynierskich,
- 17) wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych, i telekomunikacyjno-przesyłowych,
- 18) wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych, i telekomunikacyjno-przemysłowych,

- 19) wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych,
- 20) wykonywanie instalacji gazowych,
- 21) obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych,
- 22) sprzedaż detaliczna paliw,
- 23) sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych,
- 24) sprzedaż hurtowa półproduktów,
- 25) pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana,
- 26) hotele i motele wraz z restauracjami,
- 27) hotele i motele bez restauracji,
- 28) towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi,
- 29) towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi,
- 30) transport rurociągowy,
- 31) magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składowiskach,
- 32) działalność biur turystycznych,
- 33) telefonia stacjonarna i telegrafia,
- 34) telefonia ruchoma,
- 35) transmisja danych i teleinformatyka,
- 36) radiokomunikacja,
- 37) prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych,
- 38) działalność geologiczno-poszukiwawcza,
- 39) działalność geodezyjna i kartograficzna,
- 40) wynajem nieruchomości na własny rachunek,
- 41) zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi,
- 42) zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi,
- 43) kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek,
- 44) działalność bibliotek innych niż publicznych,
- 45) działalność archiwów,
- 46) działalność muzeów,
- 47) badania i analizy techniczne,
- 48) leasing składników majątku Spółki służącego przesyłowi energii i gazu,
- 49) pośrednictwo finansowe pozostałe,
- 50) działalność holdingów,
- 51) działalność poligraficzna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 52) działalność usługowa związana z przygotowaniem druku,
- 53) działalność graficzna pomocnicza,
- 54) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji instrumentów i przyrządów pomocniczych, kontrolnych, badawczych, testujących, nawigacyjnych,
- 55) wykonywanie instalacji cieplnych, wodnych, wentylacyjnych i gazowych,
- 56) działalność agentów zajmujących się sprzedażą paliw, rud, metali i chemikaliów przemysłowych,
- 57) działalność agentów zajmujących się sprzedażą towarów różnego rodzaju,
- 58) sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego,
- 59) sprzedaż detaliczna pozostała w niewyspecjalizowanych sklepach,
- 60) leasing finansowy,
- 61) działalność pomocnicza finansowa związana z ubezpieczeniami i funduszami emerytalno-rentowymi,
- 62) wynajem maszyn i urządzeń,
- 63) przetwarzanie danych,
- 64) działalność związana z bazami danych,
- 65) działalność związana z informatyką, pozostała,
- 66) działalność rachunkowo-księgowa,
- 67) reklama,
- 68) działalność centrów telefonicznych (CALL CENTER),
- 69) działalność komercyjna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 70) zarządzanie nieruchomościami na zlecenie,
- 71) miejsca krótkotrwałego zakwaterowania pozostałe, gdzie indziej niesklasyfikowane.

## 1.2. Czas trwania działalności Spółki

Czas trwania działalności Spółki jest nieoznaczony.

### 1.3. Okres objęty sprawozdaniem finansowym

W sprawozdaniu finansowym zaprezentowane zostały dane obejmujące okresy roczne od dnia 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku wraz z danymi porównawczymi z okresu od 1 stycznia 2010 roku do 31 grudnia 2010 roku.

### 1.4. Sprawozdanie zawiera dane łączne

PGNiG S.A. posiada strukturę wielooddziałową, w której skład na dzień 31 grudnia 2011 wchodziła Centrala Spółki w Warszawie, a także:

- Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
- Górnśląski Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
- Karpacki Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
- Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
- Pomorski Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
- Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem i podlegające mu gazownie,
- Oddział w Odolanowie,
- Oddział w Sanoku,
- Oddział w Zielonej Górze,
- Oddział Operator Systemu Magazynowania w Warszawie,
- Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie,
- Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie,  
oraz oddziały zagraniczne:
- Oddział Operatorski w Pakistanie,
- Oddział w Egipcie,
- Oddział w Danii.

Prezentowane sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. obejmuje wszystkie wyżej wymienione jednostki. Zostało sporządzone w oparciu o dane finansowe ze zintegrowanych ksiąg rachunkowych poszczególnych oddziałów krajowych i dwóch oddziałów zagranicznych oraz w oparciu o sprawozdanie oddziału zagranicznego w Pakistanie. Na dzień bilansowy dane wynikające ze sprawozdania z sytuacji finansowej oddziału zagranicznego zostały przeliczone na walutę polską po obowiązującym na dzień bilansowy średnim kursie ustalonym przez NBP dla danej waluty, a pozycje rachunku zysków i strat po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów na dzień kończący każdy miesiąc roku obrotowego. Różnice kursowe powstałe w wyniku przeliczenia ujęte zostały w kapitale z aktualizacji wyceny.

PGNiG S.A. jako jednostka dominująca sporządza również sprawozdanie skonsolidowane, zawierające dane 24 spółek zależnych (w tym: 2 grup kapitałowych) oraz 1 spółki stowarzyszonej i 1 spółki współzależnej.

### 1.5. Skład Zarządu PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG S.A. 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 Akcjonariuszy.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2011 roku wchodziło pięć osób:

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

W 2011 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

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

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

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

W dniu 19 grudnia 2011 roku Pan Michał Szubski, Prezes Zarządu PGNiG S.A. złożył rezygnację z pełnienia funkcji z ważnych powodów osobistych. Rada Nadzorcza PGNiG S.A. przyjęła rezygnację Prezesa Michała Szubskiego ze skutkiem na dzień bilansowy, czyli na 31 grudnia 2011 roku.

W związku z rezygnacją Pana Michała Szubskiego z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A., decyzją Rady Nadzorczej PGNiG S.A. od 1 stycznia 2012 roku do czasu rozstrzygnięcia postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko Prezesa Zarządu Spółki, sprawy należące do kompetencji Prezesa, w tym kierowanie pracami Zarządu PGNiG S.A. nadzoruje Pan Marek Karabuła, Wiceprezes ds. Górnictwa Naftowego.

Po 31 grudnia 2011 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.

#### **1.6. Prokurenci PGNiG S.A.**

Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku prokurentami PGNiG S.A. były następujące osoby:

- Ewa Bernacik,
- Mieczysław Jakiel,
- Kazimierz Chrobak.

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

W 2011 roku miała miejsce zmiana w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

W dniu 29 listopada 2011 roku, Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o odwołaniu prokury Panu Tadeuszowi Kulczykowi.

Jednocześnie w dniu 29 listopada 2011 roku, Zarząd PGNiG S.A. powołał z dniem 1 grudnia 2011 roku na stanowisko prokurenta Pana Kazimierza Chrobaka.

Po 31 grudnia 2011 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły zmiany w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

#### **1.7. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.**

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. 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 wybrany w trybie, o którym mowa w § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A.,
- 2) nie może być Podmiotem Powiązany ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
- 3) nie może być Podmiotem Powiązany 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 S.A.

---

Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór Członka Rady Nadzorczej, który ma spełniać warunki opisane powyżej, następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na Członka Rady Nadzorczej spełniającego te warunki, przysługuje akcjonariuszom obecnym 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 2011 roku Rada Nadzorcza składała się z siedmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

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

W 2011 roku miały miejsce następujące zdarzenia dotyczące składu Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

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

W dniu 20 kwietnia 2011 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. powołało Radę Nadzorczą Spółki w dotychczasowym składzie na kolejną trzyletnią kadencję. Nowa Rada Nadzorcza ukonstytuowała się podczas pierwszego posiedzenia w dniu 5 maja 2011 roku.

Po 31 grudnia 2011 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, miały miejsce następujące zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

W dniu 5 stycznia 2012 roku prof. Stanisław Rychlicki, Przewodniczący Rady Nadzorczej PGNiG S.A. złożył rezygnację z pełnionej funkcji z ważnych powodów osobistych, ze skutkiem na dzień 10 stycznia 2012 roku.

Prof. Rychlicki został powołany przez Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. na stanowisko Przewodniczącego Rady Nadzorczej Spółki 15 lutego 2008 roku. W kwietniu 2011 roku został powołany na kolejną 3-letnią kadencję, która rozpoczęła się 5 maja 2011 roku.

W dniu 12 stycznia 2012 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej z dniem 12 stycznia 2012 roku:

- Pana Grzegorza Banaszka.

Jednocześnie, w dniu 12 stycznia 2012 roku, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej:

- Pana Józefa Głowackiego,
- Pana Wojciecha Chmielewskiego.

W dniu 12 stycznia 2012 roku, decyzją Ministra Skarbu Państwa na podstawie przepisów §35 ust.1 Statutu PGNiG S.A. został powołany w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

- Pan Janusz Pilitowski.

W dniu 13 stycznia 2012 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wybrała na przewodniczącego Pana Wojciecha Chmielewskiego.

Na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego Rada Nadzorcza składała się z ośmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Wojciech Chmielewski - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Marcin Moryń - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Kawecki - Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Agnieszka Chmielarz - Członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej - Członek Rady Nadzorczej,
- Józef Głowacki - Członek Rady Nadzorczej,
- Janusz Pilitowski - Członek Rady Nadzorczej.

### 1.8. Akcjonariat PGNiG S.A.

Na dzień przekazania jednostkowego sprawozdania finansowego za 2011 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa.

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. przedstawia się następująco:

Akcjonariusz	Siedziba	Liczba akcji	Procentowy udział w kapitale	Procentowy udział w ogólnej liczbie głosów
<i>Na dzień 31 grudnia 2011 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 272 063 451	72,41%	72,41%
Pozostali	-	1 627 936 549	27,59%	27,59%
<b>Razem</b>	-	<b>5 900 000 000</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>
<i>Na dzień 31 grudnia 2010 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 273 650 532	72,43%	72,43%
Pozostali	-	1 626 349 468	27,57%	27,57%
<b>Razem</b>	-	<b>5 900 000 000</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

### 1.9. Założenie kontynuacji działalności

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Spółkę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Spółkę.

### 1.10. Połączenie spółek handlowych

W 2011 roku nie wystąpiły połączenia PGNiG S.A. z innymi spółkami handlowymi.

### 1.11. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd PGNiG S.A. do publikacji w dniu 20 marca 2012 roku.

## **2. STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI**

### **2.1. Podstawa sporządzenia sprawozdania finansowego**

Sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży oraz instrumentów pochodnych wycenionych w wartości godziwej oraz pożyczek i należności wycenianych w skorygowanej cenie nabycia.

Sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych (PLN), a wszystkie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w tysiącach (tysiące złotych). Ewentualne różnice pomiędzy kwotami ogółem a sumą ich składników wynikają z zaokrągleń.

#### **2.1.1. Oświadczenie o zgodności**

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2011 roku.

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 sprawozdaniu finansowym jest zgodny z postanowieniami MSSF oraz Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. Nr 33, poz. 259).

### **2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień**

#### **2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy**

W roku bieżącym Spółka przyjęła wszystkie nowe i zaktualizowane standardy oraz interpretacje, przedstawione poniżej, wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości oraz zatwierdzone do stosowania w Unii Europejskiej („UE”), mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2011 roku.

- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” - klasyfikacja emisji praw poboru, zatwierdzone w UE w dniu 23 grudnia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lutego 2010 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” - ograniczone zwolnienie jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy z ujawniania informacji porównawczych zgodnie z MSSF 7, zatwierdzone w UE w dniu 30 czerwca 2010 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSR 24 „Ujawnianie informacji na temat podmiotów powiązanych” – uproszczenie wymogów dotyczących ujawnień przez jednostki powiązane z państwem oraz doprecyzowanie definicji jednostek powiązanych, zatwierdzone w UE w dniu 19 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do KIMSF 14 „MSR 19 – Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności” - przedpłaty w ramach minimalnych wymogów finansowania, zatwierdzone w UE w dniu 19 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie);
- Interpretacja KIMSF 19 „Regulowanie zobowiązań finansowych przy pomocy instrumentów kapitałowych”, zatwierdzona w UE w dniu 23 lipca 2010 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie);

- Zmiany do różnych standardów i interpretacji „Poprawki do MSSF (2010)” - dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF opublikowane w dniu 6 maja 2010 roku (MSSF 1, MSSF 3, MSSF 7, MSR 1, MSR 27, MSR 34 oraz KIMSF 13) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa, zatwierdzone w UE w dniu 18 lutego 2011 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się w dniu lub po ich dacie - 1 lipca 2010 roku lub 1 stycznia 2011 roku - w zależności od standardu/interpretacji).

Z wyjątkiem zaktualizowanego MSR 1, przyjęcie powyższych standardów i interpretacji nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Spółki ani w prezentacji sprawozdań finansowych.

#### **Zastosowanie zaktualizowanego MSR 1**

Zaktualizowany MSR 1 wymaga odrębnej prezentacji zysku lub straty i innych całkowitych dochodów w sprawozdaniu ze zmian w kapitale własnym. Dotychczas pozycje te w sprawozdaniu ze zmian w kapitale własnym prezentowane były w łącznej kwocie. Zastosowanie powyższej zmiany w niniejszym sprawozdaniu nie miało wpływu na prezentowane wcześniej wartości. Zmiana polegała jedynie na rozbiciu jednej pozycji „Całkowite dochody” w sprawozdaniu ze zmian w kapitale własnym na dwie odrębne pozycje tj. „Zysk/strata netto” oraz „Inne całkowite dochody netto”. Rozbicie takie ułatwia uzgodnienie zmian w kapitale własnym z rachunkiem zysków i strat oraz sprawozdaniem z całkowitego dochodu..

#### **2.2.2. Standardy i interpretacje opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale niemające jeszcze zastosowania**

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego Spółka nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie weszły jeszcze w życie:

- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” – przeniesienia aktywów finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 22 listopada 2011 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2011 roku lub po tej dacie).

Spółka postanowiła nie skorzystać z możliwości wcześniejszego zastosowania powyższych zmian do standardu.

#### **2.2.3. Standardy i interpretacje, które nie zostały jeszcze zatwierdzone przez UE do stosowania**

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR), z wyjątkiem poniższych standardów, zmian do standardów i interpretacji, które według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- MSSF 9 „Instrumenty finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2015 roku lub po tej dacie);
- MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSSF 11 „Wspólne ustalenia umowne” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSSF 12 „Ujawnienia na temat zaangażowania w inne jednostki” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSSF 13 „Wycena wartości godziwej” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSR 27 (znowelizowany w 2011 roku) „Jednostkowe sprawozdania finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSR 28 (znowelizowany w roku 2011) „Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych oraz wspólne przedsięwzięcia” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” – Ciężka Hiperinflacja i usunięcie sztywnych terminów dla stosujących MSSF po raz pierwszy (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2011 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” - kompensowanie aktywów i zobowiązań finansowych (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);



- Zmiany do MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” - prezentacja składników innych całkowitych dochodów (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2012 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSR 12 „Podatek dochodowy” - Podatek odroczony: realizacja aktywów (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2012 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSR 19 „Świadczenia pracownicze” – poprawki do rachunkowości świadczeń po okresie zatrudnienia (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSSF 9 „Instrumenty finansowe” oraz MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” – obowiązkowa data wejścia w życie i przepisy przejściowe;
- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” – kompensowanie aktywów i zobowiązań finansowych (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie);
- Interpretacja KIMSF 20 „Rozliczanie kosztów usuwania odpadów na etapie produkcji w kopalniach odkrywkowych” (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie).

Według szacunków Spółki, wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez jednostkę na dzień bilansowy.

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 Spółki, zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych według MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby przyjęte przez UE do stosowania na dzień bilansowy.

### **2.3. Stosowane zasady rachunkowości**

Poniżej zostały przedstawione najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez PGNiG S.A.

#### **2.3.1. Rzeczowe aktywa trwałe**

Rzeczowe aktywa trwałe obejmują środki trwałe i nakłady na środki trwałe w budowie, które jednostka zamierza wykorzystywać w swojej działalności oraz na potrzeby administracyjne w okresie dłuższym niż 1 rok, które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do jednostki. Nakłady na środki trwałe obejmują poniesione nakłady inwestycyjne jak również poniesione wydatki na przyszłe dostawy maszyn, urządzeń i usług związanych z wytworzeniem środków trwałych (przekazane zaliczki). Środki trwałe obejmują istotne, specjalistyczne części zamienne, które funkcjonują jako element środka trwałego.

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny według 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 zalicza się odsetki od finansowania zewnętrznego (patrz nota 2.3.3.).

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 Spółka oczekuje, iż będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Spółka nie zwiększa wartości księgowej netto 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 rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Spółka wykazuje je według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Podlegającą amortyzacji wartość środków trwałych, z wyłączeniem gruntów i środków trwałych w budowie, rozkłada się w sposób systematyczny na przestrzeni okresu użytkowania przy zastosowaniu metody amortyzacji liniowej:

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

Rzeczowe aktywa trwale 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 ze sprawozdania z sytuacji finansowej, a wszelkie powstałe na transakcji zyski lub straty odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Środki trwale 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 trwale w budowie nie podlegają amortyzacji do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

### **2.3.2. 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) Spółka 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, Spółka ujmuje w aktywach, jako środki trwale w budowie.

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

Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych, po udowodnieniu technicznej wykonalności i komercyjnej zasadności wydobywania gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, przeklasyfikowywane są do środków trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności czego dotyczą.

### **2.3.3. Koszty finansowania zewnętrznego**

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Spółka aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. Do końca 2008 roku Spółka zgodnie z zalecanym przez MSR 23 podejściem wzorcowym ujmowała wszystkie koszty finansowania zewnętrznego jako koszty okresu, w którym zostały poniesione.

W związku ze zmianą MSR 23 począwszy od 1 stycznia 2009 roku, koszty finansowania zewnętrznego bezpośrednio związanego z nabyciem, budową lub wytworzeniem składników aktywów, wymagających dłuższego czasu w celu doprowadzenia ich do użytkowania, zalicza się do kosztów wytworzenia takich aktywów aż do momentu, w którym aktywa te są zasadniczo gotowe do zamierzonego użytkowania lub sprzedaży.

Przychody z inwestycji uzyskane w wyniku krótkoterminowego inwestowania pozyskanych środków zewnętrznych przeznaczonych bezpośrednio na finansowanie nabycia, budowy lub wytworzenia składników majątku, pomniejszają wartość kosztów finansowania zewnętrznego podlegających kapitalizacji.

Wszelkie pozostałe koszty finansowania zewnętrznego są odnoszone bezpośrednio w rachunek zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Powyższe zasady kapitalizacji nie są stosowane do:

- aktywów wycenianych w wartości godziwej, oraz
- zapasów wytwarzanych w znaczących ilościach w cyklu ciągłym i charakteryzujących się wysoką rotacją.

### **2.3.4. Nieruchomości inwestycyjne**

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Spółka jako właściciel lub leasingobiorca w leasingu finansowym traktuje jako źródło przychodów z czynszów i/lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na spodziewany przyrost ich wartości.

Nieruchomości inwestycyjne początkowo ujmowane są według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji. Do wyceny nieruchomości inwestycyjnych Spółka 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 ze sprawozdania z sytuacji finansowej 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 ze sprzedaży, likwidacji lub zaprzestania użytkowania nieruchomości inwestycyjnej stanowią różnicę między przychodami ze sprzedaży, a wartością księgową netto i ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym dokonano takiej operacji.

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

Budynki i budowle	2 – 40 lat
-------------------	------------

### **2.3.5. Wartości niematerialne**

Wartości niematerialne obejmują możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nieposiadające postaci fizycznej, nad którymi Spółka sprawuje kontrolę i które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do Spółki.

Wartości niematerialne powstałe w wyniku prowadzenia badań i prac rozwojowych ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyłącznie w sytuacji, gdy jednostka jest w stanie udowodnić:

- możliwość, z technicznego punktu widzenia, ukończenia składnika wartości niematerialnych tak, aby nadawał się do użytkowania lub sprzedaży,
- zamiar ukończenia składnika oraz jego użytkowania lub sprzedaży,
- sposób, w jaki składnik będzie wytwarzał przyszłe korzyści ekonomiczne,
- dostępność stosownych środków technicznych oraz finansowych koniecznych do ukończenia prac rozwojowych oraz użytkowania lub sprzedaży składnika,
- możliwość wiarygodnego ustalenia nakładów poniesionych w czasie prac rozwojowych.

Nakłady poniesione na prace badawcze prezentowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia.

Wartości niematerialne stanowią również wydatki związane z nabyciem prawa wieczystego użytkowania gruntu. Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie na mocy decyzji administracyjnej, wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości, ujmowane są wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Składnik wartości niematerialnych Spółka początkowo ujmuje w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy składniki wartości niematerialnych wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia po pomniejszeniu o dokonane odpisy amortyzacyjne oraz odpisy z tytułu trwałej utraty wartości.

Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Spółkę, 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.

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. Szacunki okresu i metody amortyzacji weryfikowane są na koniec roku obrotowego. Jeśli prognozowany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. W przypadku znaczącej zmiany oczekiwanego sposobu rozłożenia w czasie korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów, stosuje się inną metodę amortyzacji, aby odzwierciedlić tę zmianę. Powyższe operacje Spółka ujmuje jako zmiany szacunków księgowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Okresy użyteczności stosowane dla poszczególnych składników wartości niematerialnych są następujące:

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

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 o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nie użytkowane poddawane są cyklicznie (raz do roku) testowi na utratę wartości.

### **2.3.6. Leasing**

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

#### **2.3.6.1. Spółka jako leasingodawca**

Aktywa oddane w leasing finansowy są prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 nierozliczonej 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.

#### **2.3.6.2. Spółka jako leasingobiorca**

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Spółki i są wyceniane w 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 sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji zobowiązania z tytułu leasingu finansowego.

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

### **2.3.7. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych**

Na każdy dzień bilansowy Spółka dokonuje oceny składników majątku trwałego i wartości niematerialnych 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 niezależne 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 przypadku, gdy strata z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości księgowej netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w rachunku zysków i strat jako przychód.

### **2.3.8. Aktywa finansowe**

Ze względu na charakter i przeznaczenie, aktywa finansowe Spółki kwalifikowane są do następujących kategorii:

- aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat,
- inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności,
- aktywa finansowe dostępne do sprzedaży,
- pożyczki i należności,
- dodatnia wycena instrumentów pochodnych.

W momencie początkowego ujęcia składnik aktywów finansowych wyceniany jest według wartości godziwej, powiększonej o koszty transakcji, z wyjątkiem aktywów kwalifikowanych jako wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

#### **2.3.8.1. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat**

Kategoria ta obejmuje aktywa finansowe przeznaczone do obrotu oraz aktywa finansowe wyznaczone w momencie ich początkowego ujęcia do wyceny w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

Składnik aktywów finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został nabyty głównie w celu sprzedaży w krótkim terminie;
- stanowi część portfela określonych instrumentów finansowych, którymi Spółka łącznie zarządza, zgodnie z aktualnym i faktycznym wzorem generowania krótkoterminowych zysków;
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- instrumenty pochodne nie wyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest dodatnia (np.: SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward z dostawą, bez dostawy, FX SWAPY),
- inwestycje w notowane akcje i instrumenty dłużne przeznaczone do obrotu,
- jednostki funduszy inwestycyjnych,
- inne pozycje.

Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty ujmowane są w rachunku zysków i strat. Zysk lub strata netto ujęte w rachunku zysków i strat uwzględniają dywidendy lub odsetki wygenerowane przez dany składnik aktywów finansowych.

#### **2.3.8.2. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności**

Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności stanowią aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności oraz stałych terminach wymagalności, które Spółka chce i może utrzymywać do momentu osiągnięcia wymagalności. Pozycje tej kategorii wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej po pomniejszeniu o utratę wartości, zaś przychody ujmuje się metodą efektywnego dochodu. Skutki wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- instrumenty dłużne takie jak obligacje skarbowe i komercyjne, kuponowe, dyskontowe, bony skarbowe i komercyjne, utrzymywane do terminu zapadalności,
- lokaty terminowe,
- inne pozycje.

#### **2.3.8.3. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**

Aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, które zostały wyznaczone jako dostępne do sprzedaży lub nieprzypisane do pozostałych kategorii klasyfikuje się jako aktywa dostępne do sprzedaży i wycenia według wartości godziwej. Zyski i straty wynikające ze zmian wartości godziwej ujmowane są w kapitale własnym w pozycji inne kapitały rezerwowe. Jednakże inwestycje w instrumenty kapitałowe nieposiadające kwotowań cen rynkowych z aktywnego rynku i których wartość godziwa nie może być wiarygodnie zmierzona, Spółka prezentuje według kosztu. Akcje i udziały spółek zależnych, wspólnie kontrolowanych i stowarzyszonych, zakwalifikowane do tej kategorii, wyceniane są według kosztu także wtedy, gdy są notowane na aktywnym rynku.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- inwestycje w nienotowane instrumenty kapitałowe (w tym udziały i akcje spółek zależnych, wspólnie kontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w notowane instrumenty kapitałowe, nieprzeznaczone do obrotu (w tym udziały i akcje spółek zależnych, wspólnie kontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w instrumenty dłużne, co do których Spółka nie ma stanowczego zamiaru utrzymania ich do terminu zapadalności,
- inne pozycje.

#### **2.3.8.4. Pożyczki i należności**

Kategoria pożyczek i należności obejmuje aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności, które nie są przedmiotem obrotu na aktywnym rynku.

Pożyczki i należności wyceniane są według zamortyzowanego kosztu, metodą efektywnej stopy procentowej z uwzględnieniem utraty wartości. Dochód odsetkowy ujmowany jest przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej z wyjątkiem należności krótkoterminowych, gdzie ujęcie odsetek byłoby nieistotne.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- wszystkie należności (bez podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń),
- udzielone pożyczki,
- należności z tytułu transakcji buy sell back, reverse repo.

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, dla których nie dokonano odpisów aktualizujących lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

### **2.3.8.5. Instrumenty pochodne – wycena dodatnia**

Instrumenty pochodne (dodatnia wycena), 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.

### **2.3.9. Utrata wartości aktywów finansowych**

Składniki aktywów finansowych podlegają ocenie pod względem utraty wartości na każdy dzień bilansowy. Utratę wartości składnika stwierdza się, gdy istnieją obiektywne przesłanki, że zdarzenia, które wystąpiły po początkowym ujęciu danego składnika aktywów wpłynęły niekorzystnie na związane z nim szacunkowe przyszłe przepływy pieniężne.

W przypadku wartości pożyczek i należności lub inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności wycenianych w wysokości zamortyzowanego kosztu, uwzględnia się stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty. Kwota odpisu aktualizującego stanowi różnicę pomiędzy wartością bilansową aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych pierwotną efektywną stopą procentową dla tych aktywów.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: statystyczna lub indywidualna. Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący. Na należności przeterminowane powyżej 90 dni i wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %.

Gdy strata z tytułu utraty wartości aktywów finansowych, z wyjątkiem instrumentów finansowych przeznaczonych do sprzedaży, ulegnie zmniejszeniu, to uprzednio ujętą stratę z tego tytułu odwraca się poprzez rachunek zysków i strat. Odwrócenie nie powoduje zwiększenia wartości księgowej netto składnika aktywów finansowych ponad kwotę, która stanowiłaby zamortyzowany koszt tego składnika na dzień odwrócenia w sytuacji, gdyby ujęcie utraty wartości w ogóle nie miało miejsca.

Straty z tytułu utraty wartości inwestycji w instrument kapitałowy nie poddaje się odwróceniu przez rachunek zysków i strat. Zwiększenia wartości godziwej następujące po ujęciu straty z tytułu utraty wartości ujmuje się bezpośrednio w kapitale własnym.

### **2.3.10. Rachunkowość zabezpieczeń**

Spółka PGNiG S.A. z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych, a od dnia 1 czerwca 2010 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji towarowych.

Celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany kursu EUR/PLN oraz USD/PLN jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotej ponoszonych przez nią wydatków w EUR oraz USD związanych z zakupem gazu w kontraktach długoterminowych.

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z ponoszonymi przez Spółkę wydatkami wyrażonymi w EUR oraz USD.

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty zabezpieczające to zakupione europejskie opcje kupna i zerokosztowe struktury opcyjne (struktury collar) stanowiące złożenie zakupionych europejskich opcji kupna oraz wystawionych europejskich opcji sprzedaży na kurs EUR/PLN i USD/PLN, o identycznych nominałach z datami rozliczenia przypadającymi w dniach oczekiwanego wpływu zabezpieczanego wolumenu walut z tytułu ponoszonych wydatków na gaz.

Celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany ceny gazu jest zagwarantowanie określonego poziomu, wyrażonego w USD, kosztu nabywanego surowca.

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z zakupem gazu.

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty to zakupione swapy towarowe fix/float oraz azjatyckie opcje towarowe call z europejskim sposobem rozliczenia.

Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części stanowiącej efektywne zabezpieczenie odnosi się bezpośrednio na kapitał z aktualizacji wyceny. Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części niestanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do pozostałych przychodów lub kosztów operacyjnych okresu sprawozdawczego.

### **2.3.11. Udziały we wspólnym przedsięwzięciu**

Wspólne przedsięwzięcie jest to relacja umowna, na mocy której dwie lub więcej stron podejmują działalność gospodarczą podlegającą współkontroli, w toku której strategiczne decyzje finansowe, operacyjne i polityczne wymagają jednogłośnego poparcia wszystkich stron sprawujących wspólnie kontrolę.

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności Spółka wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje i zobowiązania, które zaciągnęła, a także poniesione koszty i udział w przychodach ze sprzedaży towarów lub usług wygenerowanych przez wspólne przedsięwzięcie.

### **2.3.12. Zapasy**

Zapasy są to aktywa przeznaczone do sprzedaży w toku zwykłej działalności gospodarczej, będące w trakcie produkcji przeznaczonej na sprzedaż oraz mające postać materiałów lub surowców zużywanych w procesie produkcyjnym lub w trakcie świadczenia usług. Grupa ta obejmuje materiały, towary, produkty gotowe oraz produkcję w toku.

Wartość zapasów 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 wszystkich magazynów łącznie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego.

Rozchód paliwa gazowego na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe wycenia się 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.

### **2.3.13. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności**

Należności z tytułu dostaw i usług ujmuje 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 w rachunek zysków i strat. Spółka nie dyskontuje należności, których termin płatności przypada w okresie 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 rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4, tworzone są według metody statystycznej. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowych. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności, które są podstawą ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowym.

Odpisy aktualizujące należności od pozostałych klientów ujmowane są na podstawie indywidualnej analizy sytuacji finansowej dłużników.



Na należności przeterminowane powyżej 90 dni oraz na zarachowane opłaty karne, koszty procesowe, koszty egzekucyjne i odsetki od nieterminowych płatności, odpis aktualizujący tworzy się w wysokości 100 % wartości należności.

