



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

ZA ROK ZAKOŃCZONY

31 GRUDNIA 2011 ROKU

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU.....	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH.....	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	9
1. INFORMACJE OGÓLNE	9
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	18
3. SEGMENTY OPERACYJNE.....	41
4. KOSZTY OPERACYJNE	44
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	45
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.....	45
7. PODATEK DOCHODOWY	46
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	49
9. ZYSK/STRATA NA JEDNĄ AKCJĘ.....	49
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	50
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	51
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE.....	54
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	55
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTEPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE	57
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	58
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO.....	59
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	59
18. ZAPASY	59
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	60
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO.....	61
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	61
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE.....	61
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	62
24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	62
25. KAPITAŁ PODSTAWOWY	63
26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE.....	63
27. REZERWY	68
28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	70
29. REZERWA NA PODATEK ODROZONY	70
30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	70
31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA.....	71
32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY POZYCJAMI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH ORAZ ROZBICIE POZYCJI POZOSTAŁE KOREKTY W DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ.....	71
33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	73
34. INSTRUMENTY POCHODNE	90
35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	107
36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	108
37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	109
38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH).....	121
39. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ	121
40. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM.....	122
41. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	123

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	23 003 534	21 281 161	5 556 275	5 314 444
II. Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 685 526	2 886 689	407 122	720 879
III. Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 711 787	2 936 099	413 465	733 218
IV. Zysk/Strata netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 626 778	2 453 741	392 932	612 761
V. Zysk/Strata netto	1 626 184	2 457 184	392 789	613 621
VI. Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	1 690 784	2 533 916	408 392	632 783
VII. Całkowite dochody razem	1 690 190	2 537 359	408 249	633 643
VIII. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 467 905	3 843 312	596 098	959 772
IX. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 019 238)	(3 558 839)	(970 807)	(888 732)
X. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 682 218	(107 871)	406 323	(26 938)
XI. Środki pieniężne netto razem	130 885	176 602	31 614	44 102
XII. Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję, przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN / EUR)	0,28	0,42	0,07	0,10
	Stan na 31 grudnia 2011	Stan na 31 grudnia 2010	Stan na 31 grudnia 2011	Stan na 31 grudnia 2010
XIII. Aktywa razem	37 964 374	33 642 407	8 595 448	8 494 914
XIV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	13 467 714	10 122 937	3 049 202	2 556 104
XV. Zobowiązania długoterminowe	5 621 501	4 973 340	1 272 754	1 255 799
XVI. Zobowiązania krótkoterminowe	7 846 213	5 149 597	1 776 448	1 300 305
XVII. Kapitał własny	24 496 660	23 519 470	5 546 246	5 938 810
XVIII. Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000	1 335 809	1 489 786
XIX. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XX. Wartość księgową i rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (w PLN / EUR)	4,15	3,99	0,94	1,01
XXI. 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 ustalone przez NBP

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

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

	Informacja dodatkowa	Okres od 1	Okres od 1
		stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)			
Przychody ze sprzedaży	3	23 003 534	21 281 161
Zużycie surowców i materiałów	4	(14 059 122)	(11 675 234)
Świadczenia pracownicze	4	(2 808 667)	(2 647 237)
Amortyzacja		(1 574 098)	(1 524 712)
Usługi obce	4	(3 240 888)	(3 148 800)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		1 001 307	1 043 028
Pozostałe koszty operacyjne netto	4	(636 540)	(441 517)
Koszty operacyjne razem	3	(21 318 008)	(18 394 472)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej		1 685 526	2 886 689
Przychody finansowe	5	135 695	80 515
Koszty finansowe	5	(151 997)	(30 410)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	42 563	(695)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem		1 711 787	2 936 099
Podatek dochodowy	7	(85 603)	(478 915)
Zysk/Strata netto		1 626 184	2 457 184
Przypisany/a:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 626 778	2 453 741
Udziałom niekontrolującym		(594)	3 443
Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję, przypisany zwykłymi akcjonariuszom jednostki dominującej		0,28	0,42

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

	Informacja dodatkowa	Okres od 1	Okres od 1
		stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)			
Zysk/Strata netto		1 626 184	2 457 184
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(2 438)	(11 468)
Wycena instrumentów zabezpieczających		134 778	42 036
Wycena instrumentów finansowych		(52 748)	71 103
Podatek odroczoney dotyczący innych całkowitych dochodów		(15 586)	(21 496)
Inne całkowite dochody netto		64 006	80 175
Całkowite dochody razem		1 690 190	2 537 359
Przypisane:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 690 784	2 533 916
Udziałom niekontrolującym		(594)	3 443

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 31 grudnia 2011 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)			
AKTYWA			
Aktywa trwale (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwale	11	28 427 026	25 662 220
Nieruchomości inwestycyjne	12	7 136	9 915
Wartości niematerialne	13	275 437	246 710
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	598 391	555 828
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	56 410	170 442
Inne aktywa finansowe	15	9 339	39 868
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	963 800	676 817
Pozostałe aktywa trwale	17	97 814	71 075
Aktywa trwale (długoterminowe) razem		30 435 353	27 432 875
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	2 082 386	1 049 567
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	3 378 136	3 387 355
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	164 462	229 666
Rozliczenia międzyokresowe	21	83 911	78 801
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	22 275	8 833
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	284 629	77 873
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	1 504 792	1 373 292
Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	24	8 430	4 145
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		7 529 021	6 209 532
Suma Aktywów		37 964 374	33 642 407
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	25	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(22 967)	(57 320)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		14 149 226	12 268 163
Zyski/Straty zatrzymane		2 723 499	3 655 110
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej		24 489 851	23 506 046
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym		6 809	13 424
Kapitał własny razem		24 496 660	23 519 470
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	1 382 344	969 864
Rezerwy	27	1 625 802	1 501 164
Przychody przyszłych okresów	28	1 160 067	1 089 192
Rezerwa na podatek odroczonego	29	1 433 410	1 392 010
Inne zobowiązania długoterminowe	30	19 878	21 110
Zobowiązania długoterminowe razem		5 621 501	4 973 340
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	31	3 354 903	3 206 211
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	3 616 633	1 229 237
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	416 836	104 443
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	57 729	225 972
Rezerwy	27	305 171	289 647
Przychody przyszłych okresów	28	94 941	94 087
Zobowiązania krótkoterminowe razem		7 846 213	5 149 597
Suma Zobowiązań		13 467 714	10 122 937
Suma Pasywów		37 964 374	33 642 407

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEŁYWÓW 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)	
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/Strata netto	1 626 184	2 457 184
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(42 563)	695
Amortyzacja	1 574 098	1 524 712
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(193 404)	(64 525)
Odsetki i dywidendy netto	(24 617)	(4 837)
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej	85 536	(346 138)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	85 603	478 915
Podatek dochodowy zapłacony	(396 400)	(216 075)
Pozostałe pozycje netto	32 526 970	(44 835)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	3 241 407	3 785 096
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	32 12 427	(360 908)
Zmiana stanu zapasów	32 (1 031 357)	217 016
Zmiana stanu rezerw	32 35 350	49 586
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	32 314 544	239 310
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	32 (23 967)	(23 388)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	32 (80 499)	(63 400)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 467 905	3 843 312
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	20 669	8 999
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	153 339	200
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	17 601	2 731
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(4 297 872)	(3 669 900)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	(28 756)	(13 248)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	(29 271)	(2 358)
Otrzymane odsetki	1 863	14 453
Otrzymane dywidendy	2 506	4 065
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	2 274	15 865
Pozostałe pozycje netto	138 409	80 354
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 019 238)	(3 558 839)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	384 352	1 028 544
Wpływy z emisji papierów dłużnych	3 283 988	1 090 517
Spłata kredytów i pożyczek	(59 407)	(1 947 576)
Wykup papierów dłużnych	(1 090 517)	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(31 347)	(37 166)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wypłacone dywidendy	(677 896)	(132 006)
Zapłacone odsetki	(110 615)	(61 477)
Pozostałe pozycje netto	(16 340)	(48 707)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 682 218	(107 871)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	130 885	176 602
Różnice kursowe netto	615	365
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 372 918	1 196 316
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 503 803	1 372 918

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane	Razem		
	(w tysiącach złotych)							
Stan na 1 stycznia 2011	5 900 000	(57 320)	1 740 093	12 268 163	3 655 110	23 506 046	13 424	23 519 470
Przeniesienia	-	36 791	-	1 814 619	(1 850 389)	1 021	(1 021)	-
Wykup akcji (udziałów) od udziałowców niekontrolujących	-	-	-	-	-	-	(5 000)	(5 000)
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(708 000)	(708 000)	-	(708 000)
Zysk/Strata netto za 2011 rok	-	-	-	-	1 626 778	1 626 778	(594)	1 626 184
Inne całkowite dochody netto za 2011 rok	-	(2 438)	-	66 444	-	64 006	-	64 006
Stan na 31 grudnia 2011	5 900 000	(22 967)	1 740 093	14 149 226	2 723 499	24 489 851	6 809	24 496 660
Stan na 1 stycznia 2010	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 380 473	21 424 851	10 477	21 435 328
Przeniesienia	-	5 310	-	715 894	(721 211)	(7)	7	-
Włączenie do konsolidacji spółek zależnych	-	-	-	5 179	14 107	19 286	-	19 286
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(472 000)	(472 000)	(503)	(472 503)
Zysk/Strata netto za 2010 rok	-	-	-	-	2 453 741	2 453 741	3 443	2 457 184
Inne całkowite dochody netto za 2010 rok	-	(11 468)	-	91 643	-	80 175	-	80 175
Stan na 31 grudnia 2010	5 900 000	(57 320)	1 740 093	12 268 163	3 655 110	23 506 046	13 424	23 519 470

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO 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”; „Jednostka Dominująca”) z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 01-224, przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG („GK PGNiG”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa”).