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 rachunek zysków i strat 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 aktualizujących lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

#### **2.3.14. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty**

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności, o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, wykazane w rachunku przepływów pieniężnych, składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących. Spółka wykazuje kredyty w rachunku bieżącym jako zmniejszenie pozycji środki pieniężne. Od momentu, w którym kredyty przekroczą wartość środków pieniężnych wykazywane są w zobowiązaniach krótkoterminowych.

#### **2.3.15. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży**

Spółka klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość księgową netto 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 Spółki, organ Spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub 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.

Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się w rachunku zysków i strat, do wysokości wcześniej utworzonego odpisu.

W sprawozdaniu z sytuacji finansowej aktywa przeznaczone do sprzedaży (lub grupa do zbycia) prezentowane są w osobnej pozycji aktywów obrotowych i nie podlegają amortyzacji.

#### **2.3.16. Kapitały własne**

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

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Spółki oraz wpisem do rejestru sądowego.

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

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 MSR po raz pierwszy został odniesiony 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, Spółka wykazuje wymienione zmniejszenia zysku w wyniku finansowym roku, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Przeznaczenie zysku dla pracowników ujmowane jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

### **2.3.17. Kredyty bankowe i pożyczki**

Oprocentowane kredyty bankowe ujmowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednio pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki wyceniane są 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 wykazywana jest w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

### **2.3.18. Rezerwy**

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Spółce ciąży istniejący obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność rozchodu środków stanowiących korzyści ekonomiczne oraz można dokonać wiarygodnego szacunku kwoty tego zobowiązania, przy czym jego kwota lub termin wymagalności nie są pewne.

Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana i aktualizowana na każdy dzień bilansowy w celu ujęcia możliwie najdokładniejszego szacunku.

W Spółce tworzone są rezerwy w szczególności z następujących tytułów:

- rezerwa na koszty likwidacji odwiertów,
- rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne,
- rezerwy związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na kary,
- rezerwa na potencjalne zobowiązania,
- rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

#### **2.3.18.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów**

Z tytułu ciążącego na Spółce obowiązku usuwania skutków prowadzonej działalności geologicznej i górniczej, Spółka tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej oraz dokonuje odpisów na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwa na przyszłe 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 mocy artykułu 26c) Ustawy z dnia 4 lutego 1994 roku (Dz.U.05.228.1947 z późniejszymi zmianami) Prawo Geologiczne i Górnicze. W Spółce dokonywane są odpisy na fundusz w wysokości od 3 % do 10% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od środków trwałych zakładu górniczego (zgodnie z przepisami podatkowymi) w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

### **2.3.18.2. Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne**

W Spółce prowadzony jest program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów ujmowane są w rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w Spółce. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Rezerwa na nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 rachunek zysków i strat przez okres 15 lat.

Przy wyliczaniu rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne Spółka przyjmuje następujące założenia:

- Założenia dotyczące prawdopodobieństwa rotacji i odejść na emeryturę: do wyliczeń brane są tablice prawdopodobieństw rotacji oraz odejść na emeryturę pracowników w zależności od płci, wieku, stażu pracy ogółem, stażu pracy w Spółce oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Spółki o pracownikach, w stosunku do których ustał stosunek pracy. Tablica prawdopodobieństw rotacji nie obejmuje przypadków związanych z realizacją planów restrukturyzacyjnych oraz zmian organizacyjnych w ostatnich latach,
- Założenia dotyczące zgonów: do wyliczeń brane są wartości na podstawie standardowych Tablic trwania życia,
- Założenie o wzroście wynagrodzeń: do wyliczeń brane są wartości na podstawie trendów rynkowych,
- Stopa dyskonta ustalana jako wypadkowa zwrotu z aktywów i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń.

### **2.3.18.3. Rezerwy związane z ochroną środowiska**

Przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji, w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności, ujmowane są jako rezerwy. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

### **2.3.18.4. Rezerwa na kary**

Spółka zawiązuje tego typu rezerwy na potencjalne zobowiązania z tytułu kar nakładanych na Spółkę.

### **2.3.18.5. Rezerwa na potencjalne zobowiązania**

W przypadku wystąpienia przesłanek, które z dużym prawdopodobieństwem wskazują na możliwość zaistnienia w przyszłości zdarzeń powodujących wzrost zobowiązania do danego kontrahenta z tytułu dostarczonych towarów lub usług Spółka kalkuluje dodatkowy koszt, który poniosłaby w sytuacji wystąpienia tych zdarzeń i tworzy rezerwę na ten cel.

### **2.3.20.6. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów**

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej Spółka jest właścicielem urządzeń technicznych znajdujących się na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe Spółka zawierała umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesły.

Służebność przesły jest nową instytucją prawa cywilnego, uregulowaną na podstawie wprowadzonych w życie w 2008 r. przepisów art. 3051-3054 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.)

W ciągu ostatnich kilku lat, odnotowano znaczny wzrost liczby roszczeń, wysuwanych przez właścicieli nieruchomości gruntowych w zakresie wypłaty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu korzystania przez Spółkę ze służebności przesły. Równoległe do wynagrodzeń, wypłacanych na rzecz właścicieli gruntów z tytułu zawartych umów dotyczących służebności przesły, wypłacane są wynagrodzenia (odszkodowania) z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości gruntowych.

W związku z powyższym Spółka, kierując się zasadą istotności, w 2010 roku oszacowała po raz pierwszy wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

Kalkulując kwotę rezerwy rozpatrywano zasadne roszczenia zgłoszone, w przypadku których w ciągu ostatnich 3 lat nie nastąpiło przerwanie toczącej się korespondencji.

Szacując wartość rezerwy analizowano: operaty szacunkowe sporządzone przez profesjonalnych rzeczoznawców w odniesieniu do kwoty roszczeń; kalkulacja przeprowadzona przez Spółkę, w oparciu o powierzchnię strefy kontrolowanej, w której zainstalowano dane urządzenie, wyrażonej w metrach kwadratowych; roczną wysokość czynszu dzierżawnego za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu, nie dłuższy niż 10 lat; dane historyczne na temat wskaźnika spalalności zgłoszonych roszczeń oraz średnich kwotach wypłaconych roszczeń.

Z uwagi na to, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych przyjętych do ich wyliczenia, ostateczne kwoty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu bezumownego korzystania z gruntów jakie Spółka będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

### **2.3.18.7. Pozostałe rezerwy**

Spółka utworzyła rezerwę w postaci Centralnego Funduszu Restrukturyzacji 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.

Spółka może też tworzyć inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością i funkcjonowaniem Spółki takie jak: rezerwa na gwarancje, rezerwa na osłony, rezerwa na restrukturyzację.

Spółka weryfikuje stan rezerw na każdy dzień bilansowy w celu odzwierciedlenia bieżącego, najbardziej właściwego szacunku. Jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, Spółka dyskontuje wartość rezerw. Przy stosowaniu dyskontowania, wartość księgowa netto rezerwy rośnie w każdym okresie, jako wyraz upływu czasu. Wzrost ten ujmowany jest jako koszt.

Do dyskontowania rezerw długoterminowych Spółka stosuje stopę dyskonta, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP.

### **2.3.19. Rozliczenia międzyokresowe**

Spółka w czynnych rozliczeniach międzyokresowych ujmuje koszty, które zostały poniesione z góry, natomiast w całości lub części dotyczą kolejnych okresów. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej czynne rozliczenia międzyokresowe prezentowane są jako oddzielna pozycja 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 niewykorzystany urlop). Rozliczenia te, w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

Spółka rozpoznaje rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów PGNiG S.A. zalicza wartość przychodów przyszłych okresów z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikających z zawartych umów z klauzulą take or pay (bierz lub płać).

Rozliczenia międzyokresowe przychodów są wykazywane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji pasywów: „przychody przyszłych okresów”.

### **2.3.20. 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 Spółki tj. z tytułu wynagrodzeń i innych bieżących świadczeń pracowniczych, jak również bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów oraz zobowiązania publicznoprawne.

### **2.3.21. Zobowiązania finansowe**

Zobowiązania finansowe wyceniane są w 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.

Pozycje zobowiązań finansowych klasyfikowane są na dwie kategorie: zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz pozostałe zobowiązania finansowe.

#### **2.3.21.1. Zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat**

Składnik zobowiązań finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został zaciągnięty głównie w celu sprzedaży lub odkupu w krótkim terminie;
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Spółka klasyfikuje do tej pozycji instrumenty pochodne niewyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest ujemna ( SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward, FX SWAPY) i inne.

Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty finansowe ujmowane są w rachunku zysków i strat z uwzględnieniem odsetek zapłaconych od danego zobowiązania finansowego.

#### **2.3.21.2. Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu**

Kategoria pozostałych zobowiązań finansowych obejmuje wszystkie zobowiązania z wyjątkiem zobowiązań z tytułu wynagrodzeń, podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń.

W momencie początkowego ujęcia, składniki tej grupy zobowiązań, wyceniane są w wartości godziwej powiększonej o koszty transakcji, które mogą być bezpośrednio przypisane do nabycia lub emisji składnika zobowiązania finansowego.

Następnie są one wyceniane według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględniane są 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.

### **2.3.22. Przychody ze sprzedaży**

Przychody ze sprzedaży stanowią należności za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej. Są one wykazywane w wartości godziwej otrzymanej, bądź należnej zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia.

### **2.3.22.1. Sprzedaż towarów i produktów**

Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia towarów i produktów wraz z przekazaniem dotyczącego ich prawa własności.

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na dzień bilansowy dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego lecz niezafakturowanego na dzień bilansowy do odbiorców indywidualnych.

Sprzedaż szacowaną gazu, która nie została zafakturowana w danym okresie sprawozdawczym określa się w oparciu o charakterystykę odbioru gazu przez odbiorców indywidualnych w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie.

### **2.3.22.2. Świadczenie usług**

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli na świadczenie usług składa się niedająca 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.

### **2.3.22.3. Przychody z tytułu odsetek**

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są sukcesywnie w miarę upływu czasu, poprzez odniesienie do głównej kwoty należnej i przy uwzględnieniu efektywnej stopy procentowej, czyli rzeczywistej stopy procentowej obliczanej na podstawie wszystkich przepływów pieniężnych wynikających z transakcji.

### **2.3.22.4. Dywidendy**

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

### **2.3.22.5. Przychody z tytułu wynajmu**

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

### **2.3.23. Dotacje państwowe**

Dotacje nie są ujmowane do chwili uzyskania uzasadnionej pewności, że jednostka spełni konieczne warunki i otrzyma dotacje.

Dotacje, których zasadniczym warunkiem jest nabycie lub wytworzenie przez jednostkę aktywów trwałych, są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako przychody przyszłych okresów, a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów. Dotacje niepieniężne do aktywów ujmuje się w księgach w wartości godziwej.

Pozostałe dotacje ujmowane są systematycznie w przychodach, w okresie niezbędnym do skompensowania kosztów, które te dotacje miały w zamierzeniu kompensować. Dotacje należne jako rekompensata kosztów lub strat już poniesionych lub jako forma bezpośredniego wsparcia finansowego dla jednostki bez ponoszenia przyszłych kosztów ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym są należne.

### **2.3.24. Świadczenia pracownicze**

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Spółkę należą:

- wynagrodzenie oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie,
- świadczenia niepieniężne.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze, w tym wpłaty do programów określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku lub premii, gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce ciąży obecne prawne lub zwyczajowe oczekiwane zobowiązanie do dokonania wypłat z wyniku zdarzeń przeszłych, oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

W przypadku świadczeń z tytułu płatnych nieobecności, świadczenia pracownicze ujmowane są w zakresie kumulowanych płatnych nieobecności, z chwilą wykonania pracy, która zwiększa uprawnienia do przyszłych płatnych nieobecności. W przypadku niekumulowanych płatnych nieobecności świadczenia ujmuje się z chwilą ich wystąpienia.

Świadczenia po okresie zatrudnienia w formie programów określonych świadczeń (odprawy emerytalne) oraz inne długoterminowe świadczenia (nagrody jubileuszowe, renty inwalidzkie) ustalane są przy użyciu metody prognozowanych uprawnień jednostkowych, z wyceną aktuarialną przeprowadzaną na każdy dzień bilansowy. Zyski i straty aktuarialne ujmowane są w całości w rachunku zysków i strat. Koszty przeszłego zatrudnienia rozpoznawane są natychmiast w stopniu, w jakim dotyczą świadczeń już nabytych, a w pozostałych przypadkach amortyzuje się je metodą liniową przez średni okres, po którym świadczenia zostają nabyte.

### **2.3.25. Podatek dochodowy**

Na obowiązkowe obciążenia wyniku składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (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 następnym oraz pozycji kosztów i przychodów, które 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 wynikający z różnicy 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.

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.

### **2.3.26. Waluty obce**

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. jest złoty polski (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 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 zawarcia 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, Spółka wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje.

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakistańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty (PLN) dla Oddziału w Egipcie i Oddziału w Danii. Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania Oddziału w Pakistanie są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a rachunek zysków i strat jest przeliczany po średnim kursie wymiany za dany rok obrotowy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczania 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.

### 2.3.26. Segmenty operacyjne

Segment operacyjny jest częścią składową jednostki:

- prowadzącą działalność gospodarczą, w ramach której uzyskuje przychody i ponosi koszty;
- której wyniki działalności podlegają regularnej kontroli przez główny organ odpowiedzialny za podejmowanie decyzji operacyjnych jednostki;
- w przypadku której są dostępne oddzielne informacje finansowe.

Zastosowanie nowego MSSF 8 „Segmenty operacyjne” nie spowodowało zmiany podziału na segmenty w porównaniu z segmentami prezentowanymi w sprawozdaniach za lata poprzednie.

W PGNiG S.A. przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty operacyjne jest podział według rodzajów działalności. Sprawozdawczością, zgodnie z MSSF, Spółka objęła trzy następujące segmenty:

a) *Segment wydobywanie*. Podstawową działalnością tego segmentu są: pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, od zagospodarowania do eksploatacji złóż.

b) *Segment obrót i magazynowanie*. Segment ten prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, a także wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe. W konsekwencji zakończenia procesu integracji obrotu, sprzedaż gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach i Husowie. Prowadzi także sprzedaż gazu wysokometanowego i zaazotowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego. Obrót gazem regulowany jest przez Prawo energetyczne, a ceny ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

c) *Segment pozostałych usług*. Segment ten świadczy usługi zapewniające poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o odpisy umorzeniowe i aktualizujące. 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.

### 2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W wyniku stosowanych przez Spółkę zasad rachunkowości opisanych w punkcie 2.3. niniejszego sprawozdania finansowego, Spółka przyjęła następujące 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 sprawozdawczych, dotyczące głównie obszarów:



#### **2.4.1. Sprawa dopłat do kapitału PI GAZOTECH Sp. z o.o.**

W 2011 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylecia bądź stwierdzenia nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. dotyczących dopłat do kapitałów tej spółki. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, sprawy te nie były ostatecznie rozstrzygnięte.

W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52.000 tysięcy złotych. Postępowanie toczyło się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Okręgowy w Warszawie przyjął apelację do rozpoznania. W dniu 4 lipca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. od wyroku Sądu Okręgowego.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 26.000 tysięcy złotych, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Okręgowy w Warszawie przyjął apelację do rozpoznania. W dniu 28 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552 tysięcy złotych zostało wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach oraz w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa toczą się od 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. Dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa i oddalił wniosek o uchylenie prawomocnego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa. Sąd Okręgowy na posiedzeniu w dniu 11 kwietnia 2011 roku wydał postanowienie o zawieszeniu postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za 2011 roku Spółka pozostawiła w księgach zobowiązanie i należność od PI GAZOTECH Sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału zakładowego w wysokości 84.552 tysiące złotych oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 84.552 tysiące złotych.

#### **2.4.2. Utrata wartości majątku trwałego**

Podstawowe aktywa operacyjne Spółki stanowi majątek kopalniany oraz magazyny gazu. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Spółka skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości oraz planowanych likwidacji lub sprzedaży. 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. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w Nocie 10.2.

#### **2.4.3. Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych**

W nocy 2.3.1. sprawozdania podano okresy ekonomicznej użyteczności 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.

#### **2.4.4. Szacowanie sprzedaży gazu**

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego na dzień bilansowy dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a nie zafakturowanego na dzień bilansowy, szacuje się w oparciu o ich dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Istnieje ryzyko, że ostateczne, rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

#### **2.4.5. Rezerwy na koszty likwidacji i ochronę środowiska**

Znaczącą pozycję rezerw w sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz rezerwa na ochronę środowiska, zaprezentowane w nocy 26. Rezerwy te są oparte na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

#### **2.4.6. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów**

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej Spółka jest właścicielem urządzeń technicznych znajdujących się na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe Spółka zawierała umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesyłu.

Służebność przesyłu jest nową instytucją prawa cywilnego, uregulowaną na podstawie wprowadzonych w życie w 2008 r. przepisów art. 3051-3054 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.)

W ciągu ostatnich kilku lat, odnotowano znaczny wzrost liczby roszczeń, wysuwanych przez właścicieli nieruchomości gruntowych w zakresie wypłaty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu korzystania przez Spółkę ze służebności przesyłu. Równolegle do wynagrodzeń, wypłacanych na rzecz właścicieli gruntów z tytułu zawartych umów dotyczących służebności przesyłu, wypłacane są wynagrodzenia (odszkodowania) z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości gruntowych.

W związku z powyższym Spółka, kierując się zasadą istotności, oszacowała wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

Kalkulując kwotę rezerwy rozpatrywano zasadne roszczenia zgłoszone, w przypadku których w ciągu ostatnich 3 lat nie nastąpiło przerwanie toczącej się korespondencji.

Szacując wartość rezerwy analizowano: operaty szacunkowe sporządzone przez profesjonalnych rzeczoznawców w odniesieniu do kwoty roszczeń; kalkulacja przeprowadzona przez Spółkę, w oparciu o powierzchnię strefy kontrolowanej, w której zainstalowano dane urządzenie, wyrażonej w metrach kwadratowych; roczną wysokość czynszu dzierżawnego za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu, nie dłuższy niż 10 lat; dane historyczne na temat wskaźnika spłacalności zgłoszonych roszczeń oraz średnich kwotach wypłaconych roszczeń.

Z uwagi na to, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych przyjętych do ich wyliczenia, ostateczne kwoty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu bezumownego korzystania z gruntów jakie Spółka będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

#### **2.4.7. Postępowanie przed Prezesem UOKiK**

W dniu 28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na:

- ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz
- przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji

poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. Nowy Gaz Sp. z o.o. w Warszawie.

Prezes URE przedłużył termin zakończenia postępowania antymonopolowego do dnia 29 lutego 2012 roku.

4 lipca 2011 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego. W ocenie Prezesa UOKiK polegało ono na przeciwdziałaniu powstawaniu bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku detalicznej i hurtowej sprzedaży gazu ziemnego poprzez ograniczanie możliwości wypowiedzenia umowy kompleksowej na dostarczanie paliwa gazowego. 1 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. wystosowała do Prezesa UOKiK pismo, w którym zakwestionowała w całości zarzut nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku gazu ziemnego oraz wniosła o umorzenie przedmiotowego postępowania.

9 lutego 2012 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie w ogólnych warunkach umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego postanowienia wpisanego do rejestru niedozwolonych postanowień umownych.

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

PGNiG S.A. nie utworzyła na koniec 2011 roku rezerw z tego tytułu, uznając, że powyższe zarzuty są niezasadne i mało prawdopodobne jest powstanie z tego tytułu obowiązku powodującego konieczność rozchodu środków stanowiących korzyści ekonomiczne.

#### **2.4.8. Sprawa sporna ze spółką PBG S.A.**

Spółka PBG S.A. w dniu 27 czerwca 2011 roku wystąpiła do Sądu Okręgowego w Warszawie XX Wydział Gospodarczy przeciwko PGNiG S.A. z pozwem o zapłatę spornej kwoty, stanowiącej równowartość potrąconych przez PGNiG S.A. z wynagrodzenia PBG S.A. naliczonych kar umownych z tytułu opóźnienia w realizacji przedmiotu umowy.

W ocenie Spółki roszczenia jest niezasadne ze względu na fakt, iż oddany przedmiot umowy obarczony był poważnymi wadami, a także z powodu faktycznie występujących, istotnych opóźnień w realizacji w/w umowy, uzasadniających naliczenie kar umownych. Dodatkowo według PGNiG S.A. roszczenia powoda uległy przedawnieniu W dniu 27 lipca 2011 roku Spółka złożyła odpowiedź na pozew, wnosząc o oddalenie powództwa w całości. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania termin rozprawy nie został wyznaczony.

Spółka kierując się zasadą ostrożności zawiązała w księgach na koniec 2011 roku rezerwę.

## **2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym**

### **Zmiany prezentacji w sprawozdaniu z sytuacji finansowej**

W celu zwiększenia przejrzystości ujawnianych informacji w sprawozdaniu finansowym Spółka dokonała zmiany prezentacji danych porównawczych.

Zmiana prezentacji dotyczy wartości związanych ze sprzedażą prognozowaną gazu. Korekta dotyczy pozycji należności z tytułu dostaw i usług, przychodów przyszłych okresów oraz zobowiązań z tytułu podatku VAT. Wartość należności z tyt. sprzedaży prognozowanej odpowiadająca wartości sprzedaży gazu prezentowanej w przychodach przyszłych okresów została przeklasyfikowana do pasywów, pomniejszając tym samym pozycję przychodów przyszłych okresów i zobowiązań z tytułu podatku VAT.

W wyniku tej zmiany, suma aktywów oraz pasywów za okres porównawczy uległa zmniejszeniu o kwotę 673.832 tysięcy złotych. Z tego należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności uległy zmniejszeniu o 673.832 tysięcy złotych, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania zmniejszyły się 85.261 tysięcy złotych a przychody przyszłych okresów uległy zmniejszeniu o 588.571 tysięcy złotych.

### 3. SEGMENTY OPERACYJNE

#### 3.1. Segmenty sprawozdawcze

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków/strat oraz niektórych aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Spółki za okresy zakończone 31 grudnia 2011 roku i 31 grudnia 2010 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2011 roku	Wydobycie	Obrót i magazynowanie	Pozostałe	Eliminacje	Razem
<b>Rachunek zysków i strat</b>					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 853 923	19 963 682	2 873	-	21 820 478
Sprzedaż między segmentami	1 175 319	-	-	(1 175 319)	-
Przychody segmentu razem	3 029 242	19 963 682	2 873	(1 175 319)	21 820 478
Amortyzacja	(437 657)	(130 092)	(229)	-	(567 978)
Pozostałe koszty	(1 311 256)	(20 061 173)	(5 459)	1 175 319	(20 202 569)
Koszty segmentu razem	(1 748 913)	(20 191 265)	(5 688)	1 175 319	(20 770 547)
<b>Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu</b>	<b>1 280 329</b>	<b>(227 583)</b>	<b>(2 815)</b>	<b>-</b>	<b>1 049 931</b>
Koszty finansowe netto					765 782
<b>Zysk/Strata przed opodatkowaniem</b>					<b>1 815 713</b>
Podatek dochodowy					(200 022)
<b>Zysk/Strata netto</b>					<b>1 615 691</b>
<b>Sprawozdanie z sytuacji finansowej</b>					
Aktywa segmentu	9 290 535	12 102 549	1 335	-	21 394 419
Aktywa nieprzypisane					6 744 859
Aktywa z tytułu odroczonego podatku					347 462
<b>Aktywa razem</b>					<b>28 486 740</b>
Kapitał własny razem					19 647 608
Zobowiązania segmentu	1 574 997	2 759 732	1 100	-	4 335 829
Zobowiązania nieprzypisane					4 007 638
Rezerwa na podatek odroczonego					495 665
<b>Pasywa razem</b>					<b>28 486 740</b>
<b>Pozostałe informacje dotyczące segmentu</b>					
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 719 541)	(614 958)	-	-	(2 334 499)
Odpisy aktualizujące aktywa	(913 434)	(780 415)	(28)	-	(1 693 877)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 660 601)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2010 roku	Wydobycie	Obrót i magazynowa nie	Pozostałe	Eliminacje	Razem
<b>Rachunek zysków i strat</b>					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 479 748	18 932 836	2 892	-	20 415 476
Sprzedaż między segmentami	1 113 243	-	-	(1 113 243)	-
Przychody segmentu razem	2 592 991	18 932 836	2 892	(1 113 243)	20 415 476
Amortyzacja	(446 159)	(142 603)	(318)	-	(589 080)
Pozostałe koszty	(1 322 223)	(17 989 401)	(5 260)	1 113 243	(18 203 641)
Koszty segmentu razem	(1 768 382)	(18 132 004)	(5 578)	1 113 243	(18 792 721)
<b>Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu</b>	<b>824 609</b>	<b>800 832</b>	<b>(2 686)</b>	<b>-</b>	<b>1 622 755</b>
Koszty finansowe netto					403 852
<b>Zysk/Strata przed opodatkowaniem</b>					<b>2 026 607</b>
Podatek dochodowy					(324 486)
<b>Zysk/Strata netto</b>					<b>1 702 121</b>
<b>Sprawozdanie z sytuacji finansowej</b>					
Aktywa segmentu	8 367 843	9 730 108	1 377	-	18 099 328
Aktywa nieprzypisane					6 486 324
Aktywa z tytułu odroczonego podatku					291 447
<b>Aktywa razem</b>				<b>-</b>	<b>24 877 099</b>
Kapitał własny razem					18 663 713
Zobowiązania segmentu	1 450 343	2 812 241	146	-	4 262 730
Zobowiązania nieprzypisane	-	-	-	-	1 459 117
Rezerwa na podatek odroczonego	-	-	-	-	491 539
<b>Pasywa razem</b>				<b>-</b>	<b>24 877 099</b>
<b>Pozostałe informacje dotyczące segmentu</b>					
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 233 850)	(552 998)	(74)	-	(1 786 922)
Odpisy aktualizujące aktywa	(990 233)	(1 110 288)	(6)	-	(2 100 527)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 675 674)

### 3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Spółka prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w 2011 roku stanowiły 2,49% (2,30% w 2010 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów. Spółka eksportuje głównie do Szwajcarii, Niemiec i Belgii.

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Sprzedaż krajowa	<b>21 276 843</b>	<b>19 946 299</b>
Gaz	20 303 373	19 214 078
Ropa naftowa	638 326	467 836
Hel	21 868	13 319
Gaz propan butan	60 460	50 489
Gazolina	5 116	3 227
Gaz LNG	37 597	30 019
Usługi magazynowania gazu	31 471	31 702
Usługi geofizyczno – geologiczne	57 419	20 809
Usługi hotelowe	3 701	5 449
Pozostałe usługi	101 747	94 181
Pozostałe produkty	7 301	6 104
Towary i materiały	8 464	9 086
Sprzedaż eksportowa	<b>543 635</b>	<b>469 177</b>
Gaz	41 681	56 516
Ropa naftowa	456 831	370 806
Hel	35 647	30 732
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz rozprężony LNG	109	88
Usługi geofizyczno - geologiczne	1 964	6 396
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	6 517	4 639
Pozostałe produkty	886	-
Towary i materiały	-	-
<b>Razem</b>	<b>21 820 478</b>	<b>20 415 476</b>

Również aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Spółki w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku stanowiła 0,82% (0,37% na dzień 31 grudnia 2010 roku) ogólnej kwoty aktywów trwałych.

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	12 694 176	11 326 801
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą	105 205	42 506
<b>Razem</b>	<b>12 799 381</b>	<b>11 369 307</b>

### 3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

Spółka nie posiada zewnętrznych pojedynczych klientów, od których przychody z tytułu sprzedaży stanowiłyby 10 lub więcej procent łącznych przychodów Spółki.

#### 4. KOSZTY OPERACYJNE

##### 4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Koszt sprzedanego gazu	(13 387 999)	(11 004 594)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(134 996)	(143 943)
<b>Razem</b>	<b>(13 522 995)</b>	<b>(11 148 537)</b>

##### 4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Wynagrodzenia	(655 373)	(613 906)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(239 854)	(243 745)
<b>Razem</b>	<b>(895 227)</b>	<b>(857 651)</b>

##### 4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zakup usług przesyłowych i dystrybucyjnych	(4 738 882)	(4 887 587)
Pozostałe usługi obce	(1 024 990)	(912 328)
<b>Razem</b>	<b>(5 763 872)</b>	<b>(5 799 915)</b>

##### 4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zmiana stanu rezerw netto	10 131	(12 832)
Zmiana stanu odpisów netto	48 723	(143 116)
Podatki i opłaty	(159 041)	(151 521)
Odsetki dotyczące działalności operacyjnej	78 339	90 612
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	(75 232)	81 355
Wynik na wycenie i realizacji transakcji zabezpieczających dotyczących działalności operacyjnej	(80 038)	(155 561)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(7 725)	(10 258)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	(5 611)	1 339
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(463)	(8 800)
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	6 891	24 422
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych kosztów i zapasów	8 032	4 224
Przychody z tyt. odszkodowań, kar	101 399	9 799
Koszty z tyt. odszkodowań, kar	(1 342)	(106 409)
Pozostałe koszty netto	22 015	(41 466)
<b>Razem</b>	<b>(53 922)</b>	<b>(418 212)</b>



## 5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
<b>Przychody finansowe</b>	<b>1 026 590</b>	<b>538 696</b>
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	170 115	193 791
Zysk na różnicach kursowych	231 815	46 871
Aktualizacja wartości inwestycji	9 631	2 255
Zysk ze zbycia inwestycji	73 188	2 250
Dywidendy i udziały w zyskach	534 908	292 855
Pozostałe przychody finansowe	6 933	674
<b>Koszty finansowe</b>	<b>(260 808)</b>	<b>(134 844)</b>
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	(240 426)	(120 969)
Koszty z tytułu odsetek	(798)	(3 538)
Strata na różnicach kursowych	-	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(5 046)	(2 948)
Prowizje od kredytów	(47)	(693)
Pozostałe koszty finansowe	(14 491)	(6 696)
<b>Zysk/Strata z działalności finansowej</b>	<b>765 782</b>	<b>403 852</b>

## 6. PODATEK DOCHODOWY

Nota	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 815 713	2 026 607
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(344 985)	(385 054)
Różnice trwałe pomiędzy zyskiem/stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	144 963	60 568
<b>Obciążenie podatkowe wykazane w rachunku zysków i strat</b>	<b>(200 022)</b>	<b>(324 486)</b>
Bieżący podatek dochodowy	6.1. (267 501)	(377 501)
Odroczony podatek dochodowy	6.2. 67 479	53 015
Efektywna stopa podatkowa	11%	16%

### 6.1. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	<b>1 815 713</b>	<b>2 026 607</b>
Różnice pomiędzy zyskiem/stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(408 592)	(64 259)
Przychody niezaliczane do dochodu do opodatkowania	(1 740 019)	(1 478 957)
Koszty nieuznawane za koszty uzyskania przychodu	2 421 277	2 381 544
Przychody podatkowe niezaliczane do księgowych	164 130	152 948
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, niezaliczane do kosztów księgowych	(1 249 071)	(1 049 180)
Odliczenia od dochodu	(4 909)	(70 614)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	<b>1 407 121</b>	<b>1 962 348</b>
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy od osób prawnych	(267 353)	(372 846)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(148)	(4 655)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(267 501)	(377 501)
<b>Bieżący podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat</b>	<b>(267 501)</b>	<b>(377 501)</b>

## 6.2. Odroczony podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
<b>Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych</b>	<b>53 061</b>	<b>3 278</b>
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	(3 418)	17 588
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	(6 398)	3 737
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	62 716	(19 100)
Ujemne różnice kursowe	-	-
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Strata podatkowa bieżącego okresu	-	-
Pozostałe	161	1 053
<b>Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych</b>	<b>14 418</b>	<b>49 737</b>
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	34 698	36 094
Przychody z leasingu finansowego	(887)	26 455
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(7 204)	(4 361)
Dodatnie różnice kursowe	-	-
Naliczone odsetki	(18 373)	68
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	8 841	(8 518)
Pozostałe	(2 657)	(1)
<b>Odroczony podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat</b>	<b>67 479</b>	<b>53 015</b>

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku. W 2011 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. 2010 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 brakuje 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 organy skarbowe.

Oddziały zagraniczne Spółki podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych, w 2011 i w 2010 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 25 do 41% podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne w 2011 i w 2010 roku, nie płaciły podatku dochodowego.

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.

## 7. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W 2011 roku Spółka nie zaniechała żadnej działalności. Spółka nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

## 8. ZYSK/STRATA NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk/strata podstawowy na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/straty netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Spółki przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego.

Zysk/strata rozwodniony na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/straty netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych 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 zamiennych na akcje zwykłe).

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zysk/Strata netto przypisany akcjonariuszom Spółki	1 615 691	1 702 121
Zysk/Strata netto przypisany akcjonariuszom Spółki zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję	1 615 691	1 702 121
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk/strata podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom Spółki (w złotych)	0,27	0,29
Zysk/strata rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom Spółki (w złotych)	0,27	0,29

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.)
<b>31 grudnia 2011</b>				
2011-01-01	2011-12-31	5 900 000	365	5 900 000
<b>Razem</b>			<b>365</b>	<b>5 900 000</b>
<b>31 grudnia 2010</b>				
2010-01-01	2010-12-31	5 900 000	365	5 900 000
<b>Razem</b>			<b>365</b>	<b>5 900 000</b>

## 9. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

Dywidendy wypłacone w okresie	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,12	0,08
Liczba akcji (tysiące sztuk)	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	708 000	472 000
- dywidenda w formie rzeczowej dla Skarbu Państwa	30 104	339 994
- dywidenda w formie pieniężnej dla Skarbu Państwa	482 587	2 683
- dywidenda w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	195 309	129 323

Dywidenda za 2010 rok została wypłacona dnia 6 października 2011 roku, natomiast dywidenda za 2009 rok w dniu 4 października 2010 roku.

Wpływ na wynik poszczególnych okresów sprawozdawczych z tytułu nadwyżki wartości majątku przekazanego dywidendą rzeczową nad wartością księgową netto w sprawozdaniu sytuacji finansowej na dzień przekazania dywidendy został zaprezentowany w nocie 4.4.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została podjęta decyzja odnośnie podziału wyniku finansowego za rok 2011.

## 10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Grunty	23 775	23 597
Budynki i budowle	5 236 333	5 171 059
Urządzenia techniczne i maszyny	1 347 183	1 354 023
Środki transportu i pozostałe	78 661	85 226
<b>Razem środki trwałe</b>	<b>6 685 952</b>	<b>6 633 905</b>
Środki trwałe w budowie	5 595 168	4 307 016
<b>Razem rzeczowe aktywa trwałe</b>	<b>12 281 120</b>	<b>10 940 921</b>

PGNiG S.A. posiada obecnie 8 podziemnych magazynów gazu (PMG). W tej liczbie, siedem magazynów znajduje się w sczerpanych złożach gazu ziemnego, a jeden magazyn, typu kawernowego (KPMG Mogilno), stanowią komory wylugowane w wysadzie solnym (kawerny solne).

Gaz ziemny w podziemnych magazynach gazu dzieli się na gaz roboczy i gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu.

Gaz roboczy jest to gaz zatłoczony do magazynu w ramach pojemności czynnej, który może być oddany z magazynu w trakcie cyklu odbioru paliwa gazowego.

Gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu pochodzi w części z rodzimego złoża (w ilości oznaczonej w zatwierdzonej dokumentacji geologicznej), a pozostała jego część została dotłoczona w celu uzyskania odpowiednich parametrów techniczno-geologicznych, niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania magazynu. Dotyczy to magazynów gazu ziemnego zlokalizowanych w wyeksploatowanych złożach węglowodorów. W przypadku magazynu zlokalizowanego w wysadzie solnym (PMG Mogilno), gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu został zatłoczony do komór magazynowych podczas pierwszego cyklu zatłaczania z jednoczesnym wytłaczaniem solanki.

Docelowa ilość gazu niezbędnego do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu, niezbędna do funkcjonowania każdego z magazynów, traktowana jest jako bufor pozostający w niezmienionej wielkości przez okres funkcjonowania magazynu.

## 10.1 ŚRODKI TRWAŁE

31 grudnia 2011	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	23 597	5 171 059	1 354 023	85 226	<b>6 633 905</b>
Zwiększenie stanu	113	111 025	544	776	<b>112 458</b>
Zmniejszenie stanu	(399)	(194 298)	(12 279)	(1 724)	<b>(208 700)</b>
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	599	444 145	172 195	16 587	<b>633 526</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(135)	77 371	(10 706)	(1 690)	<b>64 840</b>
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(372 969)	(156 594)	(20 514)	<b>(550 077)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących</b>	<b>23 775</b>	<b>5 236 333</b>	<b>1 347 183</b>	<b>78 661</b>	<b>6 685 952</b>
Na dzień 1 stycznia 2011 roku					
Wartość brutto	25 781	8 380 885	2 413 776	184 210	<b>11 004 652</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 184)	(3 209 826)	(1 059 753)	(98 984)	<b>(4 370 747)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku</b>	<b>23 597</b>	<b>5 171 059</b>	<b>1 354 023</b>	<b>85 226</b>	<b>6 633 905</b>
Na dzień 31 grudnia 2011 roku					
Wartość brutto	26 095	8 705 140	2 548 850	185 562	<b>11 465 647</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 320)	(3 468 807)	(1 201 667)	(106 901)	<b>(4 779 695)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2011 roku</b>	<b>23 775</b>	<b>5 236 333</b>	<b>1 347 183</b>	<b>78 661</b>	<b>6 685 952</b>

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

<b>31 grudnia 2010</b>	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	<b>Razem</b>
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	22 000	5 071 837	1 293 321	97 412	<b>6 484 570</b>
Zwiększenie stanu	360	152 832	539	6	<b>153 737</b>
Zmniejszenie stanu	(338)	(103 853)	(10 489)	(1 710)	<b>(116 390)</b>
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 422	530 628	228 992	12 116	<b>773 158</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	153	(73 687)	(12 622)	(256)	<b>(86 412)</b>
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(406 698)	(145 718)	(22 342)	<b>(574 758)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących</b>	<b>23 597</b>	<b>5 171 059</b>	<b>1 354 023</b>	<b>85 226</b>	<b>6 633 905</b>
Na dzień 1 stycznia 2010 roku					
Wartość brutto	24 337	7 857 297	2 216 519	177 650	<b>10 275 803</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 337)	(2 785 460)	(923 198)	(80 238)	<b>(3 791 233)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku</b>	<b>22 000</b>	<b>5 071 837</b>	<b>1 293 321</b>	<b>97 412</b>	<b>6 484 570</b>
Na dzień 31 grudnia 2010 roku					
Wartość brutto	25 781	8 380 885	2 413 776	184 210	<b>11 004 652</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 184)	(3 209 826)	(1 059 753)	(98 984)	<b>(4 370 747)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010 roku</b>	<b>23 597</b>	<b>5 171 059</b>	<b>1 354 023</b>	<b>85 226</b>	<b>6 633 905</b>

## 10.2. 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
<b>Na dzień 1 stycznia 2011 roku</b>	2 185	523 104	100 423	6 108	<b>631 820</b>	447 951	<b>1 079 771</b>
Zwiększenie stanu	135	34 558	14 260	2 083	<b>51 036</b>	-	<b>51 036</b>
Zmniejszenie stanu	-	(111 929)	(3 554)	(393)	<b>(115 876)</b>	(18 895)	<b>(134 771)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2011 roku</b>	<b>2 320</b>	<b>445 733</b>	<b>111 129</b>	<b>7 798</b>	<b>566 980</b>	<b>429 056</b>	<b>996 036</b>
<b>Na dzień 1 stycznia 2010 roku</b>	2 338	449 417	87 801	5 852	<b>545 408</b>	337 276	<b>882 684</b>
Zwiększenie stanu	-	84 652	15 936	479	<b>101 067</b>	110 675	<b>211 742</b>
Zmniejszenie stanu	(153)	(10 965)	(3 314)	(223)	<b>(14 655)</b>	-	<b>(14 655)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2010 roku</b>	<b>2 185</b>	<b>523 104</b>	<b>100 423</b>	<b>6 108</b>	<b>631 820</b>	<b>447 951</b>	<b>1 079 771</b>

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 631.820 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 430.626 tysięcy złotych,
- podziemne magazyny gazu 38.418 tysięcy złotych,
- pozostały 162.776 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 51.036 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 10.695 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę 115.876 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 109.130 tysięcy złotych).

Zmiany dotyczące majątku służącego bezpośrednio działalności wydobywczej związane były z aktualizacją przyjętych założeń, weryfikacją przesłanek utraty wartości bądź ze zbyciem składników majątku.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 566.980 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 332.191 tysięcy złotych,
- podziemne magazyny gazu 38.438 tysięcy złotych,
- pozostały 196.351 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2011 roku, 401.924 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2010 roku odpis ten wynosił 425.464 tysiące złotych).

## 11. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	3 441	3 778
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	-	-
Przeniesienia z rzeczowych aktywów trwałych	(232)	100
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(22)	(2)
Amortyzacja za rok obrotowy	(368)	(435)
<b>Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących</b>	<b>2 819</b>	<b>3 441</b>
Na początek okresu		
Wartość brutto	5 184	5 063
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 743)	(1 285)
<b>Wartość księgową netto</b>	<b>3 441</b>	<b>3 778</b>
Na koniec okresu		
Wartość brutto	4 987	5 184
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 168)	(1 743)
<b>Wartość księgową netto</b>	<b>2 819</b>	<b>3 441</b>

Składnikami inwestycji w nieruchomości Spółki są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe. Wartość księgową netto budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 1.354 tysiące złotych (1.328 tysięcy złotych w 2010 roku), natomiast wartość księgową netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 1.464 tysiące złotych (2.113 tysięcy złotych w 2010 roku).

Spółka w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 1.976 tysięcy złotych (2.013 tysięcy złotych w 2010 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 730 tysięcy złotych (1.343 tysiące złotych w 2010 roku).

Ze względu na nieistotność pozycji nieruchomości inwestycyjnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, Spółka nie dokonuje wyceny tych nieruchomości w celu ustalenia ich wartości godziwych.



## 12. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

<b>31 grudnia 2011</b>	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie*	Inne wartości niematerialne	<b>Razem</b>
Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	-	-	35 540	46 401	<b>81 941</b>
Zwiększenie stanu	-	-	5	21	<b>26</b>
Zmniejszenie stanu	-	-	(72)	(100)	<b>(172)</b>
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	36	27 481	<b>27 517</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(53)	(86)	<b>(139)</b>
Amortyzacja za rok obrotowy	-	-	(465)	(17 067)	<b>(17 532)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>34 991</b>	<b>56 650</b>	<b>91 641</b>
Na dzień 1 stycznia 2011 roku					
Wartość brutto	-	-	37 417	107 611	<b>145 028</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(1 877)	(61 210)	<b>(63 087)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35 540</b>	<b>46 401</b>	<b>81 941</b>
Na dzień 31 grudnia 2011 roku					
Wartość brutto	-	-	37 382	132 149	<b>169 531</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(2 391)	(75 499)	<b>(77 890)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2011 roku</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>34 991</b>	<b>56 650</b>	<b>91 641</b>

\* Ponadto Spółka użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na dzień 31 grudnia 2011 roku 338.347 tysięcy złotych (338.370 tysięcy złotych na koniec 2010 roku).

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

<b>31 grudnia 2010</b>	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	<b>Razem</b>
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	-	-	36 289	32 665	<b>68 954</b>
Zwiększenie stanu	-	-	-	-	-
Zmniejszenie stanu	-	-	(47)	(75)	<b>(122)</b>
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	127	27 345	<b>27 472</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(360)	(116)	<b>(476)</b>
Amortyzacja za rok obrotowy	-	-	(469)	(13 418)	<b>(13 887)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35 540</b>	<b>46 401</b>	<b>81 941</b>
Na dzień 1 stycznia 2010 roku					
Wartość brutto	-	-	37 339	80 845	<b>118 184</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(1 050)	(48 180)	<b>(49 230)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>36 289</b>	<b>32 665</b>	<b>68 954</b>
Na dzień 31 grudnia 2010 roku					
Wartość brutto	-	-	37 417	107 611	<b>145 028</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(1 877)	(61 210)	<b>(63 087)</b>
<b>Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010 roku</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35 540</b>	<b>46 401</b>	<b>81 941</b>

### 12.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

	31 grudnia 2011				31 grudnia 2010			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto
Budynki i budowle	-	-	-	-	-	-	-	-
Urządzenia techniczne i maszyny	-	-	-	-	-	-	-	-
Środki transportu i pozostałe	5 016	(4 537)	(188)	291	10 622	(7 879)	(333)	2 410
	<b>5 016</b>	<b>(4 537)</b>	<b>(188)</b>	<b>291</b>	<b>10 622</b>	<b>(7 879)</b>	<b>(333)</b>	<b>2 410</b>

### 12.2. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
<b>Na dzień 1 stycznia 2011 roku</b>	-	-	592	132	724
Zwiększenie stanu	-	-	55	86	141
Zmniejszenie stanu	-	-	(2)	-	(2)
<b>Na dzień 31 grudnia 2011 roku</b>	-	-	<b>645</b>	<b>218</b>	<b>863</b>
<b>Na dzień 1 stycznia 2010 roku</b>	-	-	232	16	248
Zwiększenie stanu	-	-	360	116	476
Zmniejszenie stanu	-	-	-	-	-
<b>Na dzień 31 grudnia 2010 roku</b>	-	-	<b>592</b>	<b>132</b>	<b>724</b>

### 13. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	7 994 459	7 811 102
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	-	78 000
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	126 470	142 541
<b>Razem brutto</b>	<b>8 120 929</b>	<b>8 031 643</b>
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	6 386 736	6 203 823
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	-	130 720
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	73 592	74 146
<b>Razem netto</b>	<b>6 460 328</b>	<b>6 408 689</b>

\* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

\*\* Akcje Zakładów Azotowych w Tarnowie i akcje Centrozap Katowice pomniejszone o odpis aktualizujący.

W pozycji „Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” zostały zaprezentowane aktywa finansowe przeznaczone do sprzedaży, jednakże niespełniające warunków do zakwalifikowania ich do aktywów finansowych krótkoterminowych lub aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży ze względu na fakt, że nie jest znany termin ich ewentualnego zbycia.

W wyniku sprzedaży w dniu 15 kwietnia 2011 roku 4.000.001 akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. pozycja „Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży” (wartość brutto) uległa zmniejszeniu o 78.000 tysięcy złotych to jest o wartość nabycia akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie – Mościcach S.A. (ZAT). Wynik wyceny akcji ZAT (zysk w wysokości 64.200 tysięcy złotych) dotychczas ujmowany w kapitale z aktualizacji wyceny został odniesiony w 2011 roku na rachunek zysków i strat.

W pozycji „Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” Spółka wykazuje między innymi udziały w spółce POGC Libya BV. Na dzień 31 grudnia 2011 roku zaangażowanie Spółki w spółkę POGC Libya BV wynosiło 65.520 tysięcy EUR, to jest 289.389 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 grudnia 2011 roku). Wartość udziałów w księgach Spółki na 31 grudnia 2011 roku wynosiła 291.922 tysięcy złotych.

Biorąc pod uwagę sytuację w Libii, głównym miejscu działalności operacyjnej spółki POGC Libya BV istnieje ryzyko trwałej utraty wartości udziałów w tej spółce.

Ze względu na wydarzenia jakie mają miejsce od połowy lutego w Libii Zarząd Spółki POGC Libya BV podjął decyzję o ewakuacji z terenu tego kraju wszystkich zagranicznych pracowników i zorganizowaniu tymczasowego biura w Warszawie. Ewakuowany został również personel zagraniczny większości podwykonawców. Jednocześnie biuro oddziału Spółki w Trypolisie pozostaje pod opieką lokalnego personelu i cały czas działa. Zgodnie z treścią umowy EPSA, spółka złożyła władzom National Oil Corporation w Libii notyfikację z powołaniem się na klauzulę „siły wyższej” uzasadniającą wydłużenie terminu realizacji zobowiązań. Po ustaniu działania czynnika siły wyższej strony są zobowiązane do podjęcia negocjacji w sprawie ustalenia nowego terminu realizacji zobowiązań kontraktowych. Ponieważ w chwili obecnej trudno jest określić dalszy scenariusz wydarzeń, Zarząd Spółki POGC Libya BV monitoruje obecną sytuację w samej Libii oraz w regionie i w zależności od rozwoju sytuacji będzie podejmował stosowne decyzje i działania.

W związku z powyższym Spółka na dzień 31 grudnia 2011 roku nie tworzyła odpisu aktualizującego na udziały POGC Libya BV.

### 14. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 14.1.)	44 432	30 538
Udzielone pożyczki	2 849 187	2 230 126
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	7 165	6 673
Inne inwestycje długoterminowe	31	17
Pozostałe	35	47
<b>Razem brutto</b>	<b>2 900 850</b>	<b>2 267 401</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	(6 600)
<b>Razem netto</b>	<b>2 900 850</b>	<b>2 260 801</b>

#### 14.1. Leasing finansowy

Umowa leasingu z dnia 6 lipca 2005 roku zawarta pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz - System Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz - System S.A.) stanowiła element "Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A." przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku. Rozdzielenie działalności przesyłowej od działalności produkcyjno - handlowej nastąpiło poprzez oddanie majątku przesyłowego do używania Gaz-System S.A. Przedmiot leasingu stanowiły nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe.

Umowa była zawarta na okres 17 lat. W wyniku przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 9 listopada 2009 roku "Polityki energetycznej Polski do 2030 roku" wystąpiła konieczność wcześniejszego zakończenia umowy leasingu systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG S.A. a OGP GAZ-SYSTEM S.A. poprzez przekazanie dywidendy rzeczowej w 2011 roku. Przekazanie w/w dywidendy rzeczowej za rok 2010 nastąpiło w dniu 6 października 2011 roku. Ponadto zgodnie z podjętymi ustaleniami pomiędzy PGNiG S.A. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A., rozwiązanie Umowy Leasingu Operacyjnego za porozumieniem stron nastąpiło w dniu 7 października 2011 roku po uprzednim uzyskaniu wymaganych zgód, w tym korporacyjnych.

Wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych na dzień rozpoczęcia leasingu przekraczała 90% wartości godziwej przedmiotu leasingu. W związku z tym leasing ten ujmowany był jako leasing finansowy zgodnie z MSR 17. Opłata leasingowa zawierała część kapitałową i odsetkową. Część odsetkowa ustalana była w oparciu o stawki WIBOR 3M w miesiącu poprzedzającym miesiąc, którego dotyczyła naliczana rata leasingowa, powiększona o marżę.

Wpływy związane z umową leasingu systemu przesyłowego:

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Rata odsetkowa	1 702	14 414
Rata kapitałowa	1 881	15 865
<b>Razem</b>	<b>3 583</b>	<b>30 279</b>

W poniższej tabeli został przedstawiony podział należności z tytułu leasingu finansowego, według okresów spłaty:

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
- poniżej 1 roku	2 854	2 335
- powyżej 1 roku do 5 lat	9 437	9 549
- powyżej 5 lat	34 995	20 989
<b>Razem, w tym:</b>	<b>47 286</b>	<b>32 873</b>
- należności krótkoterminowe	2 854	2 335
- należności długoterminowe	44 432	30 538

#### 15. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	21 966	21 706
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	2 673	2 182
Rezerwa na smołę pogazową	8 062	11 160
Rezerwa na likwidację odwiertów	116 112	115 765
Pozostałe rezerwy	18 193	19 611
Odpisy aktualizujące środki trwałe	78 688	82 150
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	8 896	11 844
Odpisy aktualizujące pozostałe	627	614
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1 966	1 163
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	344	208
Wycena transakcji terminowych	86 620	23 903
Wycena akcji notowanych na giełdzie	-	-
Opłata przyłączeniowa	270	289
Pozostałe	3 045	852
<b>Razem</b>	<b>347 462</b>	<b>291 447</b>

## 16. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji, gwarancji i itp.	14 346	10 839
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	16 669	6 114
Opłata przyłączeniowa	8 020	5 372
Udostępnienie informacji geologicznej	33 079	27 877
Koszty przyszłych działań reklamowych i marketingowych	69	1
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	4 156	1 354
<b>Razem</b>	<b>76 339</b>	<b>51 557</b>

## 17. ZAPASY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 893 807	875 096
- paliwo gazowe	1 761 777	753 078
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 890 505	871 865
- paliwo gazowe	1 761 777	753 078
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	-	-
Według wartości netto możliwej do uzyskania	-	-
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	6 524	7 064
Według wartości netto możliwej do uzyskania	6 524	7 064
Towary		
Według cen nabycia	358	420
Według wartości netto możliwej do uzyskania	358	420
<b>Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania</b>	<b>1 897 387</b>	<b>879 349</b>

### 17.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
<b>Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu</b>	<b>882 580</b>	<b>1 114 300</b>
Zakup	16 909 929	12 914 952
Inne zwiększenia	12 847	13 032
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(15 516 227)	(12 601 036)
Sprzedaż	(7 515)	(7 458)
Inne zmniejszenia	(380 925)	(551 210)
<b>Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu</b>	<b>1 900 689</b>	<b>882 580</b>

## 18. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	3 037 957	3 605 015
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	32 207	106 005
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	256 427	297 765
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	8 333	4 553
Wymagalna część udzielonych pożyczek od jednostek powiązanych	303 006	136 989
Należności z tytułu leasingu finansowego	2 854	2 335
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	105 524	87 271
Pozostałe należności	117 441	73 345
<b>Razem należności brutto</b>	<b>3 863 749</b>	<b>4 313 278</b>
<b>Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 18.1.)</b>	<b>(693 444)</b>	<b>(1 018 230)</b>
<b>Razem należności netto</b>	<b>3 170 305</b>	<b>3 295 048</b>
W tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	2 564 877	2 776 108
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	32 199	59 429
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	256 427	297 764
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	8 333	4 553
Wymagalna część udzielonych pożyczek od jednostek powiązanych	274 184	112 967
Należności z tytułu leasingu finansowego	2 854	2 335
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	19 843	1 571
Pozostałe należności	11 588	40 321

Standardowy termin płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowany w Spółce wynosi 14 dni.

### 18.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Odpis aktualizujący na początek okresu	(1 018 230)	(1 025 423)
Zwiększenie odpisu	(47 490)	(90 862)
Rozwiązanie odpisu	201 664	80 538
Wykorzystanie odpisu	172 262	19 717
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(1 650)	(2 200)
<b>Odpis aktualizujący na koniec okresu</b>	<b>(693 444)</b>	<b>(1 018 230)</b>

## 19. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	135 705	-
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego	5 320	(161 546)
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	-	161 546
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	5 320	-
Podatek dochodowy (obciążenie okresu)	267 501	377 501
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(408 526)	(80 250)
<b>Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu</b>	<b>-</b>	<b>135 705</b>

## 20. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Ubezpieczenia majątkowe	1 896	268
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji, gwarancji i itp.	11 948	7 590
Czynsze i opłaty za wynajem płatne z góry	902	305
Udostępnienie informacji geologicznej	4 825	3 763
Serwis, aktualizacja oprogramowania	1 812	3 861
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	893	256
Koszty przyszłych działań reklamowych i marketingowych	394	825
Opłata przyłączeniowa	8 477	367
Usługa zarządzania hotelem	348	-
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	1 796	1 568
<b>Razem</b>	<b>33 291</b>	<b>18 803</b>

## 21. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	-	-
Obligacje i bony skarbowe (wartość brutto)	-	-
<b>Razem brutto</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	-	-
Obligacje i bony skarbowe (wartość netto)	-	-
<b>Razem netto</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

\*Pomniejszone o odpis aktualizujący.

## 22. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Środki pieniężne w kasie i w banku	50 639	33 290
Lokaty bankowe	881 770	530 502
Krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokiej płynności *	-	-
Inne środki pieniężne**	2 206	2 062
<b>Razem</b>	<b>934 615</b>	<b>565 854</b>

\*Są to bony (skarbowe, NBP, itp.), certyfikaty depozytowe o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

\*\* Są to środki pieniężne w drodze oraz czek i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Spółka posiada na rachunkach bankowych wolne środki pieniężne zapewniające bieżące i terminowe regulowanie zobowiązań finansowych wobec partnerów handlowych i budżetu Państwa.



### 23. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

W Spółce do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano następujące pozycje aktywów:

Nazwa składnika aktywów trwałych (lub grupy)	Oczekiwany termin zbycia	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2011	Warunki zbycia
Grunty	-	-	-
Budynki i budowle	2012	725	przetarg
Urządzenia techniczne i maszyny	2012	6	przetarg
Środki transportu i pozostałe	2012	1	przetarg
<b>Razem</b>		<b>732</b>	

Na koniec okresu porównawczego (koniec 2010 roku) wartość aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży wynosiła 1.612 tysięcy złotych.

### 24. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1 PLN	1 PLN
<b>Kapitał podstawowy (akcyjny), razem</b>	<b>5 900 000</b>	<b>5 900 000</b>

## 25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Zabezpieczenie
		Wartości w walucie				Wartości w PLN		
<b>Długoterminowe</b>								
leasing finansowy	PLN	-	9	10,00%	2012-03-25	-	9	
leasing finansowy	PLN	-	222	0,83%	2012-05-30	-	222	
leasing finansowy	PLN	-	48	Wibor 1M 3,75%	2012-12-04	-	48	
<b>Razem długoterminowe</b>						<b>-</b>	<b>279</b>	
<b>Krótkoterminowe</b>								
	Waluta	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Zabezpieczenie
		Wartości w walucie				Wartości w PLN		
obligacje	PLN	2 296 857	-	Wibor1M+0,8%	2012-01-09	2 296 856	-	
obligacje	PLN	498 786	-	Wibor1M+0,8%	2012-01-16	498 785	-	
obligacje	PLN	497 949	-	Wibor1M+0,8%	2012-01-27	497 949	-	
leasing finansowy	PLN	48	-	Wibor 1M	2012-12-15	48	-	
leasing finansowy	PLN	10	941	10,00%	2012-03-25	10	941	
leasing finansowy	PLN	-	450	10,00%	2011-11-20	-	450	
leasing finansowy	PLN	-	240	2,77%	2011-07-21	-	240	
leasing finansowy	PLN	222	619	0,83%	2012-05-30	222	619	
leasing finansowy	PLN	-	51	0,83%	2011-11-30	-	51	
leasing finansowy	PLN	-	43	Wibor 1M 3,75%	2012-12-04	-	43	
obligacje	PLN	-	19 947	Wibor 1M+ 0,95	2011-01-21	-	19 947	
obligacje	PLN	-	59 923	Wibor 1M+ 1	2011-01-05	-	59 923	
obligacje	PLN	-	39 970	Wibor 1M+ 0,99	2011-01-06	-	39 970	
obligacje	PLN	-	597 884	Wibor 1M+ 1,15	2011-01-26	-	597 884	
obligacje	PLN	-	498 624	Wibor 1M+ 1,15	2011-01-21	-	498 624	
obligacje	PLN	24 949	-	Wibor 1M+1,5%	2012-01-12	24 949	-	
obligacje	PLN	29 872	-	Wibor 1M+1,5%	2012-01-25	29 872	-	
obligacje	PLN	47 960	-	Wibor 2T+1,50%	2012-01-05	47 960	-	
obligacje	PLN	39 971	-	Wibor 1M+0,6%	2012-01-05	39 971	-	
obligacje	PLN	59 908	-	Wibor 1M+0,6%	2012-01-09	59 908	-	

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

	Waluta	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Zabezpieczenie
		Wartości w walucie				Wartości w PLN		
<b>Krótkoterminowe c.d.</b>								
obligacje	PLN	14 987	-	Wibor 2T+1,50%	2012-01-05	14 987	-	
obligacje	PLN	15 469	-	Wibor 2T/1M+1,50%	2012-01-12	15 469	-	
obligacje	PLN	8 965	-	Wibor 2T/1M+1,50%	2012-01-23	8 965	-	
obligacje	PLN	54 851	-	Wibor 2T/1M+1,50%	2012-01-16	54 851	-	
<b>Razem krótkoterminowe</b>						<b>3 590 802</b>	<b>1 218 692</b>	

Ponadto Spółka dysponowała liniami kredytowymi, które zostały przedstawione w poniższej notcie.

### 25.1. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	31 grudnia 2011		31 grudnia 2010	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
Pekao S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Handlowy S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Societe Generale	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
ING Bank Śląski	40 000	40 000	40 000	40 000
<b>Razem</b>	<b>280 000</b>	<b>280 000</b>	<b>280 000</b>	<b>280 000</b>

Linie kredytowe, jakkolwiek nie w pełni wykorzystywane, podnoszą bezpieczeństwo Spółki w zakresie regulowania bieżących zobowiązań.