Spółka została wpisana do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy w dniu 30 października 1996 roku pod numerem RHB 48382. Aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000059492. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736 oraz NIP 525-000-80-28.

Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

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

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

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

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowiące, obok wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność Grupy Kapitałowej są regulowane przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Grupy Kapitałowej od poziomu taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji, normowanych przepisami Prawa geologicznego i górniczego.

1.2. Czas trwania działalności Grupy Kapitałowej

Spółka powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut zostały podpisane w formie aktu notarialnego dnia 21 października 1996 roku. Minister Skarbu Państwa podpisując wyżej wymieniony akt przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną wykonał postanowienia rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 116 z 1996 r., poz. 553). Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości ze sprawozdania z sytuacji finansowej (bilansu) zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

Z dniem 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na Giełdzie Papierów Wartościowych („GPW”) w Warszawie nowej emisji akcji, PGNiG S.A. z jednoosobowej spółki Skarbu Państwa stała się spółką publiczną.

Czas trwania działalności Jednostki Dominującej i jednostek zależnych jest nieoznaczony.

1.3. Okres objęty skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym

W skonsolidowanym 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

Sprawozdanie zawiera skonsolidowane dane: Jednostki Dominującej, 24 spółek zależnych (w tym: 2 grup kapitałowych) oraz 1 spółki stowarzyszonej i 1 spółki współzależnej.

1.5. Opis organizacji Grupy Kapitałowej wraz ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji

Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziło PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 36 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 27 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Nazwa jednostki	Kapitał zakładowy w PLN	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w PLN	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	Procentowy udział PGNiG S.A. w liczbie głosów
Spółki zależne od PGNiG S.A.				
1 Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A. ¹⁾	100 000 000	100 000 000	100 %	100 %
2 Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000	105 231 000	100 %	100 %
3 Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000	60 000 000	100 %	100 %
4 GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000	64 400 000	100 %	100 %
5 GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000	66 000 000	100 %	100 %
6 Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	62 000 000	62 000 000	100 %	100 %
7 Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000	26 903 000	100 %	100 %
8 PGNiG Norway AS	1 092 000 000 (NOK) ²⁾	1 092 000 000 (NOK) ²⁾	100 %	100 %
9 Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.	20 000 (EUR) ²⁾	20 000 (EUR) ²⁾	100 %	100 %
10 INVESTGAS S.A.	502 250	502 250	100 %	100 %
11 Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000	658 384 000	100 %	100 %
12 Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000	1 300 338 000	100 %	100 %
13 Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000	1 484 953 000	100 %	100 %
14 Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000	1 255 800 000	100 %	100 %
15 Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	653 646 000	653 646 000	100 %	100 %
16 Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000	1 033 186 000	100 %	100 %
17 Geovita Sp. z o.o.	86 139 000	86 139 000	100 %	100 %
18 PGNiG Technologie Sp. z o.o.	166 914 000	166 914 000	100 %	100 %
19 PGNiG Energia S.A.	30 000 000	30 000 000	100 %	100 %
20 BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o.	51 760	51 760	100 %	100 %
21 PGNiG Sales & Trading GmbH	10 000 000 (EUR) ²⁾	10 000 000 (EUR) ²⁾	100 %	100 %
22 PGNiG Finance AB (publ)	500 000 (SEK) ²⁾	500 000 (SEK) ²⁾	100%	100%
23 PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.	20 000	20 000	100%	100%
24 Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000	5 000 000	100 %	100 %
25 Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	1 212 000	1 212 000	100 %	100 %
26 Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.	4 000 000	3 000 000	75 %	75 %
27 NYSAGAZ Sp. z o.o.	9 881 000	6 549 000	66 %	66 %
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.				
28 Oil Tech International F.Z.E.	20 000 (USD) ²⁾	20 000 (USD) ²⁾	100%	100%
29 Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500	1 806 500	100%	100%
30 Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000	105 000	100%	100%
31 Powiśle Park Sp. z o.o. (Warszawa)	81 131 000	81 131 000	100%	100%
32 Poltava Services LLC	20 000 (EUR) ²⁾	19 800 (EUR) ³⁾	99%	99%
33 CHEMKOP Sp. z o.o. Kraków	3 000 000	2 550 000	85%	85%
34 GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000	153 000	51%	51%
35 GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000	153 000	51%	51%
36 PT Geofizyka Toruń Indonezja	8 773 000 000 (IDR) ²⁾	4 825 150 000 (IDR) ⁴⁾	55%	55%

¹⁾ W dniu 2 stycznia 2012 roku spółka zmieniła formę prawną ze spółki z ograniczoną odpowiedzialnością w spółkę akcyjną.

²⁾ Wartości podane w walutach obcych.

³⁾ Kapitał nieopłacony.

⁴⁾ Kapitał spółki, wg umowy wynoszący w przeliczeniu 1.000 tysięcy USD, został częściowo opłacony przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o.: do dnia 31.12.2011 Geofizyka Toruń Sp. z o.o. przekazała środki w wysokości 40,7 tysięcy USD.

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		
Spółki zależne od PGNiG S.A.			
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 ¹⁾	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%
Górnśląska 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 ²⁾	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%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A. ³⁾			
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%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
SGT EUROPOL GAZ S.A. ⁴⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

¹⁾ 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.

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

³⁾ Od dnia 22 grudnia 2011 roku są to oddziały PGNiG Technologie Sp. z o.o. (opis w pkt. 1.12)

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

1.6. Zmiany w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

W 2011 roku najistotniejsze zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG obejmowały:

- W dniu 9 lutego 2011 roku, postanowieniem sądu, nastąpiło wykreślenie spółki TE-MA WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji z rejestru przedsiębiorców KRS;
- W dniu 10 lutego 2011 roku spółka POGC Trading GmbH została wpisana do Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Monachium. W dniu 25 sierpnia 2011 roku została zarejestrowana zmiana nazwy spółki na PGNiG Sales & Trading GmbH;
- W dniu 11 lutego 2011 roku, postanowieniem Sądu Rejonowego Katowice-Wschód w Katowicach, zostało ukończone postępowanie upadłościowe Huty Szkła „Szczakowa” S.A. w Jaworznie. W dniu 7 czerwca 2011 roku Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach wydał postanowienie o wykreśleniu spółki z Krajowego Rejestru Sądowego;
- W dniu 15 kwietnia 2011 roku zbyte zostały 4.000.001 akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. o wartości nominalnej 5 zł każda, po cenie wynoszącej 37 złotych za akcję. Akcje te stanowiły 10,23% kapitału zakładowego;
- W dniu 29 kwietnia 2011 roku dokonana została rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki PGNiG Energia S.A. o kwotę 14.000 tysięcy złotych, do poziomu 20.000 tysięcy złotych, wszystkie akcje nowej emisji objęte zostały przez PGNiG S.A.;
- 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. W dniu 20 czerwca 2011 roku została zarejestrowana zmiana nazwy spółki na PGNiG Finance AB. Celem Spółki jest pozyskanie finansowania poprzez emisję euroobligacji i udzielenie pożyczki PGNiG S.A.;
- W dniu 5 maja 2011 roku dokonano transakcji sprzedaży pakietu 680.000 akcji spółki IZOSTALS.A. z siedzibą w Zawadzkiem po cenie 7 złotych za akcję. Akcje te stanowiły 2,08% kapitału zakładowego spółki;
- W dniu 7 czerwca 2011 roku dokonano transakcji sprzedaży udziału w spółce Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o. na rzecz Metallum Corporation, za cenę w wysokości 570 tysięcy złotych. PGNiG S.A. posiadało 1,49% udziału w kapitale zakładowym spółki;
- W dniu 17 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. zakupiło spółkę PGNiG SPV1 Sp. z o.o., której celem jest realizacja projektów w obszarze elektroenergetyki. Kapitał zakładowy spółki wynosił 20 tysięcy złotych i dzielił się na 400 udziałów o wartości nominalnej 50 złotych każdy;
- W dniu 29 czerwca 2011 roku Spółka PGNiG Technologie Sp. z o.o. (spółka 100% zależna od PGNiG S.A.) odkupiła od udziałowców niekontrolujących 11,07% udziałów w spółce Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. za kwotę 5.632,4 tysięcy złotych. Tym samym udział PGNiG Technologie Sp. z o.o. w spółce Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. na 30 czerwca 2011 roku wynosił 100%;
- W dniu 23 czerwca 2011 roku Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. (spółka 100% zależna od PGNiG S.A.) zawiązała spółkę zależną na Ukrainie Poltava Services LLC; PNiG Kraków Sp. z o.o. posiada 99% udziałów w Poltava Services LLC;
- W dniu 1 lipca 2011 roku została podjęta uchwała Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników NYSAGAZ Sp. z o.o. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 3.081 tysięcy złotych, poprzez utworzenie 30.810 nowych udziałów objętych w całości przez PGNiG S.A. Nowo objęte udziały zostały w całości pokryte wkładem niepieniężnym w postaci 27 kotłowni gazowych. Po podwyższeniu kapitał zakładowy NYSAGAZ Sp. z o.o. wynosi 9.881 tysięcy złotych, a udział PGNiG S.A. – 6.549 tysięcy złotych, tj. 66,28%;