### 25.2. Zapadalność zobowiązań z tytułu leasingu finansowego (wykazywanych w zobowiązaniach)

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2011		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	280	12	292
od 1 roku do 5 lat	-	-	-
pow. 5 lat	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>280</b>	<b>12</b>	<b>292</b>

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2010		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	2 343	80	2 423
od 1 roku do 5 lat	280	10	290
pow. 5 lat	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>2 623</b>	<b>90</b>	<b>2 713</b>

## 26. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Sprawa sporna ze spółką PBG SA	Rezerwa na program racjonalizacji zatrudnienia i dobrowolnych odejść	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	114 245	1 049 996	58 734	50 685	21 292	-	-	36 796	<b>1 331 748</b>
Utworzone w ciągu roku	10 849	78 386	-	-	5 000	21 773	8 636	60 509	<b>185 153</b>
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wykorzystane	(9 483)	(12 265)	(16 305)	(27 659)	(6 702)	-	-	(58 787)	<b>(131 201)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2011 roku</b>	<b>115 611</b>	<b>1 116 117</b>	<b>42 429</b>	<b>23 026</b>	<b>19 590</b>	<b>21 773</b>	<b>8 636</b>	<b>38 518</b>	<b>1 385 700</b>
Długoterminowe	96 731	1 101 894	37 128	-	-	-	-	14 834	<b>1 250 587</b>
Krótkoterminowe	18 880	14 223	5 301	23 026	19 590	21 773	8 636	23 684	<b>135 113</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2011 roku</b>	<b>115 611</b>	<b>1 116 117</b>	<b>42 429</b>	<b>23 026</b>	<b>19 590</b>	<b>21 773</b>	<b>8 636</b>	<b>38 518</b>	<b>1 385 700</b>
Długoterminowe	98 759	1 017 925	44 507	-	-	-	-	14 294	<b>1 175 485</b>
Krótkoterminowe	15 486	32 071	14 227	50 685	21 292	-	-	22 502	<b>156 263</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2010 roku</b>	<b>114 245</b>	<b>1 049 996</b>	<b>58 734</b>	<b>50 685</b>	<b>21 292</b>	-	-	<b>36 796</b>	<b>1 331 748</b>

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,8%, jako wypadkowa stopy zwrotu z aktywów w wysokości 5,87% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 3,0% (na koniec 2010 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,07% i 3,0%).

W 2011 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów zastosowano stopę dyskonta w wysokości 3,29%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 5,87% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2010 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3,48% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,07% i 2,5%).

Utworzenie rezerwy na sprawę sporną ze spółką PBG S.A. związane jest z pozwem PBG S.A. z dnia 27 czerwca 2011 roku o zapłatę spornej kwoty, stanowiącej równowartość potrąconych przez PGNiG S.A. z wynagrodzenia PBG S.A. naliczonych kar umownych z tytułu opóźnienia w realizacji przedmiotu umowy.

W ocenie Spółki roszczenie jest niezasadne ze względu na fakt, iż oddany przedmiot umowy obarczony był poważnymi wadami, a także z powodu faktycznie występujących, istotnych opóźnień w realizacji w/w umowy, uzasadniających naliczenie kar umownych. Pomimo tego Spółka kierując się zasadą ostrożności zawiązała w księgach na koniec 2011 roku rezerwę.

Na koniec 2011 roku Spółka utworzyła rezerwę na koszty związane z realizacją programów racjonalizacji zatrudnienia i dobrowolnych odejść. Rezerwa ta została utworzona na podstawie przyjętych i ogłoszonych przez Spółkę Programu Dobrowolnych Odejść oraz Planu Racjonalizacji Zatrudnienia. Celem przyjętego Programu oraz Planu jest poprawa efektywności funkcjonowania Spółki oraz obniżenie kosztów działalności.

Do dyskontowania rezerw długoterminowych jest wykorzystywana stopa dyskonta w wysokości 3,29%.

### 26.1. Aktuarialny rachunek zysków i strat dla rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
<b>Nagrody jubileuszowe</b>		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	68 985	69 259
Koszty odsetek	2 070	2 078
Koszty bieżącego zatrudnienia	2 605	2 904
Wyplacone świadczenia	(18 015)	(17 382)
Aktuarialny zysk/strata	10 882	12 126
Zyski/straty z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	<b>66 527</b>	<b>68 985</b>
<b>Odprawy emerytalne</b>		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	45 260	42 506
Koszty bieżącego zatrudnienia	2 879	2 323
Koszty odsetek	1 796	1 735
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	477	490
Wyplacone świadczenia	(2 060)	(2 525)
Koszty przeszłego zatrudnienia	732	731
Zyski/straty z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	<b>49 084</b>	<b>45 260</b>
<b>Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu</b>	<b>115 611</b>	<b>114 245</b>

## 27. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
<b>Długoterminowe</b>		
Wartość netto nieodpłatnie przejętych przyłączy gazowych	-	201
Opłata przyłączeniowa	1 394	1 497
Przychody przyszłych okresów z tytułu nieodebranego paliwa gazowego	6 421	10 609
Kary umowne	-	-
Przychody przyszłych okresów dot. środków trwałych w leasingu	33 673	25
Dotacja	214 199	63 827
Pozostałe	857	34
<b>Razem długoterminowe</b>	<b>256 544</b>	<b>76 193</b>
<b>Krótkoterminowe</b>		
Prognoza sprzedaży gazu	-	-
Opłata przyłączeniowa	26	26
Zarachowane kary	44	715
Sprzedaż gruntów	-	-
Dotacje	167	4
Faktury zaliczkowe	652	2 665
Przychody przyszłych okresów z tyt. nieodebranego gazu	1 181	57
Pozostałe	47	91
<b>Razem krótkoterminowe</b>	<b>2 117</b>	<b>3 558</b>

### Dotacje

Spółka prowadzi projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej, które mają na celu zwiększenie pojemności magazynów gazu.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka zarejestrowała wpływ dofinansowania dotyczącego projektu Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice w wysokości 106.597 tysięcy złotych (63.815 tysięcy złotych na koniec 2010 roku), dofinansowania dotyczące projektu Podziemny Magazyn Gazu Strachocina w wysokości 34.223 tysięcy złotych oraz dofinansowania dotyczące projektu Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo w wysokości 9.564 tysięcy złotych.

Kwoty zostały ujęte w pozycji rozliczeń międzyokresowych przychodów i będą rozliczane w przychody z działalności operacyjnej proporcjonalnie do amortyzacji środków trwałych, których dofinansowanie dotyczy.

## 28. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Dodatnie różnice kursowe	-	-
Naliczone odsetki	24 508	6 135
Wycena instrumentów zabezpieczających	37 172	4 361
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	11 379	20 220
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	418 858	450 806
Wycena instrumentów finansowych	-	10 017
Pozostałe	3 748	-
<b>Razem</b>	<b>495 665</b>	<b>491 539</b>

## 29. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	15 940	14 829
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	626	26
<b>Razem</b>	<b>16 566</b>	<b>14 855</b>

### 30. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek pozostałych	761 927	769 238
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	514 119	472 398
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	904 130	823 836
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	54 815	50 570
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	1 043	1 184
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	14 071	11 482
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	185 575	397 299
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	82 142	170 676
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału	84 552	84 552
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	1 475	1 211
Zobowiązania inne wobec jednostek pozostałych	22 780	15 762
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy wobec jednostek pozostałych	48 272	38 166
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy wobec jednostek powiązanych	1	-
<b>Razem</b>	<b>2 674 902</b>	<b>2 836 374</b>
W tym jednostki powiązane (nota 37.2.)	682 289	728 837

### 31. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY ZMIANAMI STANU NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI STANU TYCH POZYCJI WYKAZANYMI W SPRAWOZDANIU Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych</b>		
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	565 854	425 243
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	-	-
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych na początek okresu (1-a)</b>	<b>565 854</b>	<b>425 243</b>
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	934 615	565 854
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	-	-
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych na koniec okresu (2-b)</b>	<b>934 615</b>	<b>565 854</b>
<b>I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)</b>	<b>368 761</b>	<b>140 611</b>
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	-	-
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych (I. - II.)</b>	<b>368 761</b>	<b>140 611</b>
* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych różnice te są eliminowane.		
<b>Zmiana stanu należności</b>		
<b>Zmiana stanu należności netto oraz zmiana stanu innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej</b>	<b>(515 306)</b>	<b>(74 431)</b>
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	14 414	(273 506)
Zmiana stanu należności z tytułu dopłat do kapitału	-	-
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	3 931	(480)
Zmiana stanu należności z tytułu reklasyfikacji pożyczek	786 878	7 219
Zmiana stanu zaliczek zapłaconych	(29 795)	(34 589)
Pozostałe	14 321	-
<b>Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych</b>	<b>274 443</b>	<b>(375 787)</b>



	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
<b>Zmiana stanu zapasów</b>		
<b>Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej</b>	(1 018 037)	230 870
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy – korekty działalności inwestycyjnej	-	-
<b>Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych</b>	<b>(1 018 037)</b>	<b>230 870</b>
<b>Zmiana stanu rezerw</b>		
<b>Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej</b>	53 952	112 729
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe – korekta działalności inwestycyjnej	(64 419)	(114 513)
<b>Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych</b>	<b>(10 467)</b>	<b>(1 784)</b>
<b>Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych</b>		
<b>Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej</b>	(161 472)	554 095
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	300 258	(234 480)
Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych	1 710	(1 683)
Pozostałe	-	-
<b>Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych</b>	<b>140 496</b>	<b>317 932</b>
<b>Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów</b>		
<b>Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz zamiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej</b>	(39 270)	(25 098)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	-	54
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych z tytułu kosztu przewozu od programu emisji obligacji - korekta działalności inwestycyjnej	7 881	18 428
<b>Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych</b>	<b>(31 389)</b>	<b>(6 616)</b>
<b>Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów</b>		
<b>Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej</b>	<b>178 910</b>	<b>75 347</b>
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	(33 648)	31
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów - korekta aportu - korekta działalności inwestycyjnej	-	27
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów - dotacje otrzymane do ŚT - korekta działalności inwestycyjnej	(150 384)	(63 816)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów - nieodpłatne otrzymanie ŚT - korekta działalności inwestycyjnej	(11)	-
<b>Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów sprawozdaniu z przepływów pieniężnych</b>	<b>(5 133)</b>	<b>11 589</b>

## 32. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

### 32.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości księgowe netto)

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nienotowane na giełdzie)	6 460 328	6 277 969
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	-	130 720
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	6 688 134	6 457 855
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	284 531	77 635
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	5 308 211	3 183 128
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	416 836	104 443

\*Spółka od 1 kwietnia 2009 roku zaczęła stosować rachunkowość zabezpieczeń zgodnie z MSR 39.

Wykazane wartości instrumentów finansowych nie różnią się lub różnią się nieznacznie od ich wartości godziwej. Uznaje się, że wartości wykazane w powyższej tabeli są tożsame z ich wartościami godziwymi.

### 32.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży		
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	1 381	55
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności		
Odsetki od lokat, BSB, REPO	16 310	15 008
Odsetki od należności*	78 521	90 746
Odsetki od udzielonych pożyczek	153 806	178 783
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	-	-
Odpisy aktualizujące należności	80 971	58 090
Odpisy aktualizujące pożyczki	3 204	(748)
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	263 867	36 232
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	542 351	196 079
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(478)	(3 266)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(393 042)	(387 316)
<b>Razem wpływ na wynik</b>	<b>746 891</b>	<b>183 663</b>

\* W tym 1.702 tysiące złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (14.421 tysięcy złotych w 2010 roku).

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	(52 720)	71 160
Wycena instrumentów zabezpieczających (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	134 779	42 036
<b>Razem wpływ na kapitały</b>	<b>82 059</b>	<b>113 139</b>

Zmiana wyceny wynikająca z przeszacowania aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, odniesiona bezpośrednio na kapitały, dotyczy w całości akcji spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A.

### 32.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Spółka, prowadząc działalność gospodarczą, narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności, na jego następujące rodzaje:

- ryzyko kredytowe
- ryzyko rynkowe w tym:
  - ryzyko stóp procentowych,
  - ryzyko walutowe,
  - ryzyko cen towarów,
- ryzyko płynności.

### **Ryzyko kredytowe**

Przez ryzyko kredytowe rozumie się prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta Spółki ze zobowiązań. Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzeciej warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Spółki. Spółka stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Spółka kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Spółka posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- udzielonych pożyczek,
- należności handlowych,
- transakcji lokacyjnych,
- udzielonych gwarancji finansowych,
- zawartych finansowych instrumentów pochodnych.

Poniżej zostały przedstawione maksymalne wartości ekspozycji na ryzyko kredytowe dla poszczególnych klas instrumentów finansowych.

### **Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe**

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Udzielone pożyczki	3 152 193	2 367 115
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	3 347 615	3 911 229
Należności handlowe	881 770	530 502
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	284 531	77 635
Udzielone gwarancje finansowe	10 540 950	2 816 431
<b>Razem</b>	<b>18 207 059</b>	<b>9 702 912</b>

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych spółkom zależnym z Grupy Kapitałowej PGNiG. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. spółkom z Grupy Kapitałowej oraz z udziałem kapitałowym PGNiG S.A.”, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania, przez co minimalizuje się ekspozycję Spółki na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym, spółki zależne działają we wspólnym interesie Grupy Kapitałowej PGNiG, co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Największe wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności. Istotna wartość należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów sprzedaży paliwa gazowego, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

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 S.A. żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Spółka przeprowadza bieżące analizy w zakresie przestrzegania przez odbiorców warunków umów w obszarze rozliczeń finansowych. Większość zawartych umów zobowiązuje odbiorców do dokonywania przedpłat w terminach określonych w umowach. Na koniec okresu rozliczeniowego określonego 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.

PGNiG S.A. w 2011 roku wprowadziło monitoring i ocenę standingu finansowego odbiorców pobierających paliwo gazowe powyżej 1 mln m<sup>3</sup> na rok na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 3 miesiące i raz na 1 rok). Ocena ta ma pokazać kondycję finansową odbiorcy pobierającego paliwo gazowe powyżej 1 mln m<sup>3</sup> na rok jak również próbę określenia predykcji bankructwa.

PGNiG S.A. stosuje poniższy katalog zabezpieczeń 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 S.A.,
- rating,
- poręczenie.

W odniesieniu do nowo zawieranych umów wybór formy zabezpieczenia uzgadniany jest pomiędzy PGNiG S.A., a odbiorcą. W ramach obligatoryjnego procesu dostosowania zawartych umów do wymogów prawa energetycznego podejmowane są, 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 wstrzymanie dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności, Spółka kieruje powództwa na drogę postępowania sądowego oraz zgłasza odbiorcę do wpisu do Krajowego Rejestru Długów Biura Informacji Gospodarczej S.A. 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 jest wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy.

Co do zasady, aktualnie nie zawiera się porozumień o umorzeniu należności głównej i odsetek.

Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek (przekraczające równowartość 5.000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej, w celu uzyskania zgody.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Spółki, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości, wynosiła 453.020 tysięcy złotych (387.981 tysięcy złotych na koniec 2010 roku).

Analiza wiekowa należności przeterminowanych na dzień bilansowy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości.

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
do 1 miesiąca	363 510	320 242
od 1 do 3 miesięcy	54 538	52 133
od 3 miesięcy do 1 roku	31 359	13 662
od 1 roku do 5 lat	2 156	1 944
pow. 5 lat	1 457	-
<b>Razem należności netto przeterminowane</b>	<b>453 020</b>	<b>387 981</b>

Spółka identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową w podziale 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 Spółka zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Spółka podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2011 roku Spółka lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa.

Spółka wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez agencje ratingowe Fitch, Standards&Poor's i Moody's.

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Spółka zasadniczo ogranicza się do ryzyka defaultu banku, w którym Spółka zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Spółka 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 wystawiających gwarancje.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości księgowej netto 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 powyższym działaniom Spółka nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

### **Ryzyko rynkowe**

Przez ryzyko rynkowe rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wynik finansowy Spółki.

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 rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Spółki.

Długoterminowa część należności finansowych Spółki w 2011 roku była denominowana w NOK – pożyczka udzielona PGNiG Norway AS w wysokości 4.560.000 tysięcy NOK z datą spłaty do 20 grudnia 2021 roku. Ryzyko walutowe zostało zabezpieczone 7 transakcjami CCIRS. Zawarte transakcje zabezpieczają 100 proc. ww. ryzyka w okresie do 2014 roku

Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakup paliwa gazowego denominowane są w USD i EUR.

Stopień narażenia na ryzyko walutowe dla Spółki jest znaczny i został przedstawiony w punkcie „Analiza wrażliwości”.

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę 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 opcje call, strategie opcyjne oraz transakcje forward.

#### *Ryzyko stopy procentowej*

Przez ryzyko stopy procentowej rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku najistotniejsze ryzyko stopy procentowej generowała pożyczka udzielona spółce zależnej PGNiG Norway AS. Spółka zabezpieczyła ryzyko stopy procentowej wynikające z tej pożyczki poprzez zawarcie serii 7 transakcji CCIRS. Zawarte transakcje zabezpieczają 100 proc. ww. ryzyka w okresie do roku 2014.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z pozostałych udzielonych pożyczek nie było znaczące.

Ponadto na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka posiadała wyemitowane obligacje korporacyjne w kwocie 3.300.000 tysięcy złotych oraz obligacje wewnątrzgrupowe na kwotę 297.500 tysięcy

złotych. Ze względu na krótkie terminy wykupu obligacji oraz okresowe ustalanie kosztów długu ryzyko stopy procentowej z tego tytułu jest nieistotne dla Spółki.

Spółka 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 proc.) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji przy użyciu systemu SAP.

#### *Ryzyko towarowe*

Przez ryzyko towarowe rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Spółki.

Ryzyko cenowe związane 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.

Spółka w 2011 roku szczegółowo identyfikowała i zabezpieczała ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów Spółka wykorzystywała opcje azjatyckie call z rozliczeniem europejskim, strategie opcyjne risk reversal oraz swapy towarowe.

Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania paliwa gazowego w okresie kwartału o więcej niż 5%.

#### **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 systematycznie 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 Spółkę działalności.

Spółka na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Spółka na dzień 31 grudnia 2011 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 280.000 tysięcy złotych (280.000 tysięcy złotych w 2010 roku). Szczegółowe informacje zostały przedstawione w notcie 25.1.

Dodatkowo, w celu zoptymalizowania procesu zarządzania środkami pieniężnymi, Spółka zawarła 1 grudnia 2010 roku z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. umowę programu emisji obligacji krótkoterminowych na łączną kwotę 397.270 tysięcy złotych. Aneksem z dnia 1 czerwca 2011 roku zwiększono kwotę programu do 1.000.000 tysięcy złotych. Umowa obowiązuje do 30 listopada 2013 roku. W ramach tego programu PGNiG S.A. emituje krótkoterminowe obligacje dyskontowe do swoich „nadpłynnych” spółek dystrybucyjnych. Pierwsza emisja została przeprowadzona 22 grudnia 2010 roku. Zadłużenie z tytułu emisji obligacji do spółek z Grupy Kapitałowej wynosiło na koniec 2011 roku 297.500 tysięcy złotych.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Spółka zawarła Umowę programu emisji obligacji w dniu 10 czerwca 2010 roku, pierwotnie z sześcioma bankami (Bank Pekao SA, ING Bank Śląski SA, PKOBP SA, Bank Handlowy w Warszawie SA, Societe Generale SA, BNP Paribas SA Oddział w Polsce). W ramach programu PGNiG S.A. może emitować obligacje dyskontowe lub kuponowe z terminem zapadalności od jednego do dwunastu miesięcy, pierwotnie umowa obowiązywała do 31 lipca 2013 roku a jej łączna wartość wynosiła 3.000.000 tysięcy złotych.

W dniu 21 lipca 2011 roku został podpisany aneks do Umowy Programu zwiększający dostępną kwotę finansowania do 5.000.000 tysięcy złotych oraz wydłużający okres obowiązywania umowy do 31 lipca 2015 roku. Kolejny aneks podpisano 25 listopada 2011 roku. Kwota Programu została podwyższona do 7.000.000 tysięcy złotych i dołączyły do niego trzy banki: BRE Bank SA, Bank Zachodni WBK SA, Nordea Bank Polska SA. Zadłużenie z tytułu tej Umowy wynosiło na dzień 31 grudnia 2011 roku 3.300.000 tysięcy złotych.

Ponadto 25 sierpnia 2011 roku Spółka podpisała z bankami Societe Generale SA, BNP Paribas SA, Unicredit Bank AG dokumentację Programu emisji średnioterminowych euroobligacji które będą

plasowane na rynku europejskim. Kwota Programu to 1.200.000 tysięcy euro. Emisja pierwszej transzy euroobligacji, o wartości 500.000 tysięcy euro, nastąpiła 10 lutego 2012 roku. Środki uzyskane z emisji zostaną przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego PGNiG S.A.

Aby nie wykazywać nadpłynności, Spółka lokuje nadwyżki środków finansowych przede wszystkim w rentowne papiery emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

Ryzyko płynności regulowane jest przez Procedurę zarządzania płynnością w PGNiG S.A. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki 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 według zamortyzowanego kosztu

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
do 1 roku	5 291 645	3 167 994
od 1 roku do 5 lat	13 761	13 637
pow. 5 lat	2 805	1 497
<b>Razem</b>	<b>5 308 211</b>	<b>3 183 128</b>

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Spółka 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 księgową netto na dzień 31 grudnia 2011*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(410 878)	(189 913)	12 196	(202 109)	-
- wpływy	-	2 642 145	118 253	2 523 892	-
- wypływy	-	(2 832 058)	(106 057)	(2 726 001)	-
- transakcje forward	59 218	64 561	64 561	-	-
- wpływy	-	1 999 018	1 999 018	-	-
- wypływy	-	(1 934 457)	(1 934 457)	-	-
- opcje walutowe**	73 599	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	17 813	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

- swapy towarowe***	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	127 943	-	-	-	-
- walutowe	107 991	-	-	-	-
- towarowe	19 952	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>(132 305)</b>	<b>(125 352)</b>	<b>76 757</b>	<b>(202 109)</b>	<b>-</b>
	<b>wartość księgową netto na dzień 31 grudnia 2010*</b>	<b>kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:</b>	<b>do 1 roku</b>	<b>od 1 roku do 5 lat</b>	<b>powyżej 5 lat</b>
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(97 874)	29 242	65 626	(36 384)	-
- wpływy	-	2 288 164	65 626	2 222 538	-
- wypływy	-	(2 258 922)	-	(2 258 922)	-
- transakcje forward**	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje walutowe**	(34 613)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	(7 626)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	37 261	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	76 044	-	-	-	-
- walutowe	59 249	-	-	-	-
- towarowe	16 795	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>(26 808)</b>	<b>29 242</b>	<b>65 626</b>	<b>(36 384)</b>	<b>-</b>

\*Wartość księgową netto (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. Przepływy z tytułu transakcji CCIRS policzone na podstawie systemu Exante, płatności odsetkowe prognozowane.

\*\* W przypadku opcji walutowych i towarowych ze względu na ich opcyjny charakter czyli uwarunkowanie wystąpienia przepływu pieniężnego w zależności od poziomu kursów walutowych lub cen towarów w momencie realizacji opcji na rynku, nie przedstawiono przepływów.

\*\*\*Swapy bez dostawy, rozliczenie przez różnicę do średniej.

Spółka w swojej działalności nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk.

### **Polityka Zarządzania Ryzykiem**

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym Zarząd Spółki, w dniu 17 lutego 2003 roku, przyjął do realizacji „Politykę zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” określającą podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego.



Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Spółce i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd.

Za przestrzeganie „Polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” oraz jej okresową aktualizację odpowiadają:

- Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zmiany i aktualizacji zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest właściwa z punktu widzenia interesu Spółki;
- Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

W dniu 28 grudnia 2010 roku Zarząd PGNiG S.A. zatwierdził „Procedurę zarządzania ryzykiem podatkowym i rachunkowym w PGNiG S.A.”, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2011 roku. Niniejsza Procedura zawiera zasady postępowania związane z wykonywaniem przez PGNiG S.A. obowiązków podatkowych i sprawozdawczych wynikających z przepisów ustaw podatkowych oraz wykonywaniem przez PGNiG S.A. obowiązków w zakresie rachunkowości i sprawozdawczości finansowej wynikających z ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości, wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, MSR/MSSF oraz wymagań Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie.

Celem wprowadzonej Procedury jest optymalne uregulowanie procesu wywiązania się przez PGNiG S.A. z określonych obowiązków w sposób uwzględniający wielooddziałową strukturę PGNiG S.A., fakt prowadzenia księgowości PGNiG S.A. w podziale na działy gospodarcze, oraz rozproszenie kompetencji związanych z prowadzeniem rachunkowości i rozliczeń podatkowych PGNiG S.A.

### **Analiza wrażliwości**

Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego oraz stopy procentowej Spółka wykorzystała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 15% dla analizy wrażliwości na koniec 2011 roku dla kursów walut (na koniec 2010 roku była przyjęta zmienność również na poziomie 15%), 100pb dla stóp procentowych (na 31 grudnia 2010 roku było również 100pb) oraz 30% dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych (na 31 grudnia 2010 roku było to 25%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG S.A. ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2011 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 63.078 tysięcy złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (zysk 91.171 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD, strata 17.394 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR, strata 12.222 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK oraz zysk 1.523 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej wyceny instrumentów pochodnych w USD i EUR, które zabezpieczają zobowiązania z tytułu dostaw i usług. Na walucie NOK wynik pogarsza nieznaczna przewaga ujemnej wyceny instrumentów pochodnych zabezpieczających pożyczką udzieloną spółce zależnej PGNiG Norway AS nad dodatnimi różnicami kursowymi z wyceny tej pożyczki.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2011 roku byłby o 34.535 tysięcy złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 12.545 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD, zysk 12.222 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, zysk 36.381 tysięcy złotych z powodu osłabienia EUR oraz strata 1.523 tysięcy złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Pozytywna zmiana wyniku byłaby skutkiem spadku wartości zobowiązań w EUR, które zabezpieczone zostały w większości przez instrumenty pochodne o liniowym profilu wypłaty, co z kolei zwiększyłoby ich część skuteczną, ujmowaną w kapitałach własnych a jednocześnie ograniczyłoby wpływ na wynik finansowy. Odpowiednie dopasowanie instrumentów zabezpieczających do pozycji zabezpieczanych (głównie pożyczka w NOK w aktywach i zobowiązań z tytułu dostaw i usług w USD) powoduje, że spadek kursów tych walut nie miałby istotnego wpływu na wynik. Wynika to z faktu, że Spółka będąc znaczącym importerem paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. W przypadku waluty NOK wzrost dodatniej wyceny instrumentów pochodnych dla waluty NOK, przewyższyłby wzrost ujemnych różnic kursowych dla tej waluty z tytułu przeszacowania pożyczki w walucie NOK udzielonej spółce zależnej PGNiG Norway AS.

Udzielona pożyczka spółce PGNiG Norway AS została zabezpieczona w 100 procentach transakcjami typu CCIRS. Przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie się kompensują, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane są ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te są niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2010 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 66.920 tysięcy złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (zysk 54.276 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD, zysk 22.989 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR, strata 10.880 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK oraz zysk 535 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej wyceny instrumentów pochodnych w USD i EUR, które zabezpieczają zobowiązania z tytułu dostaw i usług. Na walucie NOK wynik pogarsza nieznaczna przewaga ujemnej wyceny instrumentów pochodnych zabezpieczających pożyczką udzieloną spółce zależnej PGNiG Norway AS nad dodatnimi różnicami kursowymi z wyceny tej pożyczki.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2010 roku byłby o 2.309 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 12.818 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD, zysk 10.880 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, zysk 165 tysięcy złotych z powodu osłabienia EUR oraz strata 535 tysięcy złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Nieznaczna zmiana wyniku byłaby skutkiem odpowiedniego dopasowania wielkości pozycji instrumentów zabezpieczających do wielkości pozycji zabezpieczanych (głównie pożyczka w NOK w aktywach i zobowiązań z tytułu dostaw i usług w USD i EUR). Wynika to z faktu, że Spółka będąc znaczącym importerem paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. W przypadku waluty NOK wzrost dodatniej wyceny instrumentów pochodnych dla waluty NOK, przewyższyłby wzrost ujemnych różnic kursowych dla tej waluty z tytułu przeszacowania pożyczki w walucie NOK udzielonej spółce zależnej PGNiG Norway AS.

Udzielona pożyczka spółce PGNiG Norway AS została zabezpieczona w 100 procentach transakcjami typu CCIRS. Przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie się kompensują, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane są ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te są niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Na następnych stronach zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla 2011 roku i dla 2010.

### Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut odnoszonych w rachunek zysków i strat

Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2011	Ryzyko walutowe								
	15%				-15%				
	Zmian kursu o:								
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	
<b>Aktywa finansowe</b>									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	835 188	-	-	-	-	-	-	-	
Inne aktywa finansowe	2 595 117	-	5	389 263	-	(5)	(389 263)	-	
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	183 865	779	9 371	17 272	157	(779)	(9 371)	(17 272)	(157)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	243 275	27 549	143 590	-	-	-	421 521	-	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	95 510	2 066	8 615	2	3 644	(2 066)	(8 615)	(2)	(3 644)
<b>Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>30 394</b>	<b>161 581</b>	<b>406 537</b>	<b>3 801</b>	<b>(2 845)</b>	<b>(17 991)</b>	<b>14 984</b>	<b>(3 801)</b>	
Podatek 19%	(5 775)	(30 700)	(77 242)	(722)	541	3 418	(2 847)	722	
<b>Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>24 619</b>	<b>130 881</b>	<b>329 295</b>	<b>3 079</b>	<b>(2 304)</b>	<b>(14 573)</b>	<b>12 137</b>	<b>(3 079)</b>	
<i>razem waluty</i>			487 874				(7 819)		
<b>Zobowiązania finansowe</b>									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	686 123	51 868	49 025	105	1 921	(51 868)	(49 025)	(105)	(1 921)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	413 345	-	-	421 521	-	4 109	46 521	-	-
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>51 868</b>	<b>49 025</b>	<b>421 626</b>	<b>1 921</b>	<b>(47 759)</b>	<b>(2 504)</b>	<b>(105)</b>	<b>(1 921)</b>	
Podatek 19%	(9 855)	(9 315)	(80 109)	(365)	9 074	476	20	365	
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>42 013</b>	<b>39 710</b>	<b>341 517</b>	<b>1 556</b>	<b>(38 685)</b>	<b>(2 028)</b>	<b>(85)</b>	<b>(1 556)</b>	
<i>razem waluty</i>			424 796				(42 354)		
<b>Razem zwiększenie/zmniejszenie</b>	<b>(17 394)</b>	<b>91 171</b>	<b>(12 222)</b>	<b>1 523</b>	<b>36 381</b>	<b>(12 545)</b>	<b>12 222</b>	<b>(1 523)</b>	
<i>razem waluty</i>			63 078				34 535		
<b>Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:</b>									
kurs EUR/PLN	4,4168	-	5,0793	5,0793	5,0793	-	3,7543	3,7543	3,7543
kurs USD/PLN	3,4174	3,9300	-	3,9300	3,9300	2,9048	-	2,9048	2,9048
kurs NOK/PLN	0,5676	0,6527	0,6527	-	0,6527	0,4825	0,4825	-	0,4825

\* W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem w 2009 roku w Spółce rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tą część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany odrębnej tabeli na następnych stronach.

\*\* Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Spółka od 2009 roku prezentuje w wartościach historycznych. W związku z tym zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu na wynik okresu.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2010				Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:				-15%			
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
<b>Aktywa finansowe</b>								
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	768 397	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	1 976 789	-	2	296 516	-	(2)	(296 516)	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	178 513	13 932	7 704	5 087	54	(13 932)	(7 704)	(5 087)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	30 342	31 195	117 044	-	-	-	315 036	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	55 723	1 140	6 389	1	829	(1 140)	(6 389)	(1)
<b>Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>46 267</b>	<b>131 139</b>	<b>301 604</b>	<b>883</b>	<b>(15 072)</b>	<b>(14 095)</b>	<b>13 432</b>	<b>(883)</b>
Podatek 19%	(8 791)	(24 916)	(57 305)	(168)	2 864	2 678	(2 552)	168
<b>Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>37 476</b>	<b>106 223</b>	<b>244 299</b>	<b>715</b>	<b>(12 208)</b>	<b>(11 417)</b>	<b>10 880</b>	<b>(715)</b>
<i>razem waluty</i>			388 713				(13 460)	
<b>Zobowiązania finansowe</b>								
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	-	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	548 263	17 885	64 132	-	222	(17 885)	(64 132)	-
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	103 579	-	-	315 036	-	2 610	65 863	-
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>17 885</b>	<b>64 132</b>	<b>315 036</b>	<b>222</b>	<b>(15 275)</b>	<b>1 731</b>	-	<b>(222)</b>
Podatek 19%	(3 398)	(12 185)	(59 857)	(42)	2 902	(329)	-	42
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>14 487</b>	<b>51 947</b>	<b>255 179</b>	<b>180</b>	<b>(12 373)</b>	<b>1 402</b>	-	<b>(180)</b>
<i>razem waluty</i>			321 793				(11 151)	
<b>Razem zwiększenie/zmniejszenie</b>	<b>22 989</b>	<b>54 276</b>	<b>(10 880)</b>	<b>535</b>	<b>165</b>	<b>(12 819)</b>	<b>10 880</b>	<b>(535)</b>
<i>razem waluty</i>			66 920				(2 309)	
<b>Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:</b>								
kurs EUR/PLN	3,9603	-	4,5543	4,5543	4,5543	-	3,3663	3,3663
kurs USD/PLN	2,9641	3,4087	-	3,4087	3,4087	2,5195	-	2,5195
kurs NOK/PLN	0,5071	0,5832	0,5832	-	0,5832	0,4310	0,4310	-

\* W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem w 2009 roku w Spółce rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tą część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany odrębnej tabeli na następujących stronach.

\*\* Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Spółka od 2009 roku prezentuje w wartościach historycznych. W związku z tym zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu na wynik okresu.

### Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszonych na kapitał własny

	31 grudnia 2011			
	Kurs dla EUR		Kurs dla USD	
	dla EUR	dla USD	dla EUR	dla USD
Zmiany kursów o:	15%		-15%	
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	61 140	368 540	(50 607)	(265 100)
Podatek 19%	(11 617)	(70 023)	9 615	50 369
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	49 523	298 518	(40 992)	(214 731)
<b>Razem waluty</b>	<b>348 040</b>		<b>(255 723)</b>	

	31 grudnia 2010	
	Kurs dla USD	
	15%	-15%
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	53 830	(11 506)
Podatek 19%	(10 228)	2 186
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	43 602	(9 320)

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost kursu USD oraz EUR o 15% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku kursu USD oraz EUR o 15% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Spółka wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczenia się przed wzrostem zobowiązań i wydatków z tytułu zakupów paliwa gazowego w walucie USD oraz EUR.

Spółka zbadała wrażliwość pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych. Dla analizy wrażliwości za 2011 roku przyjęto 30% zmienność dla tego typu instrumentów (na 31 grudnia 2010 roku było to 25%).

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych na zmiany cen dla 2011 oraz 2010 roku.

### Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen towarów odnoszonych w rachunek zysków i strat

	Wartość księgową netto na 31 grudnia 2011			
	Ryzyko cenowe			
	Zmian ceny o: 30%		-30%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
<b>Aktywa finansowe</b>				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	41 257	86 089	72 428	-
<b>Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>86 089</b>		<b>72 428</b>	
Podatek 19%	(16 357)	(13 761)	-	-
<b>Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>69 732</b>		<b>58 667</b>	
<i>razem towary</i>	<i>128 399</i>		<i>-</i>	
<b>Zobowiązania finansowe</b>				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	3 492	-	47 955	67 500
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>-</b>		<b>47 955</b>	
Podatek 19%	-	-	(9 112)	(12 825)
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>-</b>		<b>38 844</b>	
<i>razem towary</i>	<i>-</i>		<i>(93 519)</i>	
<b>Razem zwiększenie/zmniejszenie</b>	<b>69 732</b>		<b>(38 844)</b>	
<i>razem towary</i>	<i>128 399</i>		<i>(93 519)</i>	

	Wartość księgowa		Ryzyko cenowe	
	netto na			
	31 grudnia 2010			
Zmian ceny o:	25%		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
<b>Aktywa finansowe</b>				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	47 293	39 614	11 625	-
<b>Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>39 614</b>	<b>11 625</b>	-	-
Podatek 19%	(7 527)	(2 209)	-	-
<b>Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>32 087</b>	<b>9 416</b>	-	-
<i>razem towary</i>	<i>41 503</i>			
<b>Zobowiązania finansowe</b>				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	863	-	-	(14 279)
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem</b>	-	-	<b>(14 279)</b>	<b>(5 851)</b>
Podatek 19%	-	-	2 713	1 112
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>	-	-	<b>(11 566)</b>	<b>(4 739)</b>
<i>razem towary</i>	<i>-</i>		<i>(16 305)</i>	
Razem zwiększenie/zmniejszenie	<b>32 087</b>	<b>9 416</b>	<b>(11 566)</b>	<b>(4 739)</b>
<i>razem towary</i>	<i>41 503</i>		<i>(16 305)</i>	

W powyższych tabelach został przedstawiony jedynie wpływ zmiany cen na rachunek zysków i strat. Część zmiany pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały. Wpływ zmian pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszonych na kapitał własny został zaprezentowany w poniższej tabeli.

#### **Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen towarów odnoszonych na kapitał własny**

	31 grudnia 2011			
	30%		-30%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Zmian ceny o:				
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	42 153	54 377	(47 276)	(3 644)
Podatek 19%	(8 009)	(10 332)	8 982	692
<b>Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>34 144</b>	<b>44 045</b>	<b>(38 294)</b>	<b>(2 952)</b>
	31 grudnia 2010			
	25%		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Zmian ceny o:				
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	80 608	28 165	(26 732)	(18 998)
Podatek 19%	(15 316)	(5 351)	5 079	3 610
<b>Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>65 292</b>	<b>22 814</b>	<b>(21 653)</b>	<b>(15 388)</b>

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost cen towarów o 30% (25% dla 2010 roku) spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku cen o 30% (25% dla 2010 roku) wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Spółka wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczenia się przed wzrostem cen surowców energetycznych, które stanowią największą pozycję kosztową Spółka w rachunku zysków i strat.

Spółka zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie, na zmianę stopy procentowej o +/-100 punktów bazowych dla 2011 roku (dla 2010 roku zmienność była ustalona również na +/-100 punktów bazowych).

Na dzień 31 grudnia 2011 roku wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wynosiła +/- 4.131 tysięcy złotych. Natomiast wrażliwość na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych, zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych opartych o zmienną stopę procentową wyniosła +/- 35.908 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wynosiła +/- 3.259 tysięcy złotych. Natomiast wrażliwość na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych, zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych opartych o zmienną stopę procentową wyniosła +/- 12.190 tysięcy złotych.

#### **Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej**

	<i>wartość księgową netto</i>		
	<i>stan na 31.12.2011</i>	<b>+100 bp</b>	<b>-100 bp</b>
<b>Udzielone pożyczki*</b>	413 139	4 131	(4 131)
<b>Otrzymane kredyty</b>	-	-	-
<b>Wyemitowane obligacje</b>	3 590 522	35 905	(35 905)
<b>Zobowiązania leasingowe</b>	280	3	(3)
<b>Razem</b>	<b>4 003 941</b>	<b>40 039</b>	<b>(40 039)</b>

\*Kwota nie zawiera pożyczki udzielonej spółce PGNiG Norway AS, ponieważ ryzyko stopy procentowej jest zabezpieczone w 100%.

	<i>wartość księgową netto</i>		
	<i>stan na 31.12.2010</i>	<b>+100 bp</b>	<b>-100 bp</b>
<b>Udzielone pożyczki*</b>	325 920	3 259	(3 259)
<b>Otrzymane kredyty</b>	-	-	-
<b>Wyemitowane obligacje</b>	1 216 348	12 164	(12 164)
<b>Zobowiązania leasingowe</b>	2 623	26	(26)
<b>Razem</b>	<b>1 544 891</b>	<b>15 449</b>	<b>(15 499)</b>

\*Kwota nie zawiera pożyczki udzielonej spółce PGNiG Norway AS, ponieważ ryzyko stopy procentowej jest zabezpieczone w 100%.

### 33. INSTRUMENTY POCHODNE

#### Metody wyceny instrumentów pochodnych

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej Spółka wykazuje w sprawozdaniu finansowym wycenę wszystkich instrumentów pochodnych wyliczoną w wartości godziwej.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka posiadała 4 rodzaje walutowych instrumentów pochodnych: Cross Currency Basis Swapy, zakupione opcje Call, tzw. strategie risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put) oraz zakupione forwardy walutowe.

Wycena do wartości godziwej opcji walutowych Call i Put została przeprowadzona według modelu Garmana-Kohlhagena. Wycena forwardów do wartości godziwej polega na dyskontowaniu przyszłych przepływów pieniężnych osobno w każdej walucie. W obydwu przypadkach do wyceny użyto danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility) z dnia 31 grudnia 2011 roku.

Ponadto w 2011 roku Spółka zabezpieczała ryzyko towarowe korzystając z: opcji azjatyckich Call, strategii risk reversal (zakupione opcje towarowe azjatyckie Call i sprzedane opcje Put) oraz swapów towarowych.

Wycena towarowych opcji azjatyckich Call i Put została przeprowadzona według modelu Espen Levyego, przy użyciu danych rynkowych: cen towarów, kursów walutowych oraz zmienności towarowej (volatility) z dnia 31 grudnia 2011 roku.

Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Exante.

#### Rachunkowość zabezpieczeń

Spółka z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji walutowych a od dnia 1 czerwca 2010 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji towarowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.3.10.

#### Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
<i>Cross Currency Interest Rate Swap</i>						
PGNiG Norway pożyczka 31/10/07-20/12/22 (NOK)	930	9 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5056	(96 445)	(24 211)
PGNiG Norway pożyczka 31/10/07-20/12/22 (NOK)	1 596	13 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5052	(163 629)	(39 070)
PGNiG Norway pożyczka 31/10/07-20/12/22 (NOK)	674	14 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5040	(70 296)	(17 795)
PGNiG Norway pożyczka 31/10/07-20/12/22 (NOK)	700	15 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5054	(71 471)	(16 797)
PGNiG Norway pożyczka 31/10/07-20/12/22 (NOK)	100	28 październik 2011	15 styczeń 2014	0,5616	(2 258)	-
PGNiG Norway pożyczka 31/10/07-20/12/22 (NOK)	110	21 listopad 2011	15 styczeń 2014	0,5673	(1 933)	-
PGNiG Norway pożyczka 31/10/07-20/12/22 (NOK)	450	2 grudzień 2011	15 styczeń 2014	0,5743	(4 845)	-
					<b>(410 877)</b>	<b>(97 873)</b>
<i>Opcje call</i>						
płatności za gaz	6	8 lipiec 2011	20 styczeń 2012	4,0700	2 127	-
płatności za gaz	6	20 lipiec 2011	20 styczeń 2012	4,1250	1 798	-
płatności za gaz	5	20 lipiec 2011	10 luty 2012	4,1300	1 515	-
płatności za gaz	5	20 lipiec 2011	9 marzec 2012	4,1450	1 525	-
płatności za gaz	10	26 lipiec 2011	10 styczeń 2012	3,0000	4 194	-
płatności za gaz	10	26 lipiec 2011	10 styczeń 2012	3,0000	4 194	-
płatności za gaz	10	27 lipiec 2011	20 styczeń 2012	3,0500	3 742	-
płatności za gaz	10	29 lipiec 2011	20 styczeń 2012	3,0650	3 593	-
płatności za gaz	10	1 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,0000	4 194	-



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	10	1 sierpień 2011	10 luty 2012	3,0500	3 833	-
płatności za gaz	10	4 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1100	3 259	-
płatności za gaz	10	4 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1000	3 246	-
płatności za gaz	10	4 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1000	3 246	-
płatności za gaz	10	5 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1300	3 117	-
płatności za gaz	10	17 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1225	3 023	-
płatności za gaz	10	17 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,1115	3 080	-
płatności za gaz	10	17 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,1125	3 070	-
płatności za gaz	10	17 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,1230	2 965	-
płatności za gaz	10	17 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1135	3 112	-
płatności za gaz	10	22 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1500	2 754	-
płatności za gaz	10	23 sierpień 2011	17 luty 2012	3,2345	2 220	-
płatności za gaz	10	23 sierpień 2011	17 luty 2012	3,2315	2 244	-
płatności za gaz	10	24 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1890	2 540	-
płatności za gaz	10	25 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1910	2 358	-
płatności za gaz	10	26 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1800	2 619	-
płatności za gaz	10	29 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1385	3 040	-
płatności za gaz	10	29 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,0650	3 545	-
płatności za gaz	10	29 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1450	2 981	-
płatności za gaz	10	29 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1585	2 811	-
płatności za gaz	10	29 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1385	2 994	-
płatności za gaz	10	29 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1475	2 911	-
płatności za gaz	10	30 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1145	3 217	-
płatności za gaz	10	31 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1635	2 817	-
płatności za gaz	5	31 sierpień 2011	17 luty 2012	4,3450	610	-
płatności za gaz	10	31 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,0850	3 345	-
płatności za gaz	10	31 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1460	2 973	-
płatności za gaz	10	1 wrzesień 2011	9 marzec 2012	3,2200	2 529	-
płatności za gaz	10	13 wrzesień 2011	17 luty 2012	3,5250	773	-
płatności za gaz	10	13 wrzesień 2011	17 luty 2012	3,7200	391	-
płatności za gaz	10	13 wrzesień 2011	9 marzec 2012	3,5300	994	-
płatności za gaz	10	13 wrzesień 2011	10 luty 2012	3,5050	736	-
płatności za gaz	10	14 wrzesień 2011	20 marzec 2012	3,5200	1 118	-
płatności za gaz	10	14 wrzesień 2011	20 marzec 2012	3,5200	1 118	-
płatności za gaz	10	15 wrzesień 2011	9 marzec 2012	3,5350	980	-
płatności za gaz	10	15 wrzesień 2011	20 marzec 2012	3,5050	1 163	-
płatności za gaz	10	16 wrzesień 2011	20 marzec 2012	3,5570	1 013	-
płatności za gaz	10	26 wrzesień 2011	9 marzec 2012	3,6200	772	-
płatności za gaz	10	26 wrzesień 2011	10 kwiecień 2012	3,6400	1 005	-
płatności za gaz	5	26 wrzesień 2011	20 marzec 2012	4,7000	180	-
płatności za gaz	6	26 wrzesień 2011	10 kwiecień 2012	4,7000	292	-
płatności za gaz	10	27 wrzesień 2011	10 styczeń 2012	3,5300	89	-
płatności za gaz	10	27 wrzesień 2011	9 marzec 2012	3,5700	888	-
płatności za gaz	10	27 wrzesień 2011	20 marzec 2012	3,6000	906	-
płatności za gaz	10	27 wrzesień 2011	9 marzec 2012	3,5700	888	-
płatności za gaz	5	27 wrzesień 2011	10 styczeń 2012	4,6000	5	-
płatności za gaz	10	27 wrzesień 2011	9 marzec 2012	3,5200	1 023	-
płatności za gaz	10	27 wrzesień 2011	20 kwiecień 2012	3,6200	1 165	-
płatności za gaz	10	27 wrzesień 2011	10 styczeń 2012	3,4800	165	-
płatności za gaz	10	28 wrzesień 2011	20 styczeń 2012	3,5300	336	-
płatności za gaz	10	28 wrzesień 2011	20 marzec 2012	3,5900	930	-
płatności za gaz	10	28 wrzesień 2011	17 luty 2012	3,5600	685	-
płatności za gaz	10	29 wrzesień 2011	20 marzec 2012	3,5800	954	-
płatności za gaz	10	29 wrzesień 2011	10 kwiecień 2012	3,6100	1 074	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	10	29 wrzesień 2011	10 kwiecień 2012	3,6100	1 074	-
płatności za gaz	10	27 październik 2011	9 marzec 2012	3,3900	1 499	-
płatności za gaz	10	27 październik 2011	10 kwiecień 2012	3,4100	1 711	-
płatności za gaz	10	28 październik 2011	20 kwiecień 2012	3,3500	2 106	-
płatności za gaz	10	28 październik 2011	20 kwiecień 2012	3,4250	1 769	-
płatności za gaz	10	28 październik 2011	20 kwiecień 2012	3,3800	1 962	-
płatności za gaz	10	2 listopad 2011	10 maj 2012	3,5225	1 599	-
płatności za gaz	10	3 listopad 2011	20 kwiecień 2012	3,5215	1 430	-
płatności za gaz	10	3 listopad 2011	10 kwiecień 2012	3,4915	1 406	-
płatności za gaz	10	3 listopad 2011	20 marzec 2012	3,4335	1 414	-
płatności za gaz	10	4 listopad 2011	18 maj 2012	3,4720	1 834	-
płatności za gaz	10	4 listopad 2011	10 maj 2012	3,4335	1 911	-
płatności za gaz	10	4 listopad 2011	20 marzec 2012	3,3815	1 636	-
płatności za gaz	10	7 listopad 2011	20 kwiecień 2012	3,5150	1 450	-
płatności za gaz	10	7 listopad 2011	10 kwiecień 2012	3,4900	1 411	-
płatności za gaz	5	7 listopad 2011	20 kwiecień 2012	4,4900	587	-
płatności za gaz	10	7 listopad 2011	10 kwiecień 2012	3,5150	1 331	-
płatności za gaz	5	8 listopad 2011	20 kwiecień 2012	4,4575	649	-
płatności za gaz	10	8 listopad 2011	20 kwiecień 2012	3,5175	1 443	-
płatności za gaz	8	8 listopad 2011	20 kwiecień 2012	3,5050	1 482	-
płatności za gaz	10	2 grudzień 2011	10 kwiecień 2012	3,5580	1 206	-
płatności za gaz	5	5 grudzień 2011	9 marzec 2012	4,5570	283	-
płatności za gaz	4	6 grudzień 2011	20 marzec 2012	4,5850	229	-
płatności za gaz	10	21 grudzień 2011	9 marzec 2012	3,5225	1 016	-
płatności za gaz	5	21 grudzień 2011	10 kwiecień 2012	4,6355	304	-
płatności za gaz	5	22 grudzień 2011	20 marzec 2012	4,5170	389	-
płatności za gaz	10	22 grudzień 2011	9 marzec 2012	3,4850	1 131	-
płatności za gaz	5	22 grudzień 2011	20 kwiecień 2012	4,5570	468	-
płatności za gaz	5	22 grudzień 2011	10 maj 2012	4,5600	539	-
płatności za gaz	10	22 grudzień 2011	9 marzec 2012	3,4870	1 125	-
płatności za gaz	10	22 grudzień 2011	10 maj 2012	3,6225	1 324	-
płatności za gaz	10	23 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5900	1 406	-
płatności za gaz	10	23 grudzień 2011	18 maj 2012	3,6165	1 401	-
płatności za gaz	10	23 grudzień 2011	18 maj 2012	3,6125	1 411	-
płatności za gaz	10	23 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5950	1 456	-
płatności za gaz	10	27 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5450	1 531	-
płatności za gaz	10	27 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5600	1 488	-
płatności za gaz	10	27 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5600	1 553	-
płatności za gaz	10	27 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5800	1 497	-
płatności za gaz	5	27 grudzień 2011	18 maj 2012	4,5500	584	-
płatności za gaz	10	28 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5300	1 576	-
płatności za gaz	10	28 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5450	1 597	-
płatności za gaz	10	30 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5750	1 447	-
płatności za gaz	10	22 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,6600	-	-
płatności za gaz	10	22 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,6800	-	-
płatności za gaz	10	23 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,6000	-	-
płatności za gaz	10	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,5500	-	-
płatności za gaz	10	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,5500	-	-
płatności za gaz	10	27 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
płatności za gaz	10	27 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
płatności za gaz	5	27 lipiec 2010	10 styczeń 2011	4,2500	-	-
płatności za gaz	10	29 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,3000	-	9
płatności za gaz	10	29 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,2700	-	-
płatności za gaz	10	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3000	-	82
płatności za gaz	10	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4700	-	20
płatności za gaz	5	2 sierpień 2010	10 styczeń 2011	4,2000	-	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	10	3 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2500	-	19
płatności za gaz	10	3 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4500	-	24
płatności za gaz	10	4 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4600	-	22
płatności za gaz	10	5 sierpień 2010	18 luty 2011	3,4700	-	37
płatności za gaz	5	16 sierpień 2010	10 luty 2011	4,2000	-	43
płatności za gaz	10	17 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3300	-	100
płatności za gaz	5	17 sierpień 2010	18 luty 2011	4,1700	-	78
płatności za gaz	10	18 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2700	-	14
płatności za gaz	10	19 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3000	-	122
płatności za gaz	10	26 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3700	-	77
płatności za gaz	10	26 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3600	-	51
płatności za gaz	10	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,5600	-	62
płatności za gaz	10	7 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3500	-	184
płatności za gaz	10	7 wrzesień 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
płatności za gaz	8	9 wrzesień 2010	10 marzec 2011	4,1500	-	233
płatności za gaz	10	10 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3200	-	212
płatności za gaz	10	17 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,2300	-	187
płatności za gaz	10	17 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	-	341
płatności za gaz	10	17 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2800	-	254
płatności za gaz	10	20 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2800	-	302
płatności za gaz	10	21 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	-	341
płatności za gaz	10	21 wrzesień 2010	10 luty 2011	3,2000	-	167
płatności za gaz	10	22 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,1800	-	249
płatności za gaz	10	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,4650	-	136
płatności za gaz	10	23 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2100	-	347
płatności za gaz	10	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	3,3800	-	2
płatności za gaz	10	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3600	-	175
płatności za gaz	10	14 październik 2010	18 marzec 2011	3,2000	-	417
płatności za gaz	10	14 październik 2010	20 styczeń 2011	3,1500	-	69
płatności za gaz	10	14 październik 2010	10 luty 2011	2,9500	-	804
płatności za gaz	10	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9200	-	715
płatności za gaz	10	25 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9300	-	651
płatności za gaz	10	25 październik 2010	10 styczeń 2011	2,9300	-	443
płatności za gaz	10	28 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9815	-	393
płatności za gaz	10	4 listopad 2010	20 styczeń 2011	2,8800	-	1 007
płatności za gaz	8	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	4,0700	-	512
płatności za gaz	10	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,0000	-	1 116
płatności za gaz	10	4 listopad 2010	10 luty 2011	2,9500	-	804
płatności za gaz	10	4 listopad 2010	10 marzec 2011	2,9800	-	957
płatności za gaz	5	5 listopad 2010	10 luty 2011	4,0500	-	147
płatności za gaz	10	5 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0000	-	946
płatności za gaz	9	10 listopad 2010	20 styczeń 2011	4,0000	-	189
płatności za gaz	10	10 listopad 2010	18 luty 2011	2,9900	-	717
płatności za gaz	10	10 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0300	-	835
płatności za gaz	10	16 listopad 2010	18 luty 2011	3,0500	-	514
płatności za gaz	10	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	-	465
płatności za gaz	10	18 listopad 2010	18 luty 2011	3,0300	-	574
płatności za gaz	9	18 listopad 2010	10 maj 2011	4,1000	-	654
płatności za gaz	10	19 listopad 2010	18 luty 2011	3,0200	-	607
płatności za gaz	10	22 listopad 2010	18 luty 2011	3,0000	-	678
płatności za gaz	10	1 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2600	-	327
płatności za gaz	10	1 grudzień 2010	10 luty 2011	3,2000	-	167
płatności za gaz	10	1 grudzień 2010	18 luty 2011	3,2000	-	223
płatności za gaz	10	2 grudzień 2010	10 styczeń 2011	3,1300	-	4
płatności za gaz	10	2 grudzień 2010	10 luty 2011	3,1700	-	203
płatności za gaz	10	2 grudzień 2010	20 styczeń 2011	3,1700	-	55
płatności za gaz	10	2 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	-	465

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	10	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2000	-	620
płatności za gaz	10	3 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1700	-	470
płatności za gaz	10	3 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	-	396
płatności za gaz	10	3 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1700	-	264
płatności za gaz	10	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2200	-	582
płatności za gaz	10	7 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	-	549
płatności za gaz	10	10 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2000	-	417
płatności za gaz	10	10 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,2000	-	363
płatności za gaz	10	10 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1900	-	236
płatności za gaz	10	13 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	-	396
płatności za gaz	10	14 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1400	-	752
płatności za gaz	10	14 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,1800	-	588
płatności za gaz	10	14 grudzień 2010	10 maj 2011	3,2500	-	627
płatności za gaz	8	14 grudzień 2010	18 marzec 2011	4,1000	-	344
płatności za gaz	8	15 grudzień 2010	10 czerwiec 2011	4,2000	-	515
płatności za gaz	10	15 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1400	-	531
płatności za gaz	10	15 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1380	-	476
płatności za gaz	10	16 grudzień 2010	10 maj 2011	3,4600	-	353
płatności za gaz	10	16 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	-	549
płatności za gaz	10	16 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2300	-	564
płatności za gaz	10	27 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2260	-	572
płatności za gaz	10	28 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1950	-	630
					<b>181 649</b>	<b>30 342</b>

*Opcje call commodity*

płatności za gaz	0	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	890,00	5 675	-
płatności za gaz	0	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	585,00	7 064	-
płatności za gaz	0	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	560,00	11 020	-
płatności za gaz	0	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	880,00	4 330	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	20 styczeń 2012	1 050,00	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	10 luty 2012	1 050,00	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	20 styczeń 2012	750,00	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	17 luty 2012	1 050,00	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	10 luty 2012	750,00	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	17 luty 2012	750,00	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	9 marzec 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	20 marzec 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	20 styczeń 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	10 kwiecień 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	20 marzec 2012	790,00	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	9 marzec 2012	1 150,00	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	17 luty 2012	1 150,00	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	1 150,00	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	20 marzec 2012	1 150,00	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	790,00	-	-
płatności za gaz	0	12 maj 2011	17 luty 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	12 maj 2011	20 styczeń 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	13 maj 2011	10 luty 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	13 maj 2011	9 marzec 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	16 maj 2011	20 marzec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	16 maj 2011	10 kwiecień 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	16 maj 2011	20 kwiecień 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	20 kwiecień 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	10 maj 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	18 maj 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	10 maj 2012	770,00	-	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	0	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	10 lipiec 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	10 lipiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	2 czerwiec 2011	10 lipiec 2012	800,00	-	-
płatności za gaz	0	16 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	1 100,00	-	-
płatności za gaz	0	16 czerwiec 2011	18 maj 2012	850,00	-	-
płatności za gaz	0	16 czerwiec 2011	20 czerwiec 2012	850,00	-	-
płatności za gaz	0	21 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	21 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	574,00	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	1 060,00	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	18 maj 2012	1 060,00	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	18 maj 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	1 060,00	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	10 maj 2012	1 060,00	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	10 maj 2012	780,00	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	1 060,00	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	10 lipiec 2012	1 060,00	-	-
płatności za gaz	0	9 sierpień 2011	10 maj 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	9 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	11 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	1 060,00	-	-
płatności za gaz	0	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	16 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	16 sierpień 2011	18 maj 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	17 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	770,00	-	-
płatności za gaz	0	19 sierpień 2011	20 marzec 2012	760,00	-	-
płatności za gaz	0	19 sierpień 2011	10 kwiecień 2012	760,00	-	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	850,00	4	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	1 150,00	17	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	850,00	4	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	1 150,00	17	-
płatności za gaz	0	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	1 130,00	31	-
płatności za gaz	0	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	850,00	4	-
płatności za gaz	0	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	840,00	6	-
płatności za gaz	0	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	1 150,00	17	-
płatności za gaz	0	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	1 150,00	16	-
płatności za gaz	0	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	840,00	6	-
płatności za gaz	0	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	1 150,00	16	-
płatności za gaz	0	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	840,00	6	-
płatności za gaz	0	2 listopad 2011	10 sierpień 2012	1 150,00	31	-
płatności za gaz	0	2 listopad 2011	20 lipiec 2012	1 150,00	31	-
płatności za gaz	0	4 listopad 2011	20 lipiec 2012	820,00	17	-
płatności za gaz	0	4 listopad 2011	10 sierpień 2012	820,00	17	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	840,00	10	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	20 wrzesień 2012	840,00	10	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	1 200,00	10	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	840,00	10	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	10 październik 2012	1 200,00	9	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	1 200,00	10	-
płatności za gaz	0	14 listopad 2011	10 październik 2012	840,00	26	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	0	14 listopad 2011	10 wrzesień 2012	840,00	22	-
płatności za gaz	0	14 listopad 2011	20 sierpień 2012	840,00	22	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	1 200,00	18	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	20 lipiec 2012	840,00	19	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	10 sierpień 2012	840,00	19	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	840,00	16	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	10 październik 2012	840,00	13	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	10 styczeń 2013	1 200,00	96	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	1 200,00	96	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	20 listopad 2012	1 200,00	96	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	10 styczeń 2013	850,00	220	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	850,00	220	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	10 grudzień 2012	850,00	220	-
płatności za gaz	0	18 listopad 2011	20 listopad 2012	850,00	220	-
płatności za gaz	0	18 listopad 2011	9 listopad 2012	1 200,00	144	-
płatności za gaz	0	18 listopad 2011	19 październik 2012	1 200,00	144	-
płatności za gaz	0	21 listopad 2011	10 grudzień 2012	1 170,00	151	-
płatności za gaz	0	21 listopad 2011	19 październik 2012	840,00	173	-
płatności za gaz	0	21 listopad 2011	9 listopad 2012	840,00	173	-
płatności za gaz	0	23 listopad 2011	10 styczeń 2013	730,00	1 483	-
płatności za gaz	0	23 listopad 2011	10 styczeń 2013	1 050,00	864	-
płatności za gaz	0	23 listopad 2011	10 grudzień 2012	730,00	1 019	-
płatności za gaz	0	24 listopad 2011	20 grudzień 2012	1 040,00	977	-
płatności za gaz	0	24 listopad 2011	10 grudzień 2012	1 040,00	755	-
płatności za gaz	0	25 listopad 2011	20 grudzień 2012	720,00	1 700	-
płatności za gaz	0	25 listopad 2011	19 październik 2012	720,00	1 169	-
płatności za gaz	0	25 listopad 2011	20 listopad 2012	1 040,00	755	-
płatności za gaz	0	28 listopad 2011	9 listopad 2012	730,00	1 019	-
płatności za gaz	0	28 listopad 2011	20 listopad 2012	730,00	1 020	-
płatności za gaz	0	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	685,00	-	-
płatności za gaz	0	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	477,00	-	-
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	500,00	-	-
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	-	430
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	500,00	-	-
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	-	344
płatności za gaz	0	21 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	507,00	-	-
płatności za gaz	0	21 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	707,00	-	-
płatności za gaz	0	21 lipiec 2010	18 marzec 2011	507,00	-	-
płatności za gaz	0	21 lipiec 2010	18 marzec 2011	707,00	-	-
płatności za gaz	0	23 lipiec 2010	18 marzec 2011	507,00	-	-
płatności za gaz	0	23 lipiec 2010	18 marzec 2011	707,00	-	-
płatności za gaz	0	26 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	505,00	-	-
płatności za gaz	0	26 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	705,00	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	750,00	-	57
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	545,00	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 maj 2011	750,00	-	114
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 maj 2011	545,00	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	750,00	-	117
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	545,00	-	-
płatności za gaz	0	20 październik 2010	7 październik 2011	780,00	-	1 153
płatności za gaz	0	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	780,00	-	1 153
płatności za gaz	0	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	570,00	-	64
płatności za gaz	0	20 październik 2010	7 październik 2011	570,00	-	64
płatności za gaz	0	21 październik 2010	8 lipiec 2011	780,00	-	322
płatności za gaz	0	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	780,00	-	322
płatności za gaz	0	21 październik 2010	10 maj 2011	780,00	-	174
płatności za gaz	0	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	780,00	-	174