W tym samym dniu została podpisana umowa przeniesienia własności ruchomości między PGNiG S.A. i NYSAGAZ Sp. z o.o. Strony umowy oświadczyły, że nastąpiło wydanie przedmiotów umowy;

Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki i zmiany umowy spółki w KRS została dokonana przez Sąd Rejonowy Wrocław - Fabryczna, VI Wydział Gospodarczy KRS w dniu 20 lipca 2011 roku;

- W dniu 5 sierpnia 2011 roku, postanowieniem Sądu Rejonowego dla Krakowa – Śródmieścia w Krakowie, nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego spółki MIRACULUM S.A. o kwotę 12.535 tysięcy złotych. W podwyższonym kapitale zakładowym PGNiG S.A. objęto 13.674 akcji o łącznej wartości nominalnej 13.674 złotych – objęcie akcji spółki wynikało z postanowień układu zawartego przez spółkę z wierzycielami w dniu 23 maja 2011 roku. Udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki wynosi 0,02 %;
- W dniu 10 sierpnia 2011 roku, nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego spółki PGNiG Energia S.A. o kwotę 10.000 tysięcy złotych do poziomu 30.000 tysięcy złotych. Wszystkie nowoutworzone udziały objęte zostały przez PGNiG S.A. Podwyższenie to zostało wpisane do Krajowego Rejestru Sądowego postanowieniem Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie z dnia 21 października 2011 roku;
- W dniu 8 września 2011 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGNiG Norway AS podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 140.673 tysięcy NOK, z kwoty 951.327 tysięcy NOK do 1.092.000 tysięcy NOK. Nowo wydane udziały zostały objęte i opłacone w całości gotówką przez PGNiG S.A.;
- W dniu 14 września 2011 roku Jednostka Dominująca dofinansowała kwotą 60 tysięcy EUR, to jest 264,7 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 września 2011 roku) spółkę zależną PGNiG Finance AB. Spółka ta została nabyta w celu obsługi emisji euro obligacji;
- W dniu 21 września 2011 roku Geofizyka Toruń Sp. z o.o. przekazała część środków na poczet kapitału zakładowego w kwocie 25 tysięcy USD (80,1 tysięcy PLN) utworzonej w dniu 30 maja 2011 roku w Indonezji spółce o nazwie "PT Geofizyka Torun Indonezja". Zgodnie z umową Spółki Geofizyka Toruń Sp. z o.o. będzie posiadała 55% udziałów w/w Spółki. Wg umowy kapitał Spółki wynosi 8.773.000 tysięcy rupii indonezyjskich co stanowi 1.000 tysięcy USD z tego udział Geofizyki Toruń Sp. z o.o. wniesie 550 tysięcy USD (tj. 4.825.150 tysięcy rupii indonezyjskich). Pozostała część udziału przypada lokalnemu wspólnikowi tj. PT TRIAS TANJUNG REJEKI;
- W dniu 22 września 2011 roku, postanowieniem Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie, nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. o kwotę 4.000 tysięcy złotych do poziomu 5.000 tysięcy złotych. Wszystkie nowoutworzone udziały objęte zostały przez PGNiG S.A.;
- W dniu 15 października 2011 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Geofizyka Toruń Kish Limited Liability Company z siedzibą w Kish podjęło uchwałę o otwarciu postępowania likwidacyjnego jednostki. Decyzją Kish Free Zone Organization w Iranie, z dnia 17 października 2011 roku, spółka Geofizyka Toruń Kish została zlikwidowana z dniem 15 października 2011 roku.

Spółka Geofizyka Toruń Kish była spółką pośrednio zależną od PGNiG S.A. poprzez Geofizykę Toruń Sp. z o.o., która posiadała 95% udziałów w kapitale zakładowym Geofizyka Toruń Kish oraz poprzez Geofizykę Kraków Sp. z o.o., która posiadała pozostałe 5% udziałów w kapitale zakładowym Geofizyka Toruń Kish;
- W dniu 4 listopada 2011 roku miała miejsce rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS spółki Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., o kwotę 38.950 tysięcy złotych do poziomu 653.646 tysięcy złotych. Wszystkie nowoutworzone udziały objęte zostały przez PGNiG S.A. i opłacone wkładem niepieniężnym;
- W dniu 22 grudnia 2011 roku miała miejsce rejestracja w Krajowym Rejestrze Sądowym połączenia spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o. ze spółkami: BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. oraz ZRUG Sp. z o.o. z siedzibą w Podgórskiej Woli.
- W dniu 30 grudnia 2011 roku zostało miała miejsce rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o. o kwotę 46.516 tysięcy złotych do kwoty 166.914 tysięcy złotych, wszystkie nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i opłacone wkładem pieniężnym.

Pozostałe zmiany w udziałach i akcjach Grupy Kapitałowej PGNiG w 2011 roku obejmowały:

- W marcu 2011 roku PGNiG S.A. otrzymało informację o dokonaniu rejestracji w sądzie, w dniu 8 października 2010 roku, podwyższenia kapitału zakładowego spółki Zakłady Przemysłu Jedwabniczego „Dolwis” S.A., wynikającego z konwersji wierzytelności na udziały. W związku z tym, PGNiG S.A. objęło 109.204 akcje spółki stanowiące 6,11% jej kapitału zakładowego. W dniu 29 kwietnia 2011 roku Sąd Rejonowy w Jeleniej Górze uchylił układ zawarty pomiędzy dłużnikiem

(spółką Zakłady Przemysłu Jedwabniczego „DOLWIS” S.A.) a wierzycielami oraz zmienił wcześniejsze postanowienie o ogłoszeniu upadłości spółki, określając sposób prowadzenia postępowania upadłościowego, jako obejmujący likwidację majątku;

- W dniu 16 lutego 2011 roku spółka IZOSTAL S.A. wprowadziła do obrotu giełdowego 12.000.000 nowych akcji serii K. W związku z tym, że PGNiG S.A. nie uczestniczyło w podwyższeniu kapitału zakładowego spółki – udział PGNiG S.A. w głosach na WZ spadł do poziomu 2,08%;
- W dniu 22 marca 2011 roku została zawarta umowa sprzedaży 3.314 akcji spółki AUTOSAN S.A. z siedzibą w Sanoku na rzecz Sobiesław ZASADA S.A., za łączną kwotę 9 tysięcy złotych. Przedmiotowe akcje stanowiły 0,04% kapitału zakładowego spółki;
- W związku ze zmianami w strukturze akcjonariatu spółki Agencja Rynku Energii S.A. udział PGNiG S.A. w głosach na WZ spółki wzrósł do poziomu 16,78%.

1.7. 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 повторно Pan Mirosław Szałuba.

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.

1.8. 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.

1.9. 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 wybranym 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.

1.10. Akcjonariat PGNiG S.A.

Na dzień przekazania skonsolidowanego 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%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%
<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%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%

1.11. Założenie kontynuacji działalności

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

1.12. Połączenie spółek handlowych

W 2011 roku ukończył się proces konsolidacji pięciu spółek należących do Grupy Kapitałowej PGNiG.

W dniu 22 grudnia 2011 roku miała miejsce rejestracja w Krajowym Rejestrze Sądowym połączenia spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o. ze spółkami: BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. oraz ZRUG Sp. z o.o. z siedzibą w Podgórskiej Woli.

Wobec powyższego, od dnia 22 grudnia 2011 roku funkcjonuje jeden podmiot, tj. PGNiG Technologie Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, z sześcioma oddziałami: Oddział Gazobudowa w Zabrze, Oddział Naftomet w Krośnie, Oddział Naftomontaż w Krośnie, Oddział ZRUG w Podgórskiej Woli, Oddział Hotel Krosno-Nafta w Krośnie oraz Oddział Projektowania, Badań i Rozwoju w Krośnie.

W 2011 roku nie wystąpiły inne połączenia Jednostki Dominującej oraz spółek Grupy z innymi spółkami handlowymi.

1.13. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 20 marca 2012 roku.

2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

Skonsolidowane 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 skonsolidowane 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 skonsolidowanym 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).

2.1.2. Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. jako jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą (lub kontrolowanych przez jednostki zależne od jednostki dominującej) sporządzone na dzień 31 grudnia 2011 roku, za wyjątkiem spółek zależnych, których wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny.

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia nabycia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca ma możliwość wpływania na politykę finansową i operacyjną podległej jednostki w celu osiągnięcia korzyści z jej działalności. Na dzień nabycia aktywa i pasywa jednostki nabywanej są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie.

Udział niekontrolujący to ta część wyniku finansowego i aktywów netto, która nie należy do Grupy. Udziały niekontrolujące są prezentowane w osobnych pozycjach w rachunku zysków i strat, w sprawozdaniu z całkowitego dochodu oraz w sprawozdaniu ze zmian w kapitale własnym.