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	0	22 październik 2010	8 lipiec 2011	540,00	-	13
płatności za gaz	0	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	540,00	-	13
płatności za gaz	0	22 październik 2010	10 maj 2011	540,00	-	7
płatności za gaz	0	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	540,00	-	7
płatności za gaz	0	26 październik 2010	10 sierpień 2011	560,00	-	129
płatności za gaz	0	26 październik 2010	20 lipiec 2011	560,00	-	129
płatności za gaz	0	26 październik 2010	10 sierpień 2011	790,00	-	1 209
płatności za gaz	0	26 październik 2010	20 lipiec 2011	790,00	-	1 209
płatności za gaz	0	27 październik 2010	19 sierpień 2011	790,00	-	1 007
płatności za gaz	0	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	555,00	-	134
płatności za gaz	0	29 październik 2010	19 sierpień 2011	555,00	-	134
płatności za gaz	0	8 listopad 2010	9 wrzesień 2011	800,00	-	833
płatności za gaz	0	8 listopad 2010	10 czerwiec 2011	780,00	-	134
płatności za gaz	0	8 listopad 2010	20 maj 2011	780,00	-	134
płatności za gaz	0	9 listopad 2010	10 czerwiec 2011	530,00	-	15
płatności za gaz	0	9 listopad 2010	20 maj 2011	530,00	-	13
					<b>41 257</b>	<b>9 608</b>

*Opcje put*

płatności za gaz	10	13 wrzesień 2011	17 luty 2012	3,0240	(19)	-
płatności za gaz	10	16 wrzesień 2011	20 marzec 2012	2,9820	(40)	-
płatności za gaz	10	22 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,0150	-	(581)
płatności za gaz	10	22 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,0230	-	(803)
płatności za gaz	10	23 lipiec 2010	20 styczeń 2011	2,9915	-	(585)
płatności za gaz	10	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9975	-	(442)
płatności za gaz	10	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9900	-	(386)
płatności za gaz	10	2 sierpień 2010	10 luty 2011	2,9055	-	(371)
płatności za gaz	10	3 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8750	-	(270)
płatności za gaz	10	4 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8900	-	(316)
płatności za gaz	10	5 sierpień 2010	18 luty 2011	2,8790	-	(340)
płatności za gaz	10	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,8550	-	(390)
płatności za gaz	10	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	2,7600	-	(201)
płatności za gaz	10	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	2,7780	-	(16)
płatności za gaz	10	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,7650	-	(181)
płatności za gaz	10	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,6050	-	-
płatności za gaz	10	14 październik 2010	18 marzec 2011	2,5920	-	(34)
płatności za gaz	10	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	2,7500	-	(249)
płatności za gaz	10	16 grudzień 2010	10 maj 2011	2,8200	-	(541)
					<b>(59)</b>	<b>(5 706)</b>

*Opcje put commodity*

płatności za gaz	0	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	752,0000	-	-
płatności za gaz	0	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	484,0000	-	-
płatności za gaz	0	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	771,5000	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	20 styczeń 2012	830,0000	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	10 luty 2012	820,5000	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	20 styczeń 2012	578,0000	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	17 luty 2012	821,0000	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	10 luty 2012	552,0000	-	-
płatności za gaz	0	6 maj 2011	17 luty 2012	557,0000	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	9 marzec 2012	836,0000	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	20 marzec 2012	843,0000	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	20 styczeń 2012	562,0000	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	10 kwiecień 2012	836,0000	-	-
płatności za gaz	0	10 maj 2011	9 marzec 2012	561,0000	-	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	0	11 maj 2011	20 marzec 2012	560,0000	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	9 marzec 2012	845,5000	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	17 luty 2012	837,0000	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	835,0000	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	20 marzec 2012	827,0000	-	-
płatności za gaz	0	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	562,0000	-	-
płatności za gaz	0	12 maj 2011	17 luty 2012	548,0000	-	-
płatności za gaz	0	12 maj 2011	20 styczeń 2012	804,0000	-	-
płatności za gaz	0	13 maj 2011	10 luty 2012	557,0000	-	-
płatności za gaz	0	13 maj 2011	9 marzec 2012	547,0000	-	-
płatności za gaz	0	16 maj 2011	20 marzec 2012	541,5000	-	-
płatności za gaz	0	16 maj 2011	10 kwiecień 2012	543,0000	-	-
płatności za gaz	0	16 maj 2011	20 kwiecień 2012	533,5000	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	20 kwiecień 2012	816,0000	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	10 maj 2012	815,0000	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	18 maj 2012	816,0000	-	-
płatności za gaz	0	17 maj 2011	10 maj 2012	526,0000	-	-
płatności za gaz	0	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	780,0000	-	-
płatności za gaz	0	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	519,0000	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	787,0000	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	520,0000	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	10 lipiec 2012	785,0000	-	-
płatności za gaz	0	23 maj 2011	10 lipiec 2012	521,0000	-	-
płatności za gaz	0	2 czerwiec 2011	10 lipiec 2012	550,0000	-	-
płatności za gaz	0	16 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	845,0000	-	-
płatności za gaz	0	16 czerwiec 2011	18 maj 2012	525,0000	-	-
płatności za gaz	0	16 czerwiec 2011	20 czerwiec 2012	525,0000	-	-
płatności za gaz	0	21 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	574,0000	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	808,0000	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	18 maj 2012	783,5000	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	520,0000	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	18 maj 2012	520,0000	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	530,0000	-	-
płatności za gaz	0	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	808,0000	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	516,0000	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	10 maj 2012	773,0000	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	10 maj 2012	519,0000	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	777,0000	-	-
płatności za gaz	0	8 sierpień 2011	10 lipiec 2012	775,5000	-	-
płatności za gaz	0	9 sierpień 2011	10 maj 2012	486,5000	-	-
płatności za gaz	0	9 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	494,0000	-	-
płatności za gaz	0	11 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	770,0000	-	-
płatności za gaz	0	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	504,0000	-	-
płatności za gaz	0	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	503,0000	-	-
płatności za gaz	0	16 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	505,0000	-	-
płatności za gaz	0	16 sierpień 2011	18 maj 2012	538,9500	-	-
płatności za gaz	0	17 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	555,0000	-	-
płatności za gaz	0	19 sierpień 2011	20 marzec 2012	516,2500	-	-
płatności za gaz	0	19 sierpień 2011	10 kwiecień 2012	523,8000	-	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	526,0000	(14)	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	785,0000	(44)	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	525,0000	(13)	-
płatności za gaz	0	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	782,0000	(38)	-
płatności za gaz	0	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	755,0000	(8)	-
płatności za gaz	0	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	500,0000	(1)	-
płatności za gaz	0	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	492,0000	(1)	-
płatności za gaz	0	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	729,0000	(1)	-



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	0	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	703,0000	-	-
płatności za gaz	0	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	470,0000	-	-
płatności za gaz	0	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	718,0000	(1)	-
płatności za gaz	0	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	489,0000	-	-
płatności za gaz	0	2 listopad 2011	10 sierpień 2012	735,0000	(8)	-
płatności za gaz	0	2 listopad 2011	20 lipiec 2012	735,0000	(8)	-
płatności za gaz	0	4 listopad 2011	20 lipiec 2012	490,0000	(1)	-
płatności za gaz	0	4 listopad 2011	10 sierpień 2012	490,0000	(1)	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	536,0000	(45)	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	20 wrzesień 2012	527,0000	(26)	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	765,0000	(44)	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	527,0000	(26)	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	10 październik 2012	760,0000	(31)	-
płatności za gaz	0	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	760,0000	(35)	-
płatności za gaz	0	14 listopad 2011	10 październik 2012	510,0000	(34)	-
płatności za gaz	0	14 listopad 2011	10 wrzesień 2012	513,0000	(35)	-
płatności za gaz	0	14 listopad 2011	20 sierpień 2012	513,0000	(35)	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	773,0000	(146)	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	20 lipiec 2012	513,0000	(30)	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	10 sierpień 2012	513,0000	(30)	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	510,0000	(22)	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	10 październik 2012	510,0000	(17)	-
płatności za gaz	0	15 listopad 2011	10 styczeń 2013	772,0000	(427)	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	750,0000	(270)	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	20 listopad 2012	750,0000	(270)	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	10 styczeń 2013	490,0000	(218)	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	490,0000	(218)	-
płatności za gaz	0	17 listopad 2011	10 grudzień 2012	483,0000	(176)	-
płatności za gaz	0	18 listopad 2011	20 listopad 2012	482,0000	(171)	-
płatności za gaz	0	18 listopad 2011	9 listopad 2012	750,0000	(404)	-
płatności za gaz	0	18 listopad 2011	19 październik 2012	748,5000	(391)	-
płatności za gaz	0	21 listopad 2011	10 grudzień 2012	735,0000	(192)	-
płatności za gaz	0	21 listopad 2011	19 październik 2012	444,0000	(30)	-
płatności za gaz	0	21 listopad 2011	9 listopad 2012	444,0000	(31)	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	593,0000	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	420,0000	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 maj 2011	594,0000	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 maj 2011	425,0000	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	606,0000	-	-
płatności za gaz	0	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	430,0000	-	-
płatności za gaz	0	20 październik 2010	7 październik 2011	640,5000	-	(22)
płatności za gaz	0	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	640,5000	-	(21)
płatności za gaz	0	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	412,0000	-	(15)
płatności za gaz	0	20 październik 2010	7 październik 2011	412,0000	-	(15)
płatności za gaz	0	21 październik 2010	8 lipiec 2011	645,0000	-	-
płatności za gaz	0	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	645,0000	-	-
płatności za gaz	0	21 październik 2010	10 maj 2011	647,0000	-	-
płatności za gaz	0	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	647,0000	-	-
płatności za gaz	0	22 październik 2010	8 lipiec 2011	426,0000	-	-
płatności za gaz	0	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	426,0000	-	-
płatności za gaz	0	22 październik 2010	10 maj 2011	435,0000	-	(1)
płatności za gaz	0	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	435,0000	-	(1)
płatności za gaz	0	26 październik 2010	10 sierpień 2011	432,0000	-	(89)
płatności za gaz	0	26 październik 2010	20 lipiec 2011	432,0000	-	(89)
płatności za gaz	0	26 październik 2010	10 sierpień 2011	640,7000	-	(28)
płatności za gaz	10	26 październik 2010	20 lipiec 2011	640,7000	-	(28)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.  
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku  
(w tysiącach złotych)

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	10	27 październik 2010	19 sierpień 2011	632,0000	-	(14)
płatności za gaz	0	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	428,5000	-	(58)
płatności za gaz	0	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	428,5000	-	(58)
					<b>(3 493)</b>	<b>(439)</b>

*Foreward*

płatności za gaz	10	13 październik 2011	10 styczeń 2012	3,1720	2 474	-
płatności za gaz	10	14 październik 2011	20 styczeń 2012	3,1387	2 855	-
płatności za gaz	10	14 październik 2011	10 styczeń 2012	3,1521	2 673	-
płatności za gaz	10	14 październik 2011	20 styczeń 2012	3,1527	2 716	-
płatności za gaz	10	14 październik 2011	17 luty 2012	3,1368	2 976	-
płatności za gaz	10	17 październik 2011	10 styczeń 2012	3,1045	3 148	-
płatności za gaz	10	19 październik 2011	10 styczeń 2012	4,3707	489	-
płatności za gaz	10	19 październik 2011	10 luty 2012	4,3890	445	-
płatności za gaz	6	21 październik 2011	10 luty 2012	4,4290	28	-
płatności za gaz	10	21 październik 2011	9 marzec 2012	3,1939	2 484	-
płatności za gaz	5	24 październik 2011	20 styczeń 2012	4,4151	51	-
płatności za gaz	10	24 październik 2011	10 luty 2012	3,1908	2 414	-
płatności za gaz	10	25 październik 2011	10 styczeń 2012	3,1616	2 578	-
płatności za gaz	10	25 październik 2011	20 kwiecień 2012	3,1900	2 657	-
płatności za gaz	10	25 październik 2011	20 marzec 2012	3,1755	2 695	-
płatności za gaz	10	25 październik 2011	10 luty 2012	3,1695	2 626	-
płatności za gaz	10	25 październik 2011	10 luty 2012	3,1750	2 571	-
płatności za gaz	10	25 październik 2011	20 styczeń 2012	3,1620	2 623	-
płatności za gaz	5	25 październik 2011	17 luty 2012	4,4149	109	-
płatności za gaz	10	26 październik 2011	17 luty 2012	3,1675	2 671	-
płatności za gaz	10	27 październik 2011	10 kwiecień 2012	3,1595	2 922	-
płatności za gaz	10	27 październik 2011	9 marzec 2012	3,1485	2 933	-
płatności za gaz	10	27 październik 2011	10 kwiecień 2012	3,1516	3 000	-
płatności za gaz	10	27 październik 2011	10 luty 2012	3,1325	2 993	-
płatności za gaz	10	27 październik 2011	20 kwiecień 2012	3,1460	3 091	-
płatności za gaz	5	27 październik 2011	9 marzec 2012	4,3909	273	-
płatności za gaz	8	30 listopad 2011	10 styczeń 2012	4,5520	(1 057)	-
płatności za gaz	5	30 listopad 2011	20 styczeń 2012	4,5477	(610)	-
płatności za gaz	5	30 listopad 2011	20 styczeń 2012	4,5360	(552)	-
płatności za gaz	5	30 listopad 2011	10 luty 2012	3,3835	249	-
płatności za gaz	5	30 listopad 2011	10 luty 2012	3,3810	261	-
płatności za gaz	10	30 listopad 2011	17 luty 2012	3,3565	792	-
płatności za gaz	10	2 grudnia 2011	10 luty 2012	3,3400	930	-
płatności za gaz	5	21 grudnia 2011	10 styczeń 2012	3,3848	174	-
płatności za gaz	10	21 grudnia 2011	10 styczeń 2012	3,3848	349	-
płatności za gaz	3	22 grudnia 2011	17 luty 2012	4,4720	(105)	-
płatności za gaz	10	22 grudnia 2011	18 maj 2012	3,4415	270	-
płatności za gaz	3	22 grudnia 2011	20 marzec 2012	4,4781	(84)	-
płatności za gaz	10	22 grudnia 2011	20 marzec 2012	3,4293	184	-
płatności za gaz	10	23 grudnia 2011	9 marzec 2012	3,4179	264	-
płatności za gaz	10	23 grudnia 2011	20 marzec 2012	3,4243	234	-
płatności za gaz	10	27 grudnia 2011	9 marzec 2012	3,4002	439	-
płatności za gaz	10	27 grudnia 2011	10 kwiecień 2012	3,4061	486	-
płatności za gaz	10	27 grudnia 2011	20 kwiecień 2012	3,4090	499	-
					<b>59 218</b>	-

*Swap commodity*

płatności za gaz	0	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	468,7500	-	(424)
płatności za gaz	0	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	647,0000	-	299
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	18 luty 2011	468,0000	-	461

**Instrumenty pochodne cd.**

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	18 luty 2011	652,5000	-	6 412
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	10 luty 2011	469,0000	-	329
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	10 luty 2011	654,5000	-	6 152
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	654,5000	-	6 165
płatności za gaz	0	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	469,7500	-	229
płatności za gaz	0	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	471,5000	-	408
płatności za gaz	0	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	658,5000	-	3 176
płatności za gaz	0	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	471,5000	-	791
płatności za gaz	0	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	658,0000	-	6 203
płatności za gaz	0	28 lipiec 2010	10 maj 2011	473,0000	-	696
płatności za gaz	0	28 lipiec 2010	10 maj 2011	660,5000	-	6 363
					<b>0</b>	<b>37 260</b>
<b>Razem</b>					<b>(132 305)</b>	<b>(26 808)</b>
Z tego: premia od opcji					<b>127 943</b>	<b>76 044</b>
wycena pozytywna**					<b>156 588</b>	<b>1 591</b>
Wycena negatywna					<b>(416 836)</b>	<b>(104 443)</b>

\*\* Zawiera odwrócenie się dodatniej wyceny, ze względu jednak na przewagę premii za opcje oraz ich wyceny zostały one łącznie zaprezentowane w aktywach.

MT - metryczne tony

Wycena pozytywna instrumentów pochodnych na koniec okresu jest prezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji aktywów obrotowych. Natomiast wycena negatywna jest prezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji zobowiązań krótkoterminowych. Skutki wyceny otwartych pozycji odnoszone są w wynik finansowy okresu lub bezpośrednio w kapitały w przypadku wystąpienia części skutecznej stanowiącej efektywne zabezpieczenie zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych. W takim przypadku, w momencie realizacji instrumentu pochodnego i pozycji zabezpieczanej, zmniejszeniu/zwiększeniu ulegają kapitały Spółki, a wartość skuteczna odnoszona jest w rachunek zysków i strat w miejscu powstawania kosztów pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczna oraz wartość godziwa transakcji niewyznaczonych jako transakcje zabezpieczające odnoszona jest w pozostałe pozycje wyniku finansowego danego okresu.

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych - niezrealizowane	(339 188)	(142 560)
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	488 497	(48 677)
<b>Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat</b>	<b>149 309</b>	<b>(191 237)</b>
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(80 038)	(155 561)
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów	469 773	85 293
<b>Wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w innych całkowitych dochodach- niezrealizowane*</b>	<b>109 170</b>	<b>34 049</b>
<b>Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w kapitałach</b>	<b>258 479</b>	<b>(157 188)</b>

### 34. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

#### 34.1. Należności warunkowe

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	-	-
z tytułu otrzymanych weksli	12 775 417	5 303 928
<b>Od jednostek powiązanych razem</b>	<b>12 775 417</b>	<b>5 303 928</b>
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	340 369	339 038
z tytułu otrzymanych weksli	90 103	62 539
<b>Od jednostek pozostałych razem</b>	<b>430 472</b>	<b>401 577</b>
<b>Aktywa warunkowe razem</b>	<b>13 205 889</b>	<b>5 705 505</b>

#### 34.2. Zobowiązania warunkowe

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Na rzecz jednostek powiązanych:		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji*	-	-
z tytułu wystawionych weksli	-	-
<b>Na rzecz jednostek powiązanych razem</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Na rzecz pozostałych jednostek		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji*	10 540 950	2 816 431
z tytułu wystawionych weksli	620 282	676 047
<b>Na rzecz jednostek pozostałych razem</b>	<b>11 161 232</b>	<b>3 492 478</b>
<b>Zobowiązania warunkowe razem</b>	<b>11 161 232</b>	<b>3 492 478</b>

\* Zobowiązania warunkowe w walucie zostały przeliczone według kursów NBP odpowiednio z 31 grudnia 2011 roku oraz 31 grudnia 2010 roku.

Wzrost zobowiązań z tytułu gwarancji i poręczeń w 2011 roku wynika przede wszystkim z ujęcia dwóch nowych gwarancji oraz ze zmian kursów złotówki w stosunku do euro oraz dolara amerykańskiego.

W dniu 1 sierpnia 2011 roku Spółka udzieliła gwarancji należytego wykonania umowy spółce GASSCO na kwotę 600.000 tysięcy NOK, to jest 340.560 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). Natomiast w dniu 25 sierpnia 2011 roku Spółka udzieliła gwarancji spłaty zobowiązań wynikających z emisji euroobligacji (która będzie realizowana przez spółkę zależną PGNiG Finance AB), na kwotę 1.500.000 tysięcy EUR, to jest 6.625.200 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku).

Oslabienie złotówki względem dolara amerykańskiego spowodowało zwiększenie o 48.956 tysięcy złotych wartości gwarancji (na kwotę 108.000 tysięcy USD) udzielonej przez PGNiG S.A. na rzecz National Oil Corporation dotyczącej realizacji przez POGC Libya B.V. (spółka zależna) zobowiązań koncesyjnych. Natomiast osłabienie złotówki w stosunku do euro spowodowało wzrost wartości gwarancji udzielonej państwu norweskiemu (627.556 tysięcy EUR). Wartość tej gwarancji wzrosła o 286.479 tysięcy złotych.

### 34.3. 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. Z uwagi na fakt, że 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 S.A. 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 górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 – 2011. Ewentualne nieprzetworzone zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, niewykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2011 roku 151.150 tysięcy złotych (na koniec 2010 roku zobowiązanie to wynosiło 136.802 tysięcy złotych).

### 35. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

#### 35.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
W okresie 1 roku	5 333	-
W okresie od 1 do 5 lat	7 976	-
Powyżej 5 lat	-	-
<b>Razem</b>	<b>13 309</b>	<b>-</b>

#### 35.2. Zobowiązania z tytułu podpisanych umów (nieujęte jeszcze w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	4 677 585	4 576 948
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	3 131 819	2 154 641
<b>Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym</b>	<b>1 545 766</b>	<b>2 422 307</b>

### 36. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

PGNiG S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku PGNiG S.A. posiadała 36 podmiotów powiązanych, w tym:

- 27 spółek zależnych
- 9 pozostałych spółek powiązanych.

#### 36.1. Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją na koniec 2011 roku

Nazwa jednostki	Kraj siedziby	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	
		31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
PGNiG S.A. (podmiot dominujący)	Polska		
<b>Spółki zależne od PGNiG S.A.</b>			
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A.	Polska	100,00%	100,00%
GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków <sup>1)</sup>	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Norway AS	Norwegia	100,00%	100,00%
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa <sup>2)</sup>	Polska	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Geovita Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
INVESTGAS S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Energia S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Technologie Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG SPV1 Sp. z o.o.	Polska	100,00%	-
PGNiG Sales&Trading GmbH	Niemcy	100,00%	-
PGNiG Finance AB	Szwecja	100,00%	-
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	Polska	100,00%	-
Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%
<b>Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A. <sup>3)</sup></b>			
BUG Gazobudowa Sp. z o. o. Zabrze	Polska	-	100,00%
Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	Polska	-	100,00%
ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	Polska	-	100,00%
Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	Polska	-	88,83%
<b>Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności</b>			
SGT EUROPOL GAZ S.A. <sup>4)</sup>	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

<sup>1)</sup> GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o. o. oraz jej spółki zależne: Oil Tech International - F.Z.E. i Poltava Services LLC.

<sup>2)</sup> GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o.

<sup>3)</sup> Od dnia 22 grudnia 2011 roku są to oddziały PGNiG Technologie Sp. z o.o. (opis w pkt. 1.12 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG).

<sup>4)</sup> W tym 48,00 % to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

### 36.2. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Saldo na dzień	Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązany	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązany	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania wobec podmiotów powiązanych	Zobowiązania z tytułu kredytów, pożyczek, papierów dłużnych wobec podmiotów powiązanych
Jednostki konsolidowane metodą pełną i metodą praw własności	31 grudnia 2011	334 338	4 862 562	31 grudnia 2011	55 054	54 050	3 123 371	3 123 371	595 962	296 931
	31 grudnia 2010	436 516	4 621 431	31 grudnia 2010	66 006	59 877	2 344 743	2 336 493	641 781	119 840
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	31 grudnia 2011	9 876	15 514	31 grudnia 2011	85 531	846	28 822	-	86 328	-
	31 grudnia 2010	7 445	16 460	31 grudnia 2010	127 270	1 123	22 372	-	87 056	-
<b>Razem podmioty powiązane</b>	<b>31 grudnia 2011</b>	<b>344 214</b>	<b>4 878 076</b>	<b>31 grudnia 2011</b>	<b>140 585</b>	<b>54 896</b>	<b>3 152 193</b>	<b>3 123 371</b>	<b>682 290</b>	<b>296 931</b>
	<b>31 grudnia 2010</b>	<b>443 961</b>	<b>4 637 891</b>	<b>31 grudnia 2010</b>	<b>193 276</b>	<b>61 000</b>	<b>2 367 115</b>	<b>2 336 493</b>	<b>728 837</b>	<b>119 840</b>

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2011 oraz 2010 roku były wypłaty dywidendy przedstawione szczegółowo w nocie 9.

W 2011 roku Spółka nie zawarła żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Spółka sporządza dokumentację dla transakcji z jednostkami powiązаныmi zgodną z art. 9a Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych. Procedura stosowana jest każdorazowo przy zawieraniu przez podmioty z Grupy Kapitałowej PGNiG umów (w tym umów ramowych), aneksów do umów, zleceń (umów szczegółowych) lub zamówień składanych na podstawie umów ramowych z podmiotami powiązаныmi, w przypadku gdy łączna kwota zobowiązań/należności (z jednym kontrahentem na podstawie jednej umowy) lub jej równowartość w złotych przekracza w roku kalendarzowym wartość 100 tysięcy euro dla transakcji towarowych oraz 30 tysięcy euro dla transakcji związanych ze świadczeniem usług, sprzedażą lub udostępnieniem wartości niematerialnych. Spółka stosuje metody i sposób kalkulacji zysków oraz określenia ceny przedmiotu transakcji wskazane w art. 11 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, tj. porównywalnej ceny niekontrolowanej, ceny odsprzedaży, rozsądnej marży („koszt plus”) oraz dodatkowe metody zysku transakcyjnego (podziału zysków, marży transakcyjnej netto).

### 36.3. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa dotyczą bieżącej działalności Spółki, czyli obrotu gazem ziemnym oraz sprzedaży ropy naftowej.

W roku 2011 roku PGNiG S.A. uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KĘDZIERZYN S.A., Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków sp. z o.o.

W roku 2010 roku PGNiG S.A. uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych „GAZ-SYSTEM” S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KĘDZIERZYN S.A.

### 36.4. Informacje o wynagrodzeniach, pożyczkach i świadczeniach o podobnym charakterze udzielonych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2011 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2011 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2011 roku
<b>Razem Zarząd w tym:</b>	<b>3 100,14</b>	<b>4 364,70</b>	<b>7 464,84</b>
Michał Szubski - prezes zarządu	356,41	1 456,22	1 812,63
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	329,05	1 058,18	1 387,23
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	325,13	1 058,18	1 383,31
Marek Karabuła - wiceprezes zarządu	272,07	270,76	542,83
Mirosław Szkałuba - wiceprezes zarządu	374,34	356,83	731,17
Ewa Bernacik - prokurent	357,77	85,25	443,02
Mieczysław Jakiel - prokurent	625,38	41,45	666,83
<b>Osoby zarządzające w 2011 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2011 roku:</b>			
Tadeusz Kulczyk – prokurent *	459,99	37,83	497,82
<b>Razem Rada Nadzorcza w tym:</b>	<b>292,33</b>	<b>190,27</b>	<b>482,60</b>
Stanisław Rychlicki	41,45	80,00	121,45
Marcin Moryń	41,45	-	41,45
Mieczysław Kawecki	43,02	41,26	84,28
Agnieszka Chmielarz	41,45	25,75	67,20
Grzegorz Banaszek	41,45	-	41,45
Mieczysław Puławski	41,45	-	41,45
Jolanta Siergiej	42,06	43,26	85,32
<b>Razem</b>	<b>3 392,47</b>	<b>4 554,97</b>	<b>7 947,44</b>

\* W dniu 29 listopada 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o odwołaniu prokury Panu Tadeuszowi Kulczykowi..



Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczonych dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2010 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2010 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2010 roku
<b>Razem Zarząd w tym:</b>	<b>3 250,15</b>	<b>3 209,91</b>	<b>6 460,06</b>
Michał Szubski - prezes zarządu	368,04	950,13	1 318,17
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	343,42	687,62	1 031,04
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	333,92	687,62	1 021,54
Marek Karabuła - wiceprezes zarządu*	110,97	53,46	164,43
Mirosław Szkałuba - wiceprezes zarządu	401,53	203,68	605,21
Ewa Bernacik - prokurent	356,22	82,96	439,18
Mieczysław Jakiel - prokurent	394,27	41,45	435,72
Tadeusz Kulczyk - prokurent	394,10	41,45	435,55
<b>Osoby zarządzające w 2010 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2010 roku:</b>			
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	222,60	214,98	437,58
Waldemar Wójcik - wiceprezes zarządu	325,08	246,56	571,64
<b>Razem Rada Nadzorcza w tym:</b>	<b>336,79</b>	<b>199,31</b>	<b>536,10</b>
Stanisław Rychlicki	41,45	80,00	121,45
Marcin Moryń	41,45	-	41,45
Mieczysław Kawecki	41,45	38,92	80,37
Agnieszka Chmielarz	41,45	38,94	80,39
Grzegorz Banaszek	41,45	-	41,45
Mieczysław Puławski	41,45	-	41,45
Jolanta Siergiej	41,45	41,45	82,90
<b>Osoby nadzorujące w 2010 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2010 roku:</b>			
Marek Karabuła*	46,64	-	46,64
<b>Razem</b>	<b>3 586,94</b>	<b>3 409,22</b>	<b>6 996,16</b>

\* W dniu 19 lipca 2010 roku Pan Marek Karabuła został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

W roku obrachunkowym Spółka nie przeprowadziła innych istotnych transakcji z członkami Zarządu i organów nadzorczych oraz ich małżonkami, krewnymi lub powinowatymi w linii prostej do drugiego stopnia lub związanymi z tytułu opieki, przysposobienia lub kurateli z osobą zarządzającą lub będącą w organach nadzorczych jednostki lub spółkami, w których są znaczącymi udziałowcami (akcjonariuszami lub wspólnikami). Spółka nie udzieliła też powyższym osobom pożyczek.