Sprawozdania finansowe jednostek zależnych sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy co sprawozdanie jednostki dominującej, przy wykorzystaniu spójnych zasad rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych bądź stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący.

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

Wyniki finansowe jednostek nabytych lub sprzedanych w ciągu roku są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym od momentu nabycia oraz do momentu zbycia. W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną, skonsolidowane sprawozdanie finansowe uwzględnia wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień

2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy

W roku bieżącym Grupa 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 Grupy 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 Grupa 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).

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

2.3. Stosowane zasady rachunkowości

Poniżej zostały przedstawione najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez Grupę Kapitałową PGNiG.

2.3.1. Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na który jednostka dominująca wywiera znaczący wpływ, lecz nie sprawuje kontroli, uczestnicząc w ustalaniu zarówno polityki finansowej jak i operacyjnej jednostki stowarzyszonej, ani nie są to wspólne przedsięwzięcia.

Udziały finansowe Grupy w jej jednostkach stowarzyszonych wyceniane są przy wykorzystaniu metody praw własności, za wyjątkiem sytuacji, gdy inwestycja jest klasyfikowana jako przeznaczona do sprzedaży (zob. poniżej). Inwestycje w jednostkę stowarzyszoną są wyceniane według ceny nabycia z uwzględnieniem zmian w udziale Grupy w aktywach netto, jakie wystąpiły do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości poszczególnych inwestycji. Straty jednostek stowarzyszonych przekraczające wartość udziału Grupy w tych jednostkach stowarzyszonych nie są rozpoznawane.

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

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

2.3.2. Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

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

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności podmiot będący wspólnikiem przedsięwzięcia wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje i zobowiązania, które zaciągnął, a także poniesione koszty i swój udział w przychodach ze sprzedaży towarów lub usług wygenerowanych przez wspólne przedsięwzięcie. W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym przedsięwzięciem są już wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym wspólnika przedsięwzięcia, nie dokonuje się korekt i nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji.

2.3.3. Przeliczanie pozycji wyrażonych w walucie obcej

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

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

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakistańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty (PLN) dla Oddziału w Egipcie i Oddziału w Danii, a dla jednostek zależnych: POGC Libya B.V. - dolar amerykański (USD), PGNiG Sales & Trading GmbH - euro (EUR), PGNiG Norway AS - korona norweska (NOK) oraz dla PGNiG Finance AB - korona szwedzka (SEK). Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania tych zagranicznych jednostek są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a ich rachunki zysków i strat są przeliczone po średnim kursie wymiany za dany rok obrotowy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczenia są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym, jako jego odrębny składnik. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane odroczone różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

2.3.4. 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 wg kosztu historycznego). Cena nabycia lub koszt wytworzenia obejmuje koszty poniesione na zakup lub wytworzenie rzeczowych aktywów trwałych oraz nakłady poniesione w terminie późniejszym w celu zwiększenia przydatności składnika, zamiany istotnych części lub jego odnowienia. Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się odsetki od finansowania zewnętrznego (patrz nota 2.3.6.).

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

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

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

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

2.3.5. Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

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

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

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

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

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 od tego, czego dotyczą.

2.3.6. Koszty finansowania zewnętrznego

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Grupa aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. Do końca 2008 roku Grupa 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.

2.3.7. Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Grupa 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 Grupa wybrała model ceny nabycia i po początkowym ujęciu wycenia wszystkie należące do niej nieruchomości inwestycyjne zgodnie z wymogami MSR 16 określonymi dla tego modelu tj. w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia, pomniejszonych o dotychczasowe umorzenie i zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Nieruchomości inwestycyjne usuwane są 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.

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

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

2.3.8. Wartości niematerialne

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

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 Grupa 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 Grupę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia innego sposobu konsumowania tych korzyści stosuje się metodę liniową. Przyjętą metodę amortyzacji stosuje się w sposób ciągły w kolejnych okresach chyba, że nastąpiła zmiana oczekiwanego sposobu konsumowania korzyści ekonomicznych.

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 Grupa 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.

2.3.9. 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.

2.3.9.1. Grupa 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 Grupy, 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.

2.3.9.2. Grupa jako leasingobiorca

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Grupy i są wyceniane w ich wartości godziwej w momencie ich nabycia, nie wyższej jednak niż wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych. Powstające z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy jest prezentowane w 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 są odnoszone w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

2.3.10. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

Na każdy dzień bilansowy Grupa 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.

2.3.11. Aktywa finansowe

Ze względu na charakter i przeznaczenie, aktywa finansowe Grupy 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.

2.3.11.1. 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 Grupa zarządza łącznie, zgodnie z aktualnym i faktycznym wzorem generowania krótkoterminowych zysków,
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Grupa 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.

2.3.11.2. 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 Grupa 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.

Grupa 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.

2.3.11.3. 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, Grupa prezentuje według kosztu. Akcje i udziały spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych, zakwalifikowane do tej kategorii, wyceniane są według kosztu także wtedy, gdy są notowane na aktywnym rynku.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

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

2.3.11.4. 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.

Grupa 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.

2.3.11.5. 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.

2.3.12. 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.

2.3.13. Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca od dnia 1 kwietnia 2009 roku stosuje 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 Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany kursu EUR/PLN oraz USD/PLN jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotowej 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 Jednostkę Dominującą 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 Jednostkę Dominującą 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 nie stanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do pozostałych przychodów lub kosztów operacyjnych okresu sprawozdawczego.

2.3.14. 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.

2.3.15. 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. Grupa nie dyskontuje należności, których termin płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

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

Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4, tworzone są wg 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.

2.3.16. 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 nie przekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienialne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

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

2.3.17. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży

Grupa 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 / umową Spółki, organ Spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub Zgromadzenie Wspólników / Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy. Ponadto, składnik aktywów (lub grupa do zbycia) musi być aktywnie oferowany na sprzedaż po cenie, która jest racjonalna w odniesieniu do jego bieżącej wartości godziwej. Dodatkowo, należy oczekiwać, że sprzedaż zostanie ujęta jako sprzedaż zakończona w czasie jednego roku od dnia klasyfikacji.

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 także w rachunku zysków i strat, ale tylko 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.

2.3.18. Kapitały własne

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

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

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

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

Efekt wyceny wynikający z zastosowania 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, Grupa wykazuje wymienione zmniejszenia zysku jako koszty okresu, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Podział zysku dla pracowników ujmowany jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

2.3.19. 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 jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.20. Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Grupie 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 kwota lub termin wymagalności nie są pewne. Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana i korygowana na każdy dzień bilansowy w celu ujęcia możliwie najdokładniejszego szacunku.

W Grupie 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.

2.3.20.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Jednostka Dominująca tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz 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 Grupie 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.

2.3.20.2. Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

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

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 Grupa 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 Grupie oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Grupy 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.

2.3.20.3. 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.

2.3.20.4. Rezerwa na kary

Grupa zawiązuje tego typu rezerwy na potencjalne zobowiązania z tytułu kar nakładanych na spółki Grupy.

2.3.20.5. 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, Grupa 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 spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, Spółki Grupy zawierały 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 spółki Grupy ze służebności przesyłu. Równoległe 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 Grupa, 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 zgłoszone roszczenia, 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; kalkulacje przeprowadzone przez spółki Grupy, 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 Grupa będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

2.3.20.7. Pozostałe rezerwy

Jednostka Dominująca 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 Jednostka Dominującej.

Spółki Grupy Kapitałowej mogą też tworzyć inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością i funkcjonowaniem jednostek Grupy, takie jak: rezerwa na gwarancje, rezerwa na osłony, rezerwa na restrukturyzację.

Grupa wycenia rezerwy dyskontując je, jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny. Do dyskontowania rezerw długoterminowych Grupa stosuje stopę dyskonta, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP.

2.3.21. Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych, jeżeli dotyczą one wydatków, z których koszty dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej są one prezentowane w oddzielnej pozycji aktywów.

Bierne rozliczenia międzyokresowe są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały otrzymane/wykonane, ale nie zostały opłacone, zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą, łącznie z kwotami należnymi pracownikom (na przykład kwoty dotyczące naliczonego wynagrodzenia za urlop). Rozliczenia te w sprawozdaniu z sytuacji finansowej są

wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

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

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

Spółki gazownictwa (będące operatorami systemów dystrybucyjnych) zaliczają do rozliczeń międzyokresowych wartość nieodpłatnie przyjętej infrastruktury gazowej (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową (otrzymaną do 30 czerwca 2009 roku). Przychody z tych tytułów realizowane są równolegle wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy.

Rozliczenia międzyokresowe przychodów są wykazywane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji przychodów przyszłych okresów w pasywach.

2.3.22. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania

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

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

2.3.23. Zobowiązania finansowe

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

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

2.3.23.1. 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).

Grupa klasyfikuje do tej pozycji instrumenty pochodne nie wyceniane 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.

2.3.23.2. Zobowiązania finansowe wyceniane wg 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.

2.3.24. 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. Ponadto przy ujmowaniu przychodów obowiązują również niżej opisane kryteria.

2.3.24.1. 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 nie zafakturowanego na dzień bilansowy do odbiorców indywidualnych.

Sprzedaż doszacowaną, 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.

2.3.24.2. Świadczenie usług

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

2.3.24.3. Przychody z tytułu odsetek

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są sukcesywnie w miarę upływu czasu powstawania, 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.

2.3.24.4. Dywidendy

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

2.3.24.5. Przychody z tytułu wynajmu

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

2.3.25. 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.

2.3.26. Świadczenia pracownicze

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę 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.

2.3.27. 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 następnych oraz pozycji kosztów i przychodów, które nigdy nie podlegają opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe są wyliczane w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Podatek odroczony to podatek podlegający zapłaceniu lub zwrotowi w przyszłości wynikający z różnicy pomiędzy wartościami księgowymi aktywów i pasywów, a odpowiadającymi im wartościami podatkowymi wykorzystywanymi do wyliczenia podstawy opodatkowania.

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

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

Podatek odroczony jest wyliczany przy użyciu stawek podatkowych, które będą obowiązywać w momencie, gdy pozycja aktywów zostanie zrealizowana lub zobowiązanie stanie się wymagalne.

Podatek odroczony jest ujmowany w rachunku zysków i strat, poza przypadkiem, gdy dotyczy on pozycji ujętych bezpośrednio w kapitale własnym. W tym ostatnim wypadku podatek odroczony jest również rozliczany bezpośrednio w kapitały własne.

2.3.28. 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 Grupie PGNiG przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty operacyjne jest podział według rodzajów działalności. Jednostki objęte konsolidacją prowadzą działalność w czterech, następujących segmentach:

a) *Segment poszukiwanie i wydobywanie.* Podstawową działalnością tego segmentu są: pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzą zarówno PGNiG S.A., POGC Libya BV, PGNiG Norway AS jak i spółki Grupy Kapitałowej świadczące usługi w tym zakresie.

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, sprzedażą gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierchowicach i Husowie. Obsługą oraz rozbudową magazynów gazu zajmuje się PGNiG S.A. oraz INVESTGAS S.A. – spółka wchodząca w skład Grupy Kapitałowej. Segment prowadzi sprzedaż gazu wysokometanowego i zaazotowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego.

Istniejąca od grudnia 2010 roku spółka PGNiG Sales & Trading GmbH z siedzibą w Monachium, zajmująca się handlem i dystrybucją energii została również zakwalifikowana do segmentu obrót i magazynowanie.

Obrót gazem regulowany jest przez Prawo energetyczne, a ceny ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

c) *Segment dystrybucja.* Podstawową działalność tego segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć spółek – Spółki Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej.

d) *Segment pozostałe.* Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. Ponadto w 2010 roku rozpoczęto działalność w obszarze elektroenergetyki. Spółki Grupy Kapitałowej należące do tego segmentu prowadzą działalność niekwalifikującą się do pozostałych segmentów.

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

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

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

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

2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W wyniku stosowanych przez Grupę zasad rachunkowości opisanych powyżej, Grupa przyjęła założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następujących okresach sprawozdawczych dotyczące głównie następujących 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 Jednostka Dominująca 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 Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny paliwa gazowego. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Grupa skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, planowanych likwidacji lub sprzedaży. Dla pewnych składników założenia przyjęte w związku z możliwością użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w notcie 11.2.

W przypadku majątku kopalnianego istnieje niepewność związana z szacunkami zasobów gazu i ropy naftowej, na podstawie których szacowane są przepływy pieniężne dotyczące tego majątku. Zmiana szacunków zasobów ma bezpośredni wpływ na wielkość odpisów aktualizujących majątek kopalniany. Istotnym elementem niepewności jest też ryzyko zmiany decyzji Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) co do poziomu cen na usługi dystrybucji paliwa gazowego. Zmiana tych cen ma istotny wpływ na zmianę przepływów środków pieniężnych w spółkach dystrybucyjnych, co może skutkować koniecznością aktualizacji odpisów aktualizujących wartość majątku dystrybucyjnego.

2.4.3. Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W punkcie 2.3.4. sprawozdania podano stawki amortyzacyjne dla głównych grup środków trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności środków trwałych oparto na ocenie służb technicznych, zajmujących się ich eksploatacją. Szacunkom takim towarzyszy niepewność, co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość środków trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

2.4.4. Szacowanie sprzedaży gazu

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

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a nie zafakturowanego, 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 doszacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

2.4.5. Rezerwy na koszty likwidacji i ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz inne rezerwy na ochronę środowiska zaprezentowane w nocie 27. 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 spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, Spółki Grupy zawierały 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 spółki Grupy ze służebności przesyłu. Równoległe 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.

Grupa, 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; kalkulacje przeprowadzone przez spółki Grupy, 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 Grupa będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

2.4.7. Utrata wartości akcji SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na wyniku netto SGT EUROPOL GAZ S.A. wynikającego z postanowień Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, o czym mowa szerzej w nocie 6. Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń dotyczących przyszłych przepływów pieniężnych, przyjętej stopy dyskontowej oraz szacunkowego okresu przepływów pieniężnych, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość udziałów w przyszłości.

2.4.8. 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 rezerwy 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.

2.4.9. Sprawa sporna PGNiG S.A. 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

W celu zwiększenia przejrzystości ujawnianych informacji w sprawozdaniu finansowym Jednostka Dominująca dokonała zmiany prezentacji porównywalnych danych finansowych, dotyczącej 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 tysiące złotych. Z tego należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności uległy zmniejszeniu o 673.832 tysiące złotych, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania zmniejszyły się 85.261 tysiące złotych a przychody przyszłych okresów uległy zmniejszeniu o 588.571 tysiące złotych.

3. SEGMENTY OPERACYJNE

3.1. Segmenty sprawozdawcze

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

Okres zakończony 31 grudnia 2011 roku	Poszukiwanie i wydobycie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 878 567	19 820 825	141 343	162 799	-	23 003 534
Sprzedaż między segmentami	1 202 022	224 133	3 329 378	341 344	(5 096 877)	-
Przychody segmentu razem	4 080 589	20 044 958	3 470 721	504 143	(5 096 877)	23 003 534
Amortyzacja	(609 436)	(127 152)	(823 198)	(14 312)	-	(1 574 098)
Pozostałe koszty	(2 345 001)	(20 101 580)	(1 863 849)	(494 224)	5 060 744	(19 743 910)
Koszty segmentu razem	(2 954 437)	(20 228 732)	(2 687 047)	(508 536)	5 060 744	(21 318 008)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	1 126 152	(183 774)	783 674	(4 393)	(36 133)	1 685 526
Koszty finansowe netto						(16 302)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		42 563				42 563
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 711 787
Podatek dochodowy						(85 603)
Zysk/Strata netto						1 626 184
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	14 923 213	12 116 665	12 420 381	489 647	(3 889 126)	36 060 780
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		598 391				598 391
Aktywa nieprzypisane						341 403
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						963 800
Aktywa razem						37 964 374
Kapitał własny razem						24 496 660
Zobowiązania segmentu	2 177 279	2 774 227	1 915 303	95 042	(3 889 126)	3 072 725
Zobowiązania nieprzypisane						8 961 579
Rezerwa na podatek odroczonego						1 433 410
Pasywa razem						37 964 374
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(2 536 921)	(619 170)	(1 124 977)	(16 804)	-	(4 297 872)
Odpisy aktualizujące aktywa	(977 040)	(1 710 310)	(90 371)	(11 975)	-	(2 789 696)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(37 817)

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(w tysiącach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2010 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 244 777	18 701 376	126 464	208 544	-	21 281 161
Sprzedaż między segmentami	1 206 729	378 240	3 411 410	359 454	(5 355 833)	-
Przychody segmentu razem	3 451 506	19 079 616	3 537 874	567 998	(5 355 833)	21 281 161
Amortyzacja	(608 820)	(139 757)	(762 587)	(13 548)	-	(1 524 712)
Pozostałe koszty	(2 255 054)	(18 124 389)	(1 284 066)	(527 864)	5 321 613	(16 869 760)
Koszty segmentu razem	(2 863 874)	(18 264 146)	(2 046 653)	(541 412)	5 321 613	(18 394 472)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	587 632	815 470	1 491 221	26 586	(34 220)	2 886 689
Koszty finansowe netto						50 105
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(695)				(695)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						2 936 099
Podatek dochodowy						(478 915)
Zysk/Strata netto						2 457 184
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	12 797 364	9 773 536	12 227 593	414 579	(3 051 625)	32 161 447
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		555 828				555 828
Aktywa nieprzypisane						248 315
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						676 817
Aktywa razem						33 642 407
Kapitał własny razem						23 519 470
Zobowiązania segmentu	1 863 052	2 861 668	1 932 133	130 607	(3 051 625)	3 735 835
Zobowiązania nieprzypisane						4 995 092
Rezerwa na podatek odroczonego						1 392 010
Pasywa razem						33 642 407
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(2 193 179)	(505 599)	(957 873)	(13 249)	-	(3 669 900)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 103 992)	(2 060 351)	(78 363)	(8 448)	-	(3 251 154)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(52 760)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju (Polska). Przychody ze sprzedaży od klientów zewnętrznych w obrocie eksportowym w 2011 roku stanowiły 4,40% (4,65% w 2010 roku) ogólnej kwoty przychodów ze sprzedaży od klientów zewnętrznych.