### 36.5. Wspólne przedsięwzięcia

W 2011 roku PGNiG S.A. współpracowało na terytorium Polski z następującymi firmami: FX Energy Poland Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., Energia Bieszczady Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Aurelian Oil & Gas PLC (poprzez spółki zależne Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp.k. i Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.).

**FX Energy Poland sp. z o.o.**, siedziba: Warszawa 00-613, ul. Chałubińskiego 8

W 2011 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A.:

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%,
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 24,5%, CalEnergy – 24,5%,
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%,

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

- „Warszawa-Południe” (bloki 234, 235, 254, 255, 274N) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 26 maja 2011 roku (która w części dotyczącej bloku 255 zastąpiła umowę z dnia 29 października 1999 roku); udziały wynoszą: FX Energy – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Ostrowiec” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku, obejmujący obszar bloków koncesyjnych 163 i 164; udziały wynoszą: FX Energy – 51%, PGNiG S.A. – 49%,
- Kutno” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 30 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy – 50%, PGNiG S.A. – 50%.

W 2011 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”.

Na obszarze „Poznań” w 2011 roku kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Środa Wielkopolska i rozpoczęto wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Kromolice i Kromolice S. Rozpoczęto również zagospodarowanie nowego złoża gazu ziemnego Winna Góra. Podłączenie odwiertu na tym złożu planowane jest na 2012 rok. W roku 2011 w efekcie prac nad odwiertem poszukiwawczym Lisewo-1k odkryto nowe złożo gazu ziemnego Lisewo. Ponadto wykonane zostało wiercenie otworu poszukiwawczego (tight gas) Pławce-2 o głębokości 4.200 m, w którym na 2012 rok planowane jest wykonanie szczelinowania i prób złożowych. W rejonie Żerków-Pleszew w 2011 roku wykonano prace polowe II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D i rozpoczęto processing, którego zakończenie przewidziane jest w roku 2012. Na 2012 rok przewidziane jest również wiercenie otworu Komorze-3K oraz rozpoczęcie polowych prac sejsmicznych 3D w rejonie Miłosław.

Na obszarze „Warszawa-Południe” na bloku 254 odwiercono otwór Machnatka-2 o głębokości 4.500 m. Z uwagi na brak przyływu węglowodorów otwór zlikwidowano. Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” rozpoczęto wiercenie głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2 o planowanej głębokości 6.450 m.

**EuroGas Polska Sp. z o.o.**, siedziba: Pszczyzna 43-200, ul. Górnośląska 3  
**Energia Bieszczady Sp. z o.o.**, siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

W 2011 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą EuroGas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o. na obszarze koncesyjnym „Bieszczady” (koncesje oraz prawo użytkowania górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na powyższym obszarze należą do PGNiG S.A.). Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, EuroGas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%.

Na obszarze „Bieszczady” w 2011 roku zakończono wiercenie otworu Niebieszczany-1 o głębokości 4.219 m i przystąpiono do prób złożowych w tym otworze. Wykonano również prace polowe 2D w rejonie Paszowa-Brzegi Dolne oraz dokonano interpretacji geologicznej uzyskanych danych. Ponadto rozpoczęto sejsmiczne prace polowe 2D w rejonie Jaśliśka-Baligród oraz polowe prace grawimetryczne w rejonie Hoczew-Lutowiska.

**Orlen Upstream Sp. z o.o.**, siedziba: Warszawa 01-208, ul. Przykoppowa 31,

W 2011 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą Orlen Upstream Sp. z o.o., na obszarze „Sieraków” (udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%).

Na obszarze „Sieraków” w 2011 roku odwiercono otwór Sieraków-5. Ze względu na brak przyływu węglowodorów w otworze przystąpiono do prac analitycznych w celu doprecyzowania lokalizacji otworu Sieraków 2, którego wiercenie planowane jest na 2012 rok.

**Aurelian Oil & Gas PLC**, siedziba: 13/14 Hanover Street London W1S 1YH  
**Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k.** (spółka zależna Aurelian Oil & Gas PLC), siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17  
**Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.** (spółka zależna Aurelian Oil & Gas PLC), siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

PGNiG S.A. współpracuje z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach: „Budzów”, „Bielsko-Biała”, „Bestwina” oraz „Cieszyn”. Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 60% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 40% udziałów. PGNiG S.A. z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. współpracuje na obszarach „Mszana Dolna” i „Jordanów”. Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 80% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 20% udziałów.

Na obszarze „Karpaty Wschodnie” w 2011 roku zakończono prace sejsmiczne 2D i processing w rejonie Mszana oraz wykonano nowe zdjęcie sejsmiczne 2D w rejonie Jordanów.

Wszystkie opisane powyżej wspólne przedsięwzięcia nie były konsolidowane w 2011 oraz 2010 roku, ponieważ wszystkie związane z nimi aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty zostały ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej i rachunku zysków i strat Spółki w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

### 36.6. Działalność poza granicami kraju

#### Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Udziały w spółkach PGNiG S.A. ujmuje w księgach w wartości historycznej (bez przeszacowywania na każdy dzień bilansowy ich wartości o zmianę kursów walut). W przypadku wystąpienia trwałej utraty wartości udziałów, Spółka ujmuje w księgach odpowiedni odpis aktualizujący. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej wartość tych udziałów pomniejszana jest o utworzone odpisy aktualizujące.

#### **Ukraina**

Spółka **Dewon Z.S.A.** jest spółką akcyjną typu zamkniętego (nie giełdową). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem spółki jest realizacja usług związanych z wydobyciem gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 4.743,0 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku) i dzieli się na 120.000 akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 1.725,5 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2011 roku, wynosiła 2.499,4 tysięcy złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

- |                                  |        |
|----------------------------------|--------|
| • PGNiG S.A.                     | 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 Łtawa Sp. z o.o.          | 0,01%  |

Produkcja gazu ziemnego została uruchomiona przez spółkę w listopadzie 2003 roku i trwała do 24 kwietnia 2009 roku.

Eksploatacja złoża Sachalińskiego odbywała się w ramach joint venture, na podstawie umowy zawartej przez spółkę Dewon Z.S.A z NAK „Nadra Ukrainy” (posiadaczem licencji na eksploatację węglowodorów) i spółką PoltavaNaftoGasGeologia. W dniu 24 kwietnia 2009 roku wygasła licencja na prowadzenie prac na złożu Sachalińskim, której posiadaczem była spółka NAK „Nadra Ukrainy”. Od tego momentu eksploatacja złoża przez spółkę Dewon Z.S.A nie jest prowadzona. Pomimo wielu interwencji Ambasady Polskiej w Kijowie i przedstawicieli Rządu RP do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została wydana licencja umożliwiająca wznowienie przez Dewon Z.S.A. prac na złożu. Wstrzymanie wydobycia spowodowało znaczne pogorszenie sytuacji finansowej-ekonomicznej spółki.

#### **Oman**

Kapitał zakładowy spółki **Sahara Petroleum Technology Llc** wynosi 150,0 tysięcy OMR (omańskich riali), to jest 1.308,5 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 28 grudnia 2011, który był ostatnim ogłoszonym kursem w 2011 roku) i dzieli się na 150.000 udziałów o wartości 1 OMR każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 641,2 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 28 grudnia 2011 roku). Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2011 roku wynosiła 879,0 tysięcy złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

- |                                    |                 |      |
|------------------------------------|-----------------|------|
| • PGNiG S.A.                       | 73.500 udziałów | 49%, |
| • Petroleum and Gas Technology llc | 76.500 udziałów | 51%  |
- P.O. Box 3641, Ruwi, Sultanat Omanu.

Spółka została zawiązana w 2000 roku, z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku był to oddział PGNiG S.A. a obecnie jest to spółka, w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów). 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 S.A.

Spółka nigdy nie podjęła działalności, do której prowadzenia została powołana. W dniu 7 czerwca 2009 roku wspólnicy podjęli uchwałę o rozwiązaniu spółki i wyznaczeniu likwidatora. Obecnie przeprowadzany jest proces likwidacji Spółki.

## Niemcy

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie pomiędzy PGNiG S.A. oraz VNG-Verbundnetz 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. Kapitały zakładowe założonych spółek wyniosły po 200 tysięcy EUR, to jest 883,4 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie (InterGasTrade GmbH (IGT)) i Lipsku (InterTransGas GmbH (ITG)).

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.

W dniu 29 stycznia 2009 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwały w sprawie zatwierdzenia modelu biznesowego budowy gazociągu przesyłowego Börnicke – Hintersee – Police, zatwierdzenia planu gospodarczego na rok 2009 oraz wpłaty na kapitał rezerwowy przez wspólników po 3.000 tysiące EUR. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 750 tysięcy EUR od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Kolejna transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 2.250 tysięcy EUR przez każdego wspólnika nastąpiła w lipcu 2010 roku, po zawarciu 30 czerwca 2010 roku przez wspólników Aneksu do „Umowy wspólników o współpracy”, konkretyzującego warunki współpracy przy realizacji budowy gazociągu „Interkonektor Niemcy – Polska”, w szczególności w odniesieniu do praw i obowiązków wspólników ITG.

W dniu 13 grudnia 2011 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwałę o wycofaniu kapitału rezerwowego w wysokości 3.800 tysięcy EUR i wypłacie po połowie tej kwoty obydwu wspólnikom, tj. PGNiG S.A. i VNG AG. Wypłata kapitału nastąpiła przed końcem grudnia 2011 roku.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce InterTransGas GmbH wynosiło 1.200 tysięcy EUR (to jest 5.300,2 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2011 roku wynosiła 5.242,8 tysięcy złotych.

W dniu 21 grudnia 2010 roku została zawiązana spółka **POGC Trading GmbH** z siedzibą w Monachium, o kapitale zakładowym 10.000 tysięcy EUR, to jest 44.168,0 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). Całość udziałów objęło PGNiG S.A. za wkład pieniężny opłacony w grudniu 2010 roku. Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2011 roku wynosiła 39.710,0 tysięcy złotych.

Przedmiotem działalności spółki jest kupno i sprzedaż oraz obrót gazem, paliwami i innymi formami energii (związanymi z tymi produktami w formie fizycznej), a także obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi, z tym że obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi ma być prowadzony wyłącznie dla zabezpieczenia ryzyk własnych. W dniu 10 lutego 2011 roku spółka POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Monachium.

W dniu 22 sierpnia 2011 roku Zgromadzenie Wspólników podjęło uchwałę o zmianie nazwy firmy na **PGNiG Sales & Trading GmbH**. Zmiana została zarejestrowana 25 sierpnia 2011 roku.

W listopadzie 2011 roku spółka podjęła działalność operacyjną zakupów gazu ziemnego na rynku europejskim z przeznaczeniem dla PGNiG S.A.

## Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku PGNiG S.A. powołała w Norwegii spółkę zależną – **PGNiG Norway AS** w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, jako spółkę celową do realizacji zadań PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS).

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG S.A. w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego oraz inną działalność podobnego typu lub z tym związaną. PGNiG Norway AS ma również możliwość zaangażowania się w projekty infrastrukturalne związane z działalnością przesyłową siecią podmorską (np. budowa i operatorstwo na gazociągach) oraz prowadzenia działalności handlowej i finansowej oraz innych działalności na wszystkich etapach łańcucha wartości związanych z wykorzystaniem ropy naftowej i gazu ziemnego.

PGNiG Norway AS została powołana w szczególności dla wykonania umowy zawartej 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG SA a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dot. nabycia przez Spółkę udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, tj. złóż Skarv, Snadd oraz Idun (licencje PL 212, PL 212B, PL 262). Zgodnie z umową joint – venture PGNiG Norway posiada prawo do 12% produkcji (pozostałe udziały posiadają British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%.) pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun i w takiej samej proporcji obowiązek udziału w nakładach inwestycyjnych. Operatorem złoża jest British Petroleum. W chwili obecnej pola te zawierają udokumentowane zasoby gazu i ropy (około 36 mld m<sup>3</sup> gazu, 15 mln ton ropy), potwierdzone przez Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD). Złoże będzie zagospodarowane przy pomocy geostacjonarnej pływającej platformy wydobywczej (FPSO), wybudowanej w stoczni w Korei Południowej.

Ponadto w lutym 2010 roku spółka PGNiG Norway AS uzyskała od norweskiego Ministerstwa Nafty i Energii uprawnienia do wykonywania funkcji operatorskich na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W marcu 2011 roku pływająca jednostka wydobywcza, magazynowania i załadunku (FPSO), przy użyciu której będzie się odbywać eksploatacja złoża Skarv, została przetransportowana do Norwegii. Zakończona została również instalacja wszystkich podmorskich struktur (płyty fundamentowe, gazociągi itp.) na złożach Skarv i Idun. Ze względu na konieczność poddania platformy dodatkowym testom na szczelność w stoczni w Norwegii, przesunięto termin rozpoczęcia działalności wydobywczej na II kwartał 2012 roku.

W I półroczu 2011 roku PGNiG Norway AS, w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej, objęła na Norweskim Szelfie Kontynentalnym:

- 20% udziałów w koncesji PL599, na której bezpośrednim operatorem została spółka BG Norge AS (40% udziałów)
- 30% udziałów w koncesji PL600, na której bezpośrednim operatorem została spółka Dana Petroleum (70% udziałów).

W dniu 18 czerwca 2011 roku, ze względu na słabe własności zbiornikowe warstw, w których zgromadzony jest gaz odkryty na koncesji PL326, udziałowcy podjęli decyzję o odstąpieniu od dalszych prac na tej koncesji.

Na koniec grudnia 2011 roku spółka dysponowała łącznie udziałami w 9 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych. Głównym aktywem jest złoże Skarv, odkryte w 1998 roku. W 2007 r. do koncesji Skarv zostało dołączone pole Idun.

Na potrzeby sfinansowania zakupu udziału w złożach ExxonMobil, w 2007 roku PGNiG S.A. udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka była uruchamiana w transzach a datę spłaty ustalono na grdzień 2022 roku. Po przekazaniu, w styczniu 2009 roku, trzeciej transzy

pożyczki w wysokości 1.312.000 tysięcy NOK, saldo otrzymanej pożyczki przez spółkę PGNiG Norway AS osiągnęło poziom docelowy 3.800.000 tysięcy NOK.

W dniu 13 stycznia 2010 roku PGNiG S.A. udzieliła spółce drugiej pożyczki w kwocie 786.000 tysięcy NOK. Pożyczka ta jest uruchamiana w transzach na wniosek spółki. W I półroczu 2010 roku została przekazana spółce kwota 460.000 tysięcy NOK.

W dniu 27 sierpnia 2010 roku PGNiG Norway AS podpisało z PGNiG S.A. kolejną (trzecią) umowę pożyczki w kwocie 4.400.000 tysięcy NOK. Środki z tej pożyczki posłużyły na spłatę pożyczki z 2007 roku w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK z odsetkami. Nowa pożyczka z PGNiG S.A. jest podporządkowana względem umów kredytowych z bankami, co oznacza m.in. ustalenie zabezpieczeń pożyczki na aktywach na drugim miejscu (po umowie kredytowej) i możliwość spłaty kwoty głównej pożyczki dopiero po spłacie kredytu bankowego.

W 2011 roku została przekazana spółce kwota 660.000 tysięcy NOK to jest 374.616 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku).

Całkowite zadłużenie spółki PGNiG Norway AS na dzień 31 grudnia 2011 roku z tytułu w/w pożyczki wynosiło 4.560.000 NOK to jest 2.588.256 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku).

W dniu 31 sierpnia 2010 roku PGNiG Norway AS podpisało z 7 bankami międzynarodowymi umowę kredytową na kwotę 400.000 tysięcy USD. Kredyt jest zabezpieczony m.in. aktywami spółki, w tym zastawem na koncesjach złoża Skarv oraz na udziałach Spółki. Dodatkowo, PGNiG S.A. udzieliło gwarancji za zobowiązania spółki zależnej a kredyt jest nadrzędny w stosunku do innych zobowiązań finansowych zaciągniętych przez PGNiG Norway AS. Do końca 2011 roku spółka wykorzystała kredyt w kwocie 400.000 tysięcy USD. Środki zostały przeznaczone głównie na przygotowanie złoża Skarv do eksploatacji i spłatę pożyczki ze stycznia 2010 roku.

Przesunięcie planowanego terminu rozpoczęcia działalności eksploatacyjnej spowodowało konieczność zaaranżowania w 2011 roku dodatkowych środków od PGNiG S.A. Łączne potrzeby finansowe określono na 791.000 tysięcy NOK to jest 448.971,6 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku), z tego w formie podwyższenia kapitału zakładowego 140.673 tysięcy NOK i zwiększenia kwoty pożyczki o 650.000 tysięcy NOK łącznie do 5.050.000 tysięcy NOK to jest 2.866.380,0 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku).

Struktura finansowania działalności spółki jest zgodna z obowiązującymi w Norwegii zasadami dotyczącymi relacji kapitału własnego i długu (tzw. cienkiej kapitalizacji).

W dniu 8 września 2011 roku Zgromadzenie Wspólników PGNiG Norway AS podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego do kwoty 1.092 mln NOK i objęciu wszystkich nowych udziałów przez PGNiG S.A.

Na koniec 31 grudnia 2011 roku zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce wynosiło 1.092.000 tysięcy NOK to jest 619.819,2 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2011 roku wynosiła 537.541,8 tysięcy złotych.

## Holandia - Libia

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na wykorzystanie spółki PGNiG Finance B.V. (zawiązanej w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w EUR) na potrzeby prowadzenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej na terytorium Libii. W tym samym dniu Zarząd PGNiG S.A. podjął Uchwałę w sprawie zmiany umowy i zarządu spółki PGNiG Finance B.V. oraz założenia przez tę spółkę oddziału w Libii.

Zmiana umowy spółki została zarejestrowana w Holandii w dniu 4 lutego 2008 roku. Nową umową spółki dokonano zmiany jej nazwy na **Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.** (POGC – Libya B.V.). Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy EUR to jest 88,3 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku).

Zarząd spółki Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008 roku z firmą libijską National Oil Corporation umowy Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA), określającej warunki realizacji projektu poszukiwawczo-wydobywczego w Libii w związku z wygraniem przetargu na koncesję w obszarze 113 o powierzchni 5.494 km<sup>2</sup>, położonym na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, firma zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych

na łączną kwotę 108.000 tysięcy USD, w tym: 3000 km<sup>2</sup> sejsmiki 2D, 1500 km<sup>2</sup> sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

Zgodnie z zawartą umową EPSA, w przypadku odkrycia na powyżej opisanej koncesji komercyjnego złoża węglowodorów, zaalokowane do koncesji zgodnie z umową koszty jako baza „cost recovery”, które zostały poniesione przez PGNiG S.A. za pośrednictwem POGC Libya mogą zostać zwrócone poprzez ich zaliczenie do przychodów uzyskiwanych z wydobycia węglowodorów.

W lutym 2008 roku została udzielona przez PGNiG S.A. na rzecz National Oil Corporation gwarancja dotycząca realizacji przez POGC – Libya B.V. zobowiązań koncesyjnych na kwotę 108.000 tysięcy USD to jest 369.079,2 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku).

W 2010 roku zakończono realizację I i II fazy przetwarzanie prac sejsmicznych 2D i 3D. Ponadto określono lokalizację miejsca wykonania dwóch pierwszych otworów poszukiwawczych oraz rozpoczęto przygotowania projektu wierceń. Jednocześnie zlecono wykonanie raportu środowiskowego dla miejsca pierwszych wierceń. Rozpoczęcie prac wiertniczych planowano na początek II kwartału 2011 roku.

We wrześniu 2010 roku wskazano wstępną lokalizację kolejnych dwóch odwiertów poszukiwawczych. W IV kwartale 2010 roku rozstrzygnięto przetarg na wiercenia. Zwycięzcą przetargu została spółka Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.

W II kwartale 2011 roku zakończono interpretację danych sejsmicznych 2D i 3D.

W marcu 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokapitalizowaniu POGC Libya BV kwotą 47.500 tysięcy EUR, to jest 209.798,0 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku), z przeznaczeniem głównie na finansowanie wydatków poszukiwawczych w Libii. Dokapitalizowanie zostało dokonane bez emisji nowych udziałów, w drodze umowy o wniesieniu wkładu (12 marca 2009 roku). W dniu podjęcia uchwały o dokapitalizowaniu dokonano potrącenia części kwoty wpłaty na kapitał rezerwowy z wierzytelnością PGNiG S.A. z tytułu pożyczki w kwocie 20.591 tysięcy USD udzielonej w 2008 roku. Pozostała po potrąceniu pożyczki wraz z odsetkami kwota wkładu kapitałowego, została wpłacona w 2009 roku w gotówce w trzech transzach.

W dniu 1 lutego 2010 roku, pomiędzy POGC Libya BV i PGNiG S.A., została zawarta umowa wkładu, na mocy której Wspólnik zobowiązał się do dokapitalizowania Spółki kwotą 18.000 tysięcy EUR, to jest 79.502,4 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). Dokapitalizowanie miało formę wpłaty na kapitał zapasowy bez emisji nowych udziałów. Środki zostały przeznaczone głównie na finansowanie działalności poszukiwawczej.

Do lutego 2011 roku Spółka wykonała akwizycję 3.000 km profili 2D oraz 1.087 km<sup>2</sup> profili 3D, jak również szereg analiz geologicznych. Ponadto w I półroczu 2011 roku prowadzona była ewaluacja danych sejsmicznych 2D, wykonywana we współpracy z PGNiG S.A.

Ze względu na wydarzenia jakie mają miejsce od połowy lutego w Libii Zarząd Spółki POGC Libya BV podjął decyzję o ewakuacji z terenu tego kraju wszystkich zagranicznych pracowników i zorganizowaniu tymczasowego biura w Warszawie. Ewakuowany został również personel zagraniczny większości podwykonawców. Jednocześnie biuro oddziału Spółki w Trypolisie pozostaje pod opieką lokalnego personelu i cały czas działa. Zgodnie z treścią umowy EPSA, spółka złożyła władzom National Oil Corporation w Libii notyfikację z powołaniem się na klauzulę „siły wyższej” uzasadniającą wydłużenie terminu realizacji zobowiązań. Po ustaniu działania czynnika siły wyższej strony są zobowiązane do podjęcia negocjacji w sprawie ustalenia nowego terminu realizacji zobowiązań kontraktowych. Ponieważ w chwili obecnej trudno jest określić dalszy scenariusz wydarzeń, Zarząd Spółki POGC Libya BV monitoruje obecną sytuację w samej Libii oraz w regionie i w zależności od rozwoju sytuacji będzie podejmował stosowne decyzje i działania.

W IV kwartale 2011 roku spółka została dokapitalizowana kwotą 2.430 tysięcy USD, to jest 8.304,3 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku), bez emisji nowych udziałów.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółkę wynosiło 65.520,0 tysięcy EUR, to jest 289.388,7 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2011 roku wynosiła 291.922,0 tysięcy złotych.

## Szwecja

W dniu 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyło udziały spółki Goldcup 5839 AB z siedzibą w Sztokholmie, o kapitale zakładowym 500 tysięcy SEK, to jest 247,5 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku). W dniu 20 czerwca 2011 roku została zarejestrowana zmiana nazwy spółki na **PGNiG Finance AB**.

Celem Spółki jest pozyskanie finansowania, m.in. poprzez emisję euroobligacji na rynkach międzynarodowych oraz zaciąganie i udzielanie pożyczek inwestorom prywatnym, z wyłączeniem działalności wymagającej w Szwecji licencji. Wartość udziałów w księgach PGNiG S.A. na 31 grudnia 2011 roku wynosiła 481,0 tysięcy złotych.

W dniu 30 września 2011 została podjęta decyzja o dokapitalizowaniu spółki kwotą 60 tysięcy EUR, to jest 265,0 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2011 roku), bez emisji nowych udziałów.

### Działalność bezpośrednia PGNiG S.A. poza granicami kraju - udziały w koncesjach poszukiwawczych:

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie w obszarze koncesji Kirthar wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów: PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2010 roku zakończono testy mające na celu określenie wydajności otworu poszukiwawczego Rehman-1 oraz wykonano badania sejsmiczne 2D i 3D. W 2011 roku prowadzono rekonstrukcję otworu Hallel-1, po rekonstrukcji Hallel-X1. Ponadto wykonano przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D oraz ich interpretację, której wyniki potwierdziły obecność struktury budującej złożę Rehman.

W Danii Spółka realizowała działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05. Udziały w koncesji wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsofonden – 20%. W 2011 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Felsted-1. Wykonane na początku 2012 roku pomiary geofizyczne nie wykazały przemysłowego przyływu węglowodorów. Otwór został zlikwidowany. W związku z negatywnym wynikiem odwiertu PGNiG S.A. podjęła decyzję o nieprzedłużaniu koncesji 1/05 w Danii.

W Egipcie Spółka prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3). Spółka posiada 100% udziałów w koncesji. W związku z niestabilną sytuacją polityczną w Egipcie na początku 2011 roku wycofano czasowo polskich pracowników Oddziału PGNiG S.A. w Egipcie, co jednak nie wpłynęło na postęp prac poszukiwawczych. W 2011 roku zostały zakończone połowe badania grawimetryczne wraz z ich interpretacją. Ponadto rozpoczęto realizację zaplanowanych 1.600 km profili 2D, z czego w 2011 roku wykonano 516 km. Wyżej wymienione prace realizuje dla PGNiG S.A. francuska firma ARDISEIS A CGGVeritas Company. Wydłużenie procedury administracyjnej dotyczącej akceptacji przetargu spowodowało przesunięcie wykonania pozostałej części sejsmiki 2D na następny rok. W 2012 roku planowane jest również przetwarzanie danych sejsmicznych oraz rozpoczęcie prac wiertniczych.

### Oddziały Spółki poza granicami kraju:

PGNiG S.A. posiada poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierającą działalność rozwojową Spółki poza granicami kraju.

Oddział Operatorski w Pakistanie – Islamabad,  
Oddział w Egipcie – Kair,  
Oddział w Danii – Kopenhaga.

## 37. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

### Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Centrala Spółki*	838	840
Wydobycie	4 405	4 375
Obrót i magazynowanie	3 710	3 701
Pozostałe	38	39
<b>Razem</b>	<b>8 991</b>	<b>8 955</b>

\* Centrala Spółki wykonuje zadania na rzecz wszystkich pozostałych segmentów, w związku z tym nie została przypisana do żadnego z nich.

Średnie zatrudnienie w okresie wyniosło 8.952 osób w 2011 roku (8.901 w 2010 roku).



### 38. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

Głównym celem zarządzania kapitałem Spółki jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Spółki dla akcjonariuszy.

PGNiG S.A. monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Spółki stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Spółka wlicza kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom PGNiG S.A.

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych	3 590 802	1 218 971
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	2 691 468	2 986 934
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(934 615)	(565 854)
<b>Zadłużenie netto</b>	<b>5 347 655</b>	<b>3 640 051</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>19 647 608</b>	<b>18 663 713</b>
<b>Kapitał i zadłużenie netto</b>	<b>24 995 263</b>	<b>22 303 764</b>
<b>Wskaźnik dźwigni</b>	<b>21,39%</b>	<b>16,32%</b>

### 39. INNE ISTOTNE INFORMACJE

#### 39.1. Informacje na temat procesu restrukturyzacji

W 2011 roku obowiązywał, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG S.A., „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”, („Program”). Program ten, w odróżnieniu od „Programu restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych” realizowanego w poprzednich latach, został oparty na formule „na gotowość”, co oznacza, że może być uruchamiany wyłącznie w sytuacjach szczególnych, to jest decyzje o realizacji Programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

W przypadku PGNiG S.A., decyzje o zastosowaniu Programu, w odniesieniu do Oddziałów i Centrali Spółki, podejmuje Zarząd PGNiG S.A. w formie uchwały.

W związku z tym, że Program nie został wypowiedziany do 30 września 2011 roku przez żadną ze Stron, zgodnie z jego zapisami będzie obowiązywał nadal w roku 2012. Jednocześnie, Uchwałą NWZ PGNiG S.A. z dnia 7 grudnia 2011 roku, został przedłużony termin, na który utworzono kapitał rezerwowy pn. Centralny Fundusz Restrukturyzacji (CFR), na okres obowiązywania Programu do dnia 31 grudnia 2015 roku.

W dniu 10 sierpnia 2011 roku, Uchwałą NWZ PGNiG S.A., został przyjęty Aneks do Programu, który wprowadził możliwość wykorzystywania środków finansowych zgromadzonych w ramach CFR na wspieranie działań racjonalizacyjnych przez PGNiG S.A. oraz możliwość tworzenia przez jednostki objęte Programem analogicznych funduszy na pokrycie kosztów racjonalizacji zatrudnienia. Do zasad funkcjonowania tych funduszy mają zastosowanie przepisy dotyczące zasad funkcjonowania CFR.

Do końca okresu sprawozdawczego tj. do dnia 31 grudnia 2011 roku, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki.