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Sprzedaż w Polsce	21 992 223	20 292 375
Gaz wysokometanowy	18 964 495	17 831 213
Gaz zaazotowany	1 216 636	1 187 319
Ropa naftowa	638 326	467 836
Hel	21 867	13 318
Gaz propan butan	60 023	49 910
Gazolina	5 116	3 227
Gaz LNG	37 597	30 019
Usługi magazynowania gazu	31 471	31 701
Usługi geofizyczno - geologiczne	338 208	145 827
Usługi poszukiwawcze	253 679	81 920
Produkcja budowlano-montażowa	111 918	101 981
Usługi projektowe	25 128	40 478
Usługi hotelowe	31 269	31 673
Pozostałe usługi	111 414	153 853
Pozostałe produkty	30 911	16 837
Towary i materiały	17 376	17 734
Opłata przyłączeniowa	96 789	87 529
Sprzedaż poza Polskę	1 011 311	988 786
Gaz wysokometanowy	49 459	56 516
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	456 831	370 806
Hel	35 647	30 732
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz LNG	109	88
Usługi magazynowania gazu	-	-
Usługi geofizyczno - geologiczne	109 845	132 937
Usługi poszukiwawcze	323 931	360 665
Produkcja budowlano-montażowa	19 572	27 522
Usługi projektowe	71	-
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	3 991	4 422
Pozostałe produkty	11 712	4 411
Towary i materiały	143	687
Opłata przyłączeniowa	-	-
Razem	23 003 534	21 281 161

Grupa sprzedaje głównie do takich krajów jak: Szwajcaria; Kazachstan; Niemcy; Uganda; Czechy; Pakistan; Austria; Indie; Egipt; Belgia; Ukraina; Dania; Mozambik; Norwegia.

Również aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Grupy w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku stanowiła 14,37% (12,22% na dzień 31 grudnia 2010 roku) ogólnej kwoty aktywów.

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	24 585 187	22 752 207
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą*	4 124 412	3 166 638
Razem	28 709 599	25 918 845

*Z tego kwota 3.791.969 tysięcy złotych na dzień 31 grudnia 2011 roku dotyczyła PGNiG Norway AS (2.877.710 - na koniec 2010 roku)

3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

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

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	(13 353 051)	(11 004 793)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(706 071)	(670 441)
Razem	(14 059 122)	(11 675 234)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Wynagrodzenia	(2 088 295)	(1 940 247)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(720 372)	(706 990)
Razem	(2 808 667)	(2 647 237)

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 od OGP Gaz - System S.A.	(1 462 841)	(1 531 449)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	(275 634)	(162 337)
Pozostałe usługi obce	(1 502 413)	(1 455 014)
Razem	(3 240 888)	(3 148 800)

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 odpisów netto	(73 686)	428 572
Zmiana stanu rezerw netto	(44 130)	(67 210)
Podatki i opłaty	(462 079)	(442 295)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	78 758	90 760
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	198 991	130 119
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(320 671)	(276 530)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(33 168)	(18 540)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	56 757	64 710
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	-	24 422
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(25 698)	(23 402)
Ubezpieczenia majątkowe	(75 277)	(54 455)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(49 473)	(57 646)
Zmiana stanu zapasów	6 637	(4 632)
Przychody z tytułu odszkodowań, kar, grzywien, itp.	128 543	24 034
Koszty z tyt. odszkodowań, kar, grzywien, itp.	(16 058)	(116 449)
Pozostałe koszty netto	(5 986)	(142 975)
Razem	(636 540)	(441 517)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Przychody finansowe	135 695	80 515
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	53 252	51 305
Zysk na różnicach kursowych	-	21 332
Aktualizacja wartości inwestycji	1 468	855
Zysk ze zbycia inwestycji	73 435	2 024
Dywidendy i udziały w zyskach	2 506	4 065
Pozostałe przychody finansowe	5 034	934
Koszty finansowe	(151 997)	(30 410)
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(34 682)	(17 809)
Strata na różnicach kursowych	(91 774)	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(5 648)	(3 036)
Strata ze zbycia inwestycji	-	-
Prowizje od kredytów	(9 091)	(1 422)
Koszt udzielonych gwarancji	(3 194)	(5 307)
Pozostałe koszty finansowe	(7 608)	(2 836)
Zysk/Strata z działalności finansowej	(16 302)	50 105

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

6.1. Wartości księgowa netto udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Udział GK PGNiG w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył paliwa gazowego	Przesył paliwa gazowego
Wycena udziałów metodą praw własności	1 474 080	1 456 855
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 512 480	1 495 255
Odpis z tytułu utraty wartości	(930 863)	(956 555)
Wartość księgowa netto inwestycji	581 617	538 700
GAS-TRADING S.A.		
Udział GK PGNiG w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Wycena udziałów metodą praw własności	15 483	15 837
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	16 774	17 128
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość księgowa netto inwestycji	16 774	17 128
Razem wartość księgowa netto inwestycji	598 391	555 828

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

6.2. Uzgodnienie wartości udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Wartość księgowa netto inwestycji na początek okresu	555 828	556 523
Wypłacona dywidenda przez GAS-TRADING S.A.	-	-
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	42 563	(695)
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	42 916	-
Wycena GAS-TRADING S.A.	(353)	(695)
Wartość księgowa netto inwestycji na koniec okresu	598 391	555 828

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych SGT EUROPOL GAZ S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikającej ze sprawozdania finansowego SGT EUROPOL GAZ S.A. na dzień 31 grudnia 2011 roku sporządzonego zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice wynikające ze stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia (do końca 2008 roku) kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa do końca 2008 roku stosowała podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartość początkowa środków trwałych nie obejmowała kosztów finansowania. W związku z tym, że obecnie Grupa (od początku 2009 roku) aktywuje koszty finansowe w wartości środków trwałych, korekta dotyczy kontynuacji eliminacji tych kosztów z lat poprzednich. Następnie Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ S.A., stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na postanowieniach Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku w zakresie docelowego wyniku netto SGT EUROPOL GAZ S.A. Do wyliczeń przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. w latach 2011 – 2021 będzie wynosił 21.000 tysięcy złotych rocznie. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez SGT EUROPOL GAZ S.A., w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek).

Na dzień 31 grudnia 2011 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.474.080 tysięcy złotych. Wartość spółki wyliczona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 581.617 tysięcy złotych.

Biorąc pod uwagę rzeczywiste, bieżące wyniki oraz poprawę stabilności działania spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. Jednostka Dominująca dokonała aktualizacji wartości księgowej netto spółki podwyższając ją do bieżącej wartości wyceny to jest 581.617 tysięcy złotych. Zmiana wyceny na koniec 2011 roku w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2010 roku wyniosła 42.916 tysięcy złotych i została ujęta w rachunku zysków i strat za bieżący okres w pozycji „Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności”.

7. PODATEK DOCHODOWY

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

7.1. Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 711 787	2 936 099
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(325 240)	(557 859)
Różnice trwale pomiędzy zyskiem/stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	239 637	78 944
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(85 603)	(478 915)
Bieżący podatek dochodowy	7.2. (431 574)	(558 184)
Odroczony podatek dochodowy	7.3. 345 971	79 269
Efektywna stopa podatkowa	5%	16%

7.2. 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 (skonsolidowany)	1 711 787	2 936 099
Korekty konsolidacyjne	491 056	368 288
Różnice pomiędzy zyskiem/ stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(457 450)	(754 888)
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	218 453	236 647
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(2 081 892)	(1 825 239)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	1 971 661	2 315 641
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(3 367 199)	(3 235 484)
Odliczenia od dochodu	10 451	(86 139)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 745 393	2 549 499
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(331 625)	(484 405)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(99 949)	(73 779)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(431 574)	(558 184)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(431 574)	(558 184)

7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	356 069	195 680
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	(4 763)	19 036
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	1 217	31 629
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	62 717	(19 099)
Ujemne różnice kursowe	4 059	238
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	294 555	158 024
Strata podatkowa bieżącego okresu	(82)	-
Pozostałe	(1 634)	5 852
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	(10 098)	(116 411)
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	(3 559)	(98 524)
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(7 219)	(4 365)
Dodatnie różnice kursowe	(1 637)	(412)
Naliczone odsetki	(176)	(56)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	8 841	(8 518)
Pozostałe	(6 348)	(4 536)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	345 971	79 269
Odroczony podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach netto, w tym:	28 113	(16 113)
- dotyczące wyceny instrumentów finansowych	(15 586)	(21 496)
- dotyczące różnic z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych	43 699	5 383
Refundacja podatku dotycząca ulg inwestycyjnych (Norwegia)	-	(22 468)
Odniesiony na majątek trwałe (Norwegia)	-	113 162
Odniesiony na należności z tytułu podatku bieżącego (Norwegia)	(128 501)	(207 059)
Przeniesienie z należności z tytułu podatku bieżącego	-	13 547
Zmiany w Grupie	-	814
Razem zmiany	245 583	(38 848)

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. w 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.

Spółki zależne zagraniczne oraz oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej oraz polskich spółek zależnych podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych spółek zależnych, w 2011 i w 2010 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 3 do 37 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w 2011 i w 2010 roku nie płaciły podatku dochodowego.

W przypadku spółki zależnej PGNiG Norway AS marginalna stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Wynika to z tego, że działalność PGNiG Norway AS na szelfie kontynentalnym podlega opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- System podatku dochodowego (stawka podatku 28%);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 50%).

Tak wysoka stopa podatkowa związana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, takich jak:

- Możliwość zastosowania wysokiej amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67 %) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W pierwszym roku, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku,
- Możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 7,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK) (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 30% wydatków, które podlegają amortyzacji (7,5% razy 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 50%) i nie dotyczy normalnego podatku dochodowego. Ma on stanowić zachętę do dalszych inwestycji na NSK. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być odejmowany w kolejnych latach,
- Możliwość natychmiastowego odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań (jak obecnie PGNiG Norway AS), przysługuje jej prawo do natychmiastowego zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną, a przelew na konto spółki jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym.
- Koszty finansowe mogą być odliczane w obu systemach podatkowych.

W związku z powyższym spółka PGNiG Norway AS już w 2008 roku zaczęła amortyzować dokonane nakłady inwestycyjne oraz stosować opisaną ulgę inwestycyjną, ujmując je jako podatek odroczony (w wysokości zaprezentowanej w pozycji „Ulgę inwestycyjne (Norwegia)” w tabeli 7.3.). W chwili uzyskania przychodów (tj. po 2011 roku) kwoty te zostaną odjęte od podstawy podatku bieżącego.

Istotne dla GK PGNiG jest też to, że norweski system podatkowy pozwala rozliczać straty bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo straty poniesione po 2002 roku są oprocentowane. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka powiększona o marżę po uwzględnieniu podatku dochodowego (28%). Innymi słowy wszystkie straty poniesione przez PGNiG Norway AS w okresie 2007-2011 powiększone o oprocentowanie obniżą wysokość podatku bieżącego, płaconego po uruchomieniu produkcji ze złoża Skarv.

Salda podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych nie jest w 100% uprawdopodobniona.

8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

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

9. ZYSK/STRATA NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk/strata podstawowy na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/straty netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Jednostki Dominującej 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 jednostki dominującej	1 626 778	2 453 741
Zysk/strata netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję	1 626 778	2 453 741
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 jednostki dominującej (w złotych)	0,28	0,42
Zysk/strata rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w złotych)	0,28	0,42

Średnia ważona liczba akcji została obliczona w sposób zaprezentowany w poniższej tabeli:

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku (w tys. szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w tys. szt.)
31 grudnia 2011				
2011-01-01	2011-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000
31 grudnia 2010				
2010-01-01	2010-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000

10. 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 (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	708 000	472 000
- dywidenda w formie rzeczowej do Skarbu Państwa	30 104	339 994
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej do Skarbu Państwa	482 587	2 683
- dywidenda wypłacona 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.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Grunty	57 506	50 617
Budynki i budowle	14 662 532	14 506 236
Urządzenia techniczne i maszyny	2 480 291	2 449 873
Środki transportu i pozostałe	1 020 759	979 530
Razem środki trwałe	18 221 088	17 986 256
Środki trwałe w budowie	10 205 938	7 675 964
Razem rzeczowe aktywa trwałe	28 427 026	25 662 220

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	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256
Zwiększenie stanu	124	113 561	38 957	48 396	201 038
Zmniejszenie stanu	(439)	(191 384)	(24 415)	(10 129)	(226 367)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	7 340	1 125 799	398 475	198 447	1 730 061
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(136)	79 941	(17 965)	(10 459)	51 381
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(971 621)	(364 634)	(185 026)	(1 521 281)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	57 506	14 662 532	2 480 291	1 020 759	18 221 088
Na dzień 1 stycznia 2011 roku					
Wartość brutto	52 801	21 424 854	4 539 164	1 811 479	27 828 298
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 184)	(6 918 618)	(2 089 291)	(831 949)	(9 842 042)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256
Na dzień 31 grudnia 2011 roku					
Wartość brutto	59 826	22 410 612	4 886 906	1 982 557	29 339 901
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 320)	(7 748 080)	(2 406 615)	(961 798)	(11 118 813)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2011 roku	57 506	14 662 532	2 480 291	1 020 759	18 221 088

31 grudnia 2010	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530
Zwiększenie stanu	354	38 417	22 900	7 710	69 381
Zmiany w Grupie	23	8 525	10 137	2 413	21 098
Zmniejszenie stanu	(526)	(252 623)	(20 940)	(9 982)	(284 071)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	(16 268)	1 264 917	464 819	195 407	1 908 875
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	2 505	668 300	(3 109)	14 647	682 343
Amortyzacja za rok obrotowy	(969)	(965 365)	(348 846)	(166 720)	(1 481 900)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256
Na dzień 1 stycznia 2010 roku					
Wartość brutto	76 001	20 307 452	4 138 796	1 661 929	26 184 178
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(10 503)	(6 563 387)	(1 813 884)	(725 874)	(9 113 648)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530
Na dzień 31 grudnia 2010 roku					
Wartość brutto	52 801	21 424 854	4 539 164	1 811 479	27 828 298
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 184)	(6 918 618)	(2 089 291)	(831 949)	(9 842 042)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010 roku	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256

11.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

Grupa Kapitałowa jako leasingobiorca używa na podstawie umowy leasingu finansowego następujące rzeczowe aktywa trwale.

	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	92	(18)	-	74	92	(9)	-	83
Urządzenia techniczne i maszyny	114 799	(29 397)	-	85 402	93 349	(21 877)	-	71 472
Środki transportu i pozostałe	42 290	(10 052)	(188)	32 050	45 398	(12 432)	(333)	32 633
	157 181	(39 467)	(188)	117 526	138 839	(34 318)	(333)	104 188

11.2. 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
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	2 184	541 033	100 967	6 109	650 293	543 034	1 193 327
Zwiększenie stanu	136	35 553	21 524	10 853	68 066	89 609	157 675
Zmniejszenie stanu	-	(115 494)	(3 559)	(394)	(119 447)	(181 934)	(301 381)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku	2 320	461 092	118 932	16 568	598 912	450 709	1 049 621
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	4 689	1 209 333	97 858	20 756	1 332 636	346 075	1 678 711
Zwiększenie stanu	-	105 599	16 003	483	122 085	196 959	319 044
Zmniejszenie stanu	(2 505)	(773 899)	(12 894)	(15 130)	(804 428)	-	(804 428)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	2 184	541 033	100 967	6 109	650 293	543 034	1 193 327

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 650.293 tysiące złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 430.626 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 7.976 tysięcy złotych,
- pozostały 211.691 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zmniejszenie odpisów na kwotę 119.447 tysięcy złotych (z tego na majątek służący działalności dystrybucyjnej przypada 1.491 tysięcy złotych a na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 109.128 tysięcy złotych) oraz zwiększenie na kwotę 68.066 tysięcy złotych (z tego 10.695 tysięcy złotych dotyczy majątku służącego bezpośrednio działalności wydobywczej a pozostała część w większości dotyczy majątku pozostałego tj. majątku przesyłowego nie przekazanego do OGP Gaz - System S.A. oraz majątku nieużywanego lub o nieuregulowanej sytuacji prawnej).

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 598.912 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 332.193 tysiące złotych,
- majątek dystrybucyjny 7.609 tysięcy złotych,
- pozostały 259.110 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2011 roku 401.924 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty na terenie Polski (na koniec 2010 roku odpis aktywowanych nakładów na odwierty wynosił 501.529 tysięcy złotych, z czego kwota 76.065 tysięcy złotych dotyczyła Norwegii).

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	9 915	7 480
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	(102)	(614)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	(1 978)	3 612
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(22)	(2)
Amortyzacja za rok obrotowy	(677)	(561)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	7 136	9 915
Na początek okresu		
Wartość brutto	13 898	9 829
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 983)	(2 349)
Wartość księgowa netto	9 915	7 480
Na koniec okresu		
Wartość brutto	10 913	13 898
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 777)	(3 983)
Wartość księgowa netto	7 136	9 915

Składnikami inwestycji Grupy w nieruchomości są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe a także grunty. Wartość księgowa netto budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 3.539 tysięcy złotych (4.164 tysiące złotych na koniec 2010 roku), natomiast wartość księgowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 3.046 tysięcy złotych (5.451 tysięcy złotych na koniec 2010 roku). Wartość gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów wynosiła 551 tysięcy złotych na koniec bieżącego okresu (300 tysięcy złotych na koniec 2010 roku).

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 5.383 tysiące złotych (4.546 tysiące złotych w 2010 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 3.061 tysięcy złotych (2.910 tysięcy złotych w 2010 roku).

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

13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2011	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie *	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 214	-	73 474	171 022	246 710
Zwiększenie stanu	-	-	281	5 033	5 314
Zmniejszenie stanu	-	-	(1 624)	(67)	(1 691)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	636	-	1 140	75 401	77 177
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	153	(86)	67
Amortyzacja za rok obrotowy	(685)	-	(2 573)	(48 882)	(52 140)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 165	-	70 851	202 421	275 437
Na dzień 1 stycznia 2011 roku					
Wartość brutto	4 366	-	103 579	343 203	451 148
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 152)	-	(30 105)	(172 181)	(204 438)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku	2 214	-	73 474	171 022	246 710
Na dzień 31 grudnia 2011 roku					
Wartość brutto	5 002	-	83 893	417 914	506 809
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 837)	-	(13 042)	(215 493)	(231 372)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2011 roku	2 165	-	70 851	202 421	275 437

* Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na koniec 31 grudnia 2011 roku 492.843 tysiące złotych (485.422 tysiące złotych na koniec 2010 roku).