### 39.2. Kontrakty na dostawę paliwa gazowego oraz ropy naftowej

W 2011 roku PGNiG S.A. zawarło następujące istotne umowy długoterminowe na sprzedaż paliwa gazowego:

1. W dniu 3 marca 2011 roku został podpisany aneks do umowy nr 4/S/98 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 roku, zawartej pomiędzy PGNiG S.A. i Zakładami Azotowymi Puławy S.A. na czas nieokreślony. Zawarty aneks poszerza zakres definicji w umowie, określa procedurę składania nominacji oraz zamawiania mocy umownej a także wprowadza zapisy dotyczące minimalnej ilości rocznej. Dodatkowo uzupełniono zapisy o obowiązek zapłaty przez Puławy kary umownej w przypadku niedostosowywania się przez odbiorcę do ograniczeń mocy umownej przerywanej. Wartość kontraktu szacowana jest na ok. 4.940.000 tysięcy złotych w okresie 5 lat. Aneks obowiązuje od dnia 1 stycznia 2011 roku.
2. W dniu 11 marca 2011 roku została podpisana Umowa Kompleksowa na dostawę paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. Paliwo gazowe przeznaczone będzie na zasilenie bloku gazowo – parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. Planowany roczny wolumen odbioru paliwa gazowego wynosi ok. 540 mln m<sup>3</sup> rocznie. Rozpoczęcie dostaw planowane na 2014 rok. Szacunkowa wartość kontraktu wynosi ok. 9.660.000 tysięcy złotych. Czas obowiązywania umowy to 14 lat od dnia rozpoczęcia dostaw.
3. W dniu 29 listopada 2011 roku został podpisany aneks do umowy kompleksowej na dostawę paliwa gazowego z dnia 16 czerwca 2010 roku zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Grupą LOTOS S.A. Na mocy Aneksu zmianie ulega termin rozpoczęcia dostarczania paliwa gazowego do Grupy Lotos z 16 grudnia 2011 roku na 30 kwietnia 2012 roku. Aneks wprowadza także zmianę w planowanej, docelowej wielkości rocznych dostaw gazu z 447 mln m<sup>3</sup> na 585 mln m<sup>3</sup>. Szacunkowa wartość Umowy w okresie 5 lat wynosi ok. 3.240.000 tysięcy złotych.

### 39.3. Kontrakty na zakup paliwa gazowego

W 2011 roku PGNiG S.A. importowało gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umówi kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz umów średnio- i krótkoterminowych na dostawę gazu z portfela dostawców europejskich:

- Kontrakt kupna – sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO Gazprom Eksport, obowiązujący do 2022 roku;
- Umowa sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązująca do dnia 1 października 2016 roku;
- Umowa sprzedaży gazu Lasów 2008 z dnia 29 września 2008 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązująca do 1 października 2011 roku;
- Umowa Ramowa z dnia 30 września 2009 roku z Vitol S.A. W ramach tej umowy zawarty został kontrakt indywidualny na kupno gazu w okresie od 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku w punkcie dostawy Lasów.

Ponadto w zakresie paliwa gazowego pozasystemowego, stanowiącego zaopatrzenie dla poszczególnych regionów Polski, PGNiG S.A. importowało paliwo gazowe na podstawie poniższych umów i kontraktów:

- Umowa skomasowanych usług w zakresie dostaw gazu pomiędzy Severomoravská plynárenská a.s. a PGNiG S.A. z dnia 27 marca 2008 roku. Umowa weszła w życie 1 kwietnia 2008 roku i obowiązywała do 31 grudnia 2009 roku. Umowa corocznie jest przedłużana. Na mocy aneksu do umowy została przedłużona i obowiązuje do 31 grudnia 2012 roku. Zaopatrzenie miasta Branice.
- Umowa Ramowa zawarta z VNG-Verbundnetz Gas AG. z dnia 28 lipca 2009 roku. W ramach tej umowy zostały zawarte dwa kontrakty indywidualne:
  - Kontrakt indywidualny na kupno gazu w okresie 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku, w punkcie dostawy Gubin;
  - Kontrakt indywidualny na sprzedaż gazu w okresie 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku, w punkcie dostawy Kamminke.
- Umowa na dostawę gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku z NAK Naftogaz Ukrainy, obowiązująca do 2020 roku. Zaopatrzenie regionu Hrubieszowa (od 1 stycznia 2011 roku dostawy gazu nie były realizowane).

W 2011 roku PGNiG S.A. kupowało od podmiotów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG gaz zaazotowany (podgrupy Ls i Lw) pochodzący z wydobycia na terenie Polski, w ramach wymienionych poniżej umów:

- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku. Złoże Zaniemyśl.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i Calenergy Resources Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku. Złoże Zaniemyśl.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i DPV Service Sp. z o.o. z dnia 13 stycznia 2009 roku. Złoże Antonin.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 19 czerwca 2009 roku. Złoże Roszków.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2010 roku. Złoże Kromolice-Środa Wielkopolska-Kromolice S.

Wszystkie wymienione umowy obowiązują do momentu wyczerpania złóż.

W dniu 7 czerwca 2011 roku zostało podpisane Porozumienie rozwiązujące Umowę kupna - sprzedaży gazu ziemnego z dnia 18 grudnia 2000 roku dla złóż w rejonie Klęki (Fences) pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o.

W dniu 1 grudnia 2011 roku zostało podpisane Porozumienie rozwiązujące Umowę sprzedaży gazu z dnia 29 czerwca 2009 roku dla złoża Grabówka pomiędzy TRIAS Sp. z o.o. i PGNiG S.A.

W 2011 roku PGNiG S.A. zawarło następujące umowy:

1. W dniu 13 maja 2011 roku PGNiG S.A. podpisało ze spółką Vitol S.A. z siedzibą w Genewie (Szwajcaria) Umowę Indywidualną sprzedaży gazu ziemnego dla punktu zdawczo-odbiorczego na granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna. Umowa została zawarta na bazie EFET, czyli ogólnych warunków dotyczących dostaw i odbioru gazu ziemnego. Dostawy w ilości 6.169.580,00 MWh rocznie (ok. 550 mln m<sup>3</sup> rocznie) rozpoczną się 1 października 2011 roku i potrwają do 1 października 2014 roku. Gaz będzie dostarczany do punktu zdawczo-odbiorczego w rejonie Cieszyna poprzez nowo wybudowany interkonektor. Ilości surowca zamówione przez PGNiG S.A. pozwolą wykorzystać 100 % posiadanych przez Spółkę przepustowości w tym gazociągu, uzyskanych w ramach procedury open-season przeprowadzonej przez spółkę OGP GAZ-SYSTEM S.A. Nowe połączenie zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju, umożliwiając dostawy gazu do Polski również z kierunku południowego. Rozpoczęcie dostaw gazu przez połączenie w Cieszynie wpisuje się w strategię PGNiG S.A. w zakresie wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw.
2. W dniu 13 maja 2011 roku PGNiG S.A. podpisało z firmą VNG-Verbundnetz Gas AG. Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do PZO Lasów. Dostawy były realizowane w okresie od 17 maja do 3 lipca 2011 roku.
3. W dniu 30 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. podpisało z VNG AG Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do PZO Lasów. Umowa ta obejmuje okres dostaw od 3 lipca 2011 roku do 30 września 2011 roku.  
  
Letnie dostawy gazu pomogły PGNiG S.A. zoptymalizować swoje portfolio poprzez wykorzystanie korzystnych tendencji cenowych na europejskim rynku gazu w okresie letnim. Działanie to wpisuje się w strategię PGNiG S.A. dotyczącą optymalizacji warunków dostaw gazu.
4. W październiku 2010 roku, w celu zoptymalizowania kosztów pozyskania gazu, PGNiG S.A. dokonało rezerwacji mocy przesyłowych w niemieckim systemie przesyłowym Ontras – VNG Gastransport GmbH. Pozwoliło to na samodzielne przetransportowanie zakupionego na platformie Gaspool wolumenu gazu, do punktu zdawczo-odbiorczego na granicy polsko-niemieckiej Lasów. Zarezerwowane moce przesyłowe umożliwiające przesył gazu do punktu wyjścia z niemieckiej sieci Ontras w Lasowie dotyczą okresu 1 października 2011 do 30 września 2016 roku.
5. W dniu 21 września 2011 roku PGNiG S.A. zawarło z firmą Vitol S.A. Transakcję Indywidualną do Umowy Ramowej na bazie EFET z dnia 30 września 2009 roku na dostawy gazu ziemnego do VTP Gaspool (gaz transportowany jest przez PGNiG S.A. do polskiego systemu

w Lasowie) w okresie od 1 października 2011 roku godz. 06.00 do 1 kwietnia 2012 roku godz. 06.00, w ilości łącznej 1.888.560,00 MWh (ok. 170 mln m<sup>3</sup>).

6. W dniu 21 września 2011 roku PGNiG S.A. zawarło z firmą GDF SUEZ Trading umowę wg standardu EFET na dostawy gazu ziemnego do VTP Gaspool (gaz transportowany jest przez PGNiG S.A. do polskiego systemu w Lasowie) w okresie od 1 października 2011 roku godz. 06.00 do 1 kwietnia 2012 roku godz. 06.00, w ilości łącznej 1.888.560,00 MWh (ok. 170 mln m<sup>3</sup>).
7. W lipcu 2011 roku, celem zoptymalizowania kosztów importu gazu, PGNiG S.A. dokonało rezerwacji mocy przesyłowych w punkcie wyjścia Gubin. Zarezerwowane moce obejmują okres od 1 października 2011 roku do 1 października 2014 roku.
8. W dniu 28 września 2011 roku PGNiG S.A. zawarło z firmą GDF SUEZ Trading umowę kupna-sprzedaży gazu ziemnego do VTP Gaspool (gaz transportowany jest przez PGNiG S.A. do polskiego systemu w Gubinie). Umowa obejmuje okres dostawy od 1 października 2011 roku godz. 06.00 do 1 października 2012 roku godz. 06.00, w ilości ok. 55.339.200,00 kWh (ok. 5 mln m<sup>3</sup>).
9. W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu w okresie zimowym, PGNiG S.A. złożyło do GAZ-SYSTEM S.A. wniosek o świadczenie krótkoterminowej usługi wirtualnego rewersu na „Gazociągu Jamalskim” w okresie listopad – grudzień 2011 roku.  
Zamówione moce przesyłowe wykorzystane zostały do przesyłu pozyskanego na rynku niemieckim (VTP Gaspool lub VTP NCG) relatywnie tańszego gazu ziemnego w stosunku do pozyskiwanego gazu na podstawie Kontraktu Jamalskiego.
10. W dniu 27 października 2011 roku PGNiG S.A. zawarło z firmą PGNiG Sales & Trading Umowę Ramową na bazie EFET. Na jej podstawie zostały zawarte cztery pakiety transakcji indywidualnych na dostawy gazu ziemnego poprzez wykorzystanie reverse flow na gazociągu jamalskim.
11. W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu w następnych latach, PGNiG S.A. złożyło do OGP GAZ-SYSTEM S.A. wniosek o świadczenie usługi wirtualnego rewersu na „Gazociągu Jamalskim” w okresie od 1 stycznia 2012 roku do 31 grudnia 2015 roku.  
OGP GAZ-SYSTEM S.A. w wyniku przeprowadzenia procedury przydziału dostępnej zdolności polskiego odcinka gazociągu jamalskiego dla usług długoterminowego przesyłania zwrotnego (tzw. reverse flow) zawarł z PGNiG S.A. umowę o świadczenie tej usługi na warunkach przerywanych.

Ponadto PGNiG S.A. (w ramach działalności Biura Zarządzania Dostawami) w 2011 roku zawarło z OGP GAZ-SYSTEM S.A. następujące kontrakty:

1. Umowa nr 2011/UP/1011/OSL o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego z dnia 28 września 2011 roku.
2. Umowa nr 2011/UP/9002/E o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego polskim odcinkiem systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa na warunkach przerywanych przesyłania zwrotnego z dnia 2 listopada 2011 roku.
3. Umowa nr 2011/UP/9001/E o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego polskim odcinkiem systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa na warunkach przerywanych przesyłania zwrotnego z dnia 15 listopada 2011 roku.
4. Umowa nr 2011/UP/9004/E o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego polskim odcinkiem systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa na warunkach przerywanych przesyłania zwrotnego z dnia 8 grudnia 2011 roku.
5. Porozumienie w sprawie zasad postępowania przy realizacji umów przesyłowych z dnia 5 października 2011 roku.

W 2011 roku najistotniejsze zmiany w posiadanych kontraktach na zakup paliwa gazowego obejmowały:

- W dniu 21 marca 2011 roku PGNiG S.A. i OOO Gazprom Export zawarły aneks do Kontraktu nr 2102-14/RZ-1/25/96 z dnia 25 września 1996 roku kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej. Zgodnie z postanowieniami aneksu, strony uzgodniły możliwość zwiększenia dobowego odbioru gazu ziemnego w punkcie zdawczo-odbiorczym Wysokoje do 15 mln m<sup>3</sup> na dobę, przy zachowaniu dotychczasowego poziomu Rocznych Ilości Kontraktowych.
- W dniu 31 marca 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiło do OOO Gazprom Export z wnioskiem o przystąpienie do renegocjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego przez OOO Gazprom Export

na mocy Kontraktu nr 2102-14/RZ-1/25/96 z dnia 25 września 1996 roku kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej, w kierunku jej obniżenia. Proces negocjacji jest w toku. W związku z tym, korzystając z przewidzianego kontraktem uprawnienia, PGNiG S.A. w dniu 7 listopada 2011 roku uruchomiło procedurę arbitrażową i przekazało sprawę do Trybunału Arbitrażowego.

- W dniu 24 stycznia 2011 roku, po zaistnieniu okoliczności określonych w umowie, PGNiG S.A. wystąpiło do VNG-Verbundnetz Gas AG. z formalnym wnioskiem o renegotjację warunków cenowych Umowy sprzedaży gazu Lasów 2006 pomiędzy PGNiG S.A. i VNG AG. z dnia 17 sierpnia 2006 roku. Proces renegotjacji ceny gazu jest w toku.

#### 40. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

1. W dniu 11 stycznia 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. ("SPV 1") (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.) podpisała ze spółką Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży akcji ("Umowa"), której przedmiotem jest nabycie z dniem 11 stycznia 2012 roku 24.591.544 akcji w kapitale zakładowym spółki Vattenfall Heat Poland S.A. ("VHP") z siedzibą w Warszawie ("Akcje"), które stanowią ponad 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniają do ponad 99,8% głosów w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu VHP. Umowa została zawarta w wykonaniu umowy przedwstępnej z dnia 23 sierpnia 2011 roku ("Umowa Przedwstępna"), o której Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 122/2011 z dnia 23 sierpnia 2011 roku.

Cena nabycia Akcji na dzień podpisania Umowy wynosi 3.016.700 tysięcy złotych. Nabycie Akcji zostanie sfinansowane przez SPV 1 z kapitałów własnych oraz transzy pożyczki otrzymanej od PGNiG S.A., o której Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 121/2011 z dnia 23 sierpnia 2011 roku.

Podpisanie Umowy poprzedzone było spełnieniem się warunku zawieszającego określonego w Umowie Przedwstępnej w postaci uzyskania przez PGNiG S.A. decyzji Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotyczącej zgody na dokonanie koncentracji, o której Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 169/2011 z dnia 7 grudnia 2011 roku. Grupa Kapitałowa PGNiG traktuje nabycie Akcji VHP jako inwestycję długoterminową. Strony Umowy nie są jednostkami powiązаныmi.

Podstawowym celem działalności VHP jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji. Spółka prowadzi działalność na terenie Warszawy (Elektrociepłownie Siekierki i Żerań, Ciepłownie Kawęczyn oraz Wola), a także w Pruszkowie, gdzie jest również właścicielem sieci dystrybucyjnej. Moc cieplna zainstalowana w źródłach wytwórczych to ok. 4,8 GWt, moc elektryczna to ok. 1 GWe. VHP zaspokaja ok. 75 proc. potrzeb cieplnych rynku warszawskiego, a jego głównym odbiorcą jest SPEC S.A.

2. W dniu 9 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. wyemitowało obligacje o wartości 4.700.000 tysięcy złotych w ramach Programu emisji obligacji zawartego w czerwcu 2010 roku.

Obligacje zostały wyemitowane jako jednomiesięczne, imienne, zdematerializowane i niezabezpieczone obligacje dyskontowe. Wszystkie wyemitowane obligacje są denominowane w złotych polskich i zostały zaoferowane w trybie emisji niepublicznej, wyłącznie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Obligacje zostały objęte przez banki: Bank Polska Kasa Opieki SA, ING Bank N.V., ING Bank Śląski SA, Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski SA, Bank Handlowy w Warszawie SA, Societe Generale SA, BNP Paribas SA Oddział w Polsce, Nordea Bank Polska SA, Bank Zachodni WBK SA oraz BRE Bank SA.

PGNiG S.A. nie przewiduje wprowadzenia Obligacji do publicznego obrotu.

Wielkość emisji Obligacji wyniosła 9.400 sztuk.

Wartość nominalna jednej Obligacji wynosi 500 tysięcy złotych. Jednostkowa cena emisyjna została ustalona na podstawie jednomiesięcznej stawki Wibar powiększonej o marżę.

Wykup obligacji zostanie dokonany przez zapłatę kwoty pieniężnej równej wartości nominalnej obligacji. Datą wykupu obligacji jest 9 lutego 2012 roku. Obligacje są obligacjami dyskontowymi wobec czego nie będzie wypłacane oprocentowanie.

Po dokonaniu powyższej emisji, łączna wartość nominalna obligacji, wyemitowanych w ramach tego Programu i będących w obrocie, wynosi na dzień 9 stycznia 2012 roku 5.700.000 tysięcy złotych.

3. W dniu 12 stycznia 2012 roku Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki PGNiG S.A. wyraziło zgodę na objęcie przez PGNiG S.A. wszystkich nowych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o. o. w ilości 1.553 o wartości nominalnej 1 tysiąc złotych każdy udział, o łącznej wartości 1.553 tysiące złotych. Nowo utworzone udziały pokryte zostaną wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania wieczystego gruntu wraz z prawem własności posadowionych na nim budynków i budowli, położonego w Toruniu przy ul. Lubickiej 52-58. Szczegółowy wykaz składników aktywów trwałych stanowi Załącznik nr 1 do Uchwały nr 2/II/2012.
4. W dniu 19 stycznia 2012 roku PGNiG Norway AS (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.) otrzymała udziały w trzech koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii w wyniku rozstrzygnięcia rundy licencyjnej APA2011 przez norweskie Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii. Na jednej z przyznanych licencji PGNiG Norway AS po raz pierwszy będzie operatorem.

W licencji poszukiwawczo-wydobywczej PL648S, której PGNiG Norway AS będzie operatorem, spółka obejmie 50% udziałów, a w licencji poszukiwawczo-wydobywczej PL646 -20% udziałów. Dodatkowo Ministerstwo przyznało PGNiG Norway AS 30% udziałów w niewielkiej licencji poszukiwawczo-wydobywczej PL350B, stanowiącej rozszerzenie istniejącej licencji PL350. Licencja PL350B posiada taki sam program prac oraz udziałowców jak licencja PL350.

Przyznanie statusu operatora na licencji PL648S stanowi istotny krok dla spółki. Jest to pierwsze operatorstwo przyznane PGNiG Norway AS i świadczy o naturalnym rozwoju spółki. To także pierwsze operatorstwo dla Grupy PGNiG w projekcie podmorskiego poszukiwania ropy i gazu, które podkreśla rolę PGNiG Norway AS jako centrum kompetencyjnego w pracach typu „offshore” w Grupie PGNiG. Partnerem w licencji PL648S został OMV Norge AS z 50% udziałów.

Bezpośrednim operatorem na licencji PL646 został Wintershall Norge AS (40% udziałów). Pozostałymi partnerami są: Lundin Norway AS (20% udziałów) oraz Norwegian Energy Company ASA (20% udziałów).

Na licencji 350B operatorem jest spółka EON z 40% udziałów. Pozostałe 30% udziałów w licencji posiada spółka Statoil.

Pozyskanie udziałów w licencjach PL646 i PL648S jest ważnym elementem strategii PGNiG Norway AS na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie ze strategią, PGNiG Norway AS koncentruje swoją działalność wokół kluczowych obszarów, jak złoża Skarv i buduje tam swoją pozycję. Obszar wszystkich trzech przyznanych licencji jest zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv, gdzie PGNiG Norway AS posiada 11,92% udziałów.

5. W dniu 31 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. poinformowało o podpisaniu trzech listów intencyjnych, dotyczących współpracy przy poszukiwaniu i zagospodarowaniu złóż gazu z łupków na terenie Polski. Odrębne porozumienia z PGNiG S.A. zawarły PGE, Tauron Polska Energia i KGHM. Zgodnie z podpisanymi dokumentami, każda z firm zadeklarowała wolę podjęcia wspólnych prac z PGNiG S.A. na wybranych obszarach wchodzących w skład posiadanej przez PGNiG S.A. koncesji Wejherowo. Poszukiwanie gazu z łupków jest priorytetem, dlatego PGNiG S.A. jest otwarte na wszystkie te projekty, które umożliwią zintensyfikowanie prac w tym zakresie.

Koncesja Wejherowo jest jedną z 15 koncesji poszukiwawczych gazu z łupków, jakie posiada obecnie PGNiG S.A. Według ekspertów należy do najbardziej perspektywicznych. Prace na koncesji Wejherowo PGNiG S.A. rozpoczęło w 2010 roku. Na odwiercie Lubocino-1 wykonano zabiegi szczelinowania, które potwierdziły występowanie znacznych pokładów gazu z łupków. Analizy gazu z łupków syluru i ordowiku potwierdziły jego bardzo dobre parametry energetyczne, brak siarkowodoru i niską zawartość azotu. Kolejne analizy potwierdzają występowanie węglowodorów ciężkich.

Podpisując listy intencyjne Strony zgodnie ustaliły, iż w ramach współpracy będą kierować się zasadami uczciwości biznesowej, najlepszymi praktykami i powszechnie przyjętymi zwyczajami w obrocie gospodarczym. Listy intencyjne umożliwiają wypracowanie szczegółowych rozwiązań dotyczących przyszłej współpracy, a w kolejnym etapie podpisanie stosownych umów między partnerami.

6. W dniu 31 stycznia 2012 roku PGNiG Energia S.A (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.) rozpoczęła handel energią i uprawnieniami do emisji CO2 na Towarowej Giełdzie Energii.

PGNiG Energia S.A. została dopuszczona przez Zarząd TGE do rozpoczęcia działań od 31 stycznia 2012 roku na Rynku Praw Majątkowych, Rynku Terminowym Towarowym, Rynku Uprawnień do Emisji oraz Rynku Dnia Następnego i Bieżącego.

Założona w 2009 roku PGNiG Energia S.A. ma wspierać PGNiG S.A. w przygotowaniu i realizacji projektów inwestycyjnych w źródła wytwórcze. Ponadto spółka będzie samodzielnie realizować projekty inwestycyjne w mniejszej skali obejmujące przede wszystkim budowę źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych.

PGNiG Energia S.A. będzie odpowiadać za realizację inwestycji w małe źródła kogeneracyjne pracujące w oparciu o paliwa gazowe, znajdujące się poza obszarem Aglomeracji Warszawskiej. Ponadto, spółka będzie inwestować w źródła interwencyjne tj. elektrownie gazowe pracujące na potrzeby stabilizacji pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz w energetykę odnawialną (biogazownie i farmy wiatrowe).

Zadaniem PGNiG Energia S.A. jest również prowadzenie działalności operacyjnej w zakresie hurtowego handlu energią elektryczną oraz zakup energii elektrycznej na potrzeby własne GK PGNiG.

7. W dniu 1 lutego 2012 roku PGNiG S.A., na wniosek Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., ograniczyło dostawy gazu do Zakładów Chemicznych Police, Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. i Zakładów Azotowych Puławy.

Wprowadzone zostały ograniczenia handlowe w dostawach gazu, od 31 stycznia 2012 roku do Zakładów Chemicznych Police S.A. oraz od 1 lutego 2012 roku do PKN Orlen S.A. i Zakładów Azotowych Puławy S.A., w ramach obowiązujących umów sprzedaży gazu i w uzgodnieniu z każdą spółką.

OGP Gaz-System S.A. uzasadnił konieczność wprowadzenia ograniczeń dla odbiorców „spodziewanym wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny wysokometanowy do poziomu przekraczającego 70 mln m<sup>3</sup>/dobę i zagrożeniem niezbilansowania systemu przesyłowego.”

8. W dniu 2 lutego 2012 roku dostawca rosyjski OOO Gazprom-Export nie potwierdził złożonego przez PGNiG S.A. zamówienia i od 2 lutego nastąpiło zmniejszenie dostaw z tego kierunku o ok. 7% na dobę. Zmniejszenie dostaw dotyczy gazociągu tranzytowego Jamał. PGNiG S.A. interweniowało u swojego dostawcy i oczekuje na odpowiedź w tej sprawie.

Dobowe zapotrzebowanie na gaz ziemny wysokometanowy dla klientów PGNiG S.A. kształtuje się na poziomie około 68 mln m sześć./dobę i zostanie pokryte w następujący sposób: dostawy gazu ze źródeł krajowych wyniosą ok. 7,2 mln m sześć. na dobę, dostawy z importu ok. 40,8 mln m sześć. na dobę, pozostałe ilości zostaną odebrane z podziemnych magazynów gazu.

W dniu 3 lutego 2012 roku dostawy gazu od dostawcy rosyjskiego OOO Gazprom-Export powróciły do zamawianych ilości.

9. W dniu 9 lutego 2012 roku agencja ratingowa Moody's Investors Service Ltd. przyznała euroobligacjom spółki PGNiG Finance AB z siedzibą w Szwecji (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.) z terminem zapadalności 14 lutego 2017 roku w kwocie nominalnej 500.000 tysięcy euro, z gwarancją PGNiG S.A. w ramach programu EMTN (programu emisji euroobligacji do kwoty 1.200.000 tysięcy euro) rating kredytowy na poziomie Baa1.
10. W dniu 10 lutego 2012 roku agencja ratingowa Standard & Poor's przyznała euroobligacjom spółki PGNiG Finance AB z siedzibą w Szwecji (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.) z terminem zapadalności 14 lutego 2017 roku w kwocie nominalnej 500.000 tysięcy euro z gwarancją PGNiG S.A. w ramach programu EMTN (programu emisji euroobligacji do kwoty 1.200.000 tysięcy euro) rating kredytowy na poziomie BBB+.
11. W dniu 10 lutego 2012 roku podpisana została umowa emisji euroobligacji o wartości 500.000 tysięcy euro w ramach Programu emisji euroobligacji zawartego w sierpniu 2011 roku.

Emisja została przeprowadzona przez PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.). Rentowność euroobligacji wynosi 4,098%, a ich okres zapadalności to 5 lat. W dniu 7 lutego 2012 roku została zamknięta księga popytu na tę emisję.

Środki uzyskane przez PGNiG Finance AB z emisji obligacji przeznaczone zostaną na udzielenie pożyczki PGNiG S.A., której celem będzie finansowanie planów inwestycyjnych wynikających ze strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2011-2015.

W dniu 25 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. podpisało dokumentację programu emisji euroobligacji do kwoty 1.200.000 tysięcy euro, ze spółką zależną PGNiG Finance AB oraz trzema bankami Societe Generale, BNP Paribas oraz Unicredit Bank AG. W ramach pięcioletniego programu PGNiG Finance AB będzie mógł emitować obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym.

PGNiG S.A. udzieliło również spółce PGNiG Finance AB gwarancji do kwoty 1.500.000 tysięcy euro z terminem obowiązywania do 31 grudnia 2026 roku z tytułu spłaty zobowiązań wynikających z emisji euroobligacji.

12. W dniu 14 lutego 2012 roku PGNiG S.A. zostało poinformowane o ustanowieniu przez PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. ("SPV 1") (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.) ograniczonego prawa rzeczowego, tj. zastawu rejestrowego na akcjach spółki PGNiG Termika S.A. (dawniej Vattenfall Heat Poland S.A.) ("Termika") tytułem zabezpieczenia spłaty pożyczki udzielonej 23 sierpnia 2011 roku przez PGNiG spółce SPV 1 na zakup 99,8% akcji spółki Termika.

O nabyciu przez SPV 1 akcji spółki Termika, stanowiących ponad 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniających do ponad 99,8% głosów w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu spółki Termika, PGNiG S.A. informowało w raporcie bieżącym nr 6/2012.

Wartość zobowiązania zabezpieczonego ograniczonym prawem rzeczowym wynosi 2.255.000 tysięcy złotych. Wartość ewidencyjna akcji spółki Termika w księgach SPV 1 wynosi 3 016 700 tysięcy złotych. Akcje spółki Termika są akcjami imiennymi o wartości nominalnej 10,00 złotych każda i łącznej wartości nominalnej 245.915 tysięcy złotych. Grupa Kapitałowa PGNiG traktuje akcje spółki Termika jako inwestycję długoterminową.

13. W dniu 14 lutego 2012 roku zawarta została umowa pożyczki pomiędzy PGNiG S.A. a spółką zależną PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie, na mocy której PGNiG S.A. pożyczy od PGNiG Finance AB środki pozyskane w drodze emisji euroobligacji przez PGNiG Finance AB ("Umowa Pożyczki").

PGNiG S.A. informowało o określeniu warunków emisji euroobligacji przez PGNiG Finance AB raportem nr 25/2012 z dnia 10 lutego 2012 roku.

Przedmiotem Umowy Pożyczki jest udzielenie PGNiG S.A. przez PGNiG Finance AB pożyczki w wysokości do 500.000 tysięcy euro, tj. do 2.097.400 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 13 lutego 2012 roku), przeznaczonej na ogólne cele finansowania PGNiG S.A. Oprocentowanie pożyczki jest stałe, oparte na kuponie euroobligacji i marży. Umowa Pożyczki została zawarta na okres 5 lat. Pożyczka nie jest zabezpieczona.

14. W dniu 20 lutego 2012 roku PGNiG S.A. złożyło pozew przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie przeciwko OAO Gazprom i OOO Gazprom Export.

Przedmiotem pozwu jest zmiana warunków cenowych w kontrakcie długoterminowym na dostawę gazu zawartym dnia 25 września 1996 roku pomiędzy PGNiG S.A. a w/w spółkami.

Ze względu na specyfikę postępowania arbitrażowego, a przede wszystkim na zasadę jego poufności, PGNiG S.A. nie może udzielić szczegółowych informacji na temat pozwu.

15. W 2012 roku spółka PGNiG S.A. kontynuowała emisję obligacji („Obligacje”) w ramach Programu Emisji Obligacji Krótkoterminowych z dnia 1 grudnia 2010 roku („Program”).

Na dzień 1 marca 2012 roku łączna wartość nominalna obligacji, wyemitowanych w ramach Programu i będących w obrocie, wynosiła 593.000 tysięcy złotych.

Wartość nominalna jednej Obligacji wynosi 100 tysięcy złotych. Wszystkie wyemitowane Obligacje są denominowane w złotych polskich i zostały zaoferowane w trybie emisji niepublicznej, wyłącznie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Obligacje zostały wyemitowane jako zdematerializowane, niezabezpieczone obligacje dyskontowe na okaziciela. Wykup Obligacji zostanie dokonany według wartości nominalnej Obligacji. PGNiG nie przewiduje wprowadzenia Obligacji do publicznego obrotu. Celem Programu jest efektywne zarządzanie płynnością krótkoterminową w Grupie Kapitałowej PGNiG.