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(w tysiącach złotych)

31 grudnia 2010	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Zwiększenie stanu	-	-	-	7 956	7 956
Zmiany w Grupie	-	-	-	109	109
Zmniejszenie stanu	-	-	(591)	(10 552)	(11 143)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	573	-	29 005	91 662	121 240
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(2 544)	(116)	(2 660)
Amortyzacja za rok obrotowy	(556)	-	(779)	(40 916)	(42 251)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 214	-	73 474	171 022	246 710
Na dzień 1 stycznia 2010 roku					
Wartość brutto	3 793	-	68 496	272 442	344 731
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 596)	-	(20 113)	(149 563)	(171 272)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Na dzień 31 grudnia 2010 roku					
Wartość brutto	4 366	-	103 579	343 203	451 148
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 152)	-	(30 105)	(172 181)	(204 438)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010 roku	2 214	-	73 474	171 022	246 710

13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	-	-	2 822	132	2 954
Zwiększenie stanu	-	-	55	86	141
Zmniejszenie stanu	-	-	(208)	-	(208)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku	-	-	2 669	218	2 887
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	-	-	278	16	294
Zwiększenie stanu	-	-	2 544	-	2 544
Zmniejszenie stanu	-	-	-	116	116
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	-	-	2 822	132	2 954

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	55 116	36 058
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	101	78 101
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	39 095	56 379
Razem brutto	94 312	170 538
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	51 153	32 670
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	16	130 765
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	5 241	7 007
Razem netto	56 410	170 442

* 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.

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.1.)	-	30 538
Udzielone pożyczki	205	-
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	5 954	6 673
Lokaty długoterminowe	1 203	754
Należności z tytułu koncesji i użytkowania górniczego	-	-
Pozostałe	2 295	2 142
Razem brutto	9 657	40 107
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(318)	(239)
Razem netto	9 339	39 868

15.1. 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
Razem	3 583	30 279

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

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
- poniżej 1 roku	-	2 335
- powyżej 1 roku do 5 lat	-	9 549
- powyżej 5 lat	-	20 989
Razem	-	32 873
- należności krótkoterminowe	-	2 335
- należności długoterminowe	-	30 538

16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	60 968	62 301
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	4 750	3 784
Rezerwa na likwidację odwiertów	121 532	120 767
Rezerwy związane z ochroną środowiska	22 404	25 564
Pozostałe rezerwy	36 084	32 260
Odpisy aktualizujące środki trwałe	81 155	84 441
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	6 876	9 819
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	4 640	4 307
Wycena negatywna transakcji terminowych	86 620	23 903
Ujemne różnice kursowe	4 788	751
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	2 458	1 412
Opłata przyłączeniowa	69 775	73 697
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	5 548	5 044
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	7 706	8 733
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	407 464	197 805
Pozostałe	41 032	22 229
Razem	963 800	676 817

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Udostępnienie informacji geologicznej	33 079	27 877
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	16 669	6 114
Opłata przyłączeniowa	28 906	23 466
Zapłacone prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji	14 362	10 839
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	4 798	2 779
Razem	97 814	71 075

18. ZAPASY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	2 087 873	1 040 511
- paliwo gazowe	1 761 777	753 078
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	2 068 331	1 026 506
- paliwo gazowe	1 761 777	753 078
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	5 779	13 556
Według wartości netto możliwej do uzyskania	5 686	13 510
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	7 509	8 394
Według wartości netto możliwej do uzyskania	7 198	8 207
Towary		
Według cen nabycia	1 202	1 350
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 171	1 344
Zapasy razem, według ceny nabycia (kosztu wytworzenia)	2 102 363	1 063 811
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	2 082 386	1 049 567

18.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 063 811	1 276 229
Zakup	17 352 099	13 311 128
Inne zwiększenia	57 959	137 110
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(15 925 177)	(12 970 770)
Sprzedaż	(17 692)	(17 226)
Inne zmniejszenia	(428 637)	(672 660)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	2 102 363	1 063 811

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Należności z tytułu dostaw i usług	3 401 111	3 845 551
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	2 373	43 013
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	333 500	326 943
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	11 609	10 439
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	28 822	22 372
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 510	2 671
Należności z tytułu leasingu finansowego	-	2 335
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	178	234
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	4 949	634
Zaliczki na środki trwałe w budowie	37 065	35 729
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	84 552	84 552
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	80 025	-
Zaliczka na zakup VHP	88 724	-
Pozostałe należności	87 803	96 296
Razem należności brutto	4 162 221	4 470 769
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych (nota 37.1.)	32 883	152 842
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(784 085)	(1 083 414)
Razem należności netto	3 378 136	3 387 355
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	2 880 282	2 983 253
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	2 366	1 538
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	333 500	326 943
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	9 160	7 449
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	-	-
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 510	2 671
Należności z tytułu leasingu finansowego	-	2 335
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	3	11
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	4 941	618
Zaliczki na środki trwałe w budowie	37 065	35 729
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	-	-
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	-
Zaliczka na zakup VHP	88 724	-
Pozostałe należności	20 585	26 808
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych (nota 37.1.)	3 879	4 220

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 2.4.1.

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży paliwa gazowego oraz usług dystrybucyjnych.

Standardowe terminy płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowane w spółkach Grupy Kapitałowej wynoszą 14 - 30 dni.

19.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Odpis aktualizujący na początek okresu	(1 083 414)	(1 102 718)
Utworzenie odpisu	(106 562)	(131 068)
Rozwiązanie odpisu	229 733	127 624
Wykorzystanie odpisu	176 174	21 757
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(16)	991
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(784 085)	(1 083 414)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
1. Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	225 972	47 409
2. Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego (a.-b.-c.-d.-e.)*	(89 743)	43 513
a. Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	229 666	199 413
b. Należności z tytułu podatku bieżącego przeniesione na podatek odroczony	-	(13 547)
c. Zmiany w Grupie	-	287
d. Różnice kursowe z przeliczenia należności z tytułu podatku bieżącego	24 539	-
e. Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	164 462	229 666
3. Podatek odroczony ujęty w należnościach z tytułu podatku bieżącego	(128 501)	(207 059)
4. Podatek dochodowy (koszt okresu)	431 574	558 184
5. Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(396 400)	(216 075)
6. Różnice kursowe z przeliczenia zobowiązań z tytułu podatku bieżącego	14 827	-
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu (suma od 1. do 6.)	57 729	225 972

*Grupa Kapitałowa nie jest podatkową grupą kapitałową w związku z tym należności i zobowiązania z tytułu podatku bieżącego od osób prawnych nie są kompensowane.

21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Wycena kontraktów długoterminowych	18 085	26 701
Licencje, serwis, aktualizacja programów	9 852	11 054
Ubezpieczenia majątkowe	15 993	9 095
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji i itp.	11 962	7 590
Udostępnienie informacji geologicznej	4 825	3 763
Czynsze i opłaty	1 689	1 191
Koszty przygotowania realizacji kontraktów	7 323	407
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	14 182	19 000
Razem	83 911	78 801

22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	22 275	1 839
Bony skarbowe (wartość brutto)	-	6 994
Razem brutto	22 275	8 833
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	22 275	1 839
Bony skarbowe (wartość netto)	-	6 994
Razem netto	22 275	8 833

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Środki pieniężne w kasie i w banku	326 062	242 954
Lokaty bankowe	1 175 671	1 126 187
Krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokiej płynności *	7	-
Inne środki pieniężne**	3 052	4 151
Razem	1 504 792	1 373 292

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

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

Spółki Grupy lokują środki pieniężne w renomowanych polskich i międzynarodowych bankach, w efekcie wystąpienie koncentracji ryzyka związanego z lokowaniem środków pieniężnych jest ograniczone.

24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano aktywa o wartości księgowej netto 8.430 tysięcy złotych (4.145 tysięcy złotych na koniec 2010 roku). Są to głównie budynki i prawa wieczystego użytkowania gruntów, które planowane są do zbycia w I połowie 2012 roku.

25. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Liczba akcji razem (w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji (w złotych)	1	1
Kapitał podstawowy (akcyjny), razem	5 900 000	5 900 000

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

Długoterminowe	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			
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	37 555	18 128	Wibor 1M+marża; 6 - 9%	2012-2016	37 555	18 128	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową; przelew wierzytelności z umowy ubezpieczenia
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	1 708	3 424	Średnio 8%	2013	6 206	10 835	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	29 505	10 173	Libor 1M+marża; średnio 8%	2015-2018	100 831	30 154	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Kredyt inwestycyjny w banku Pekao S.A.	PLN	2 907	-	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2013	2 907	-	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt inwestycyjny w banku BRE Bank S.A.	PLN	5 604	-	Wibor 1M+marża	2015-2018	5 604	-	Weksel in blanco, zastaw rejestrowy, cesja wierzytelności z polisy ubezpieczeniowej
Kredyt inwestycyjny w banku Kredyt Bank S.A.	PLN	830	-	Wibor 1M+marża	30 listopad 2021	830	-	Zastaw rejestrowy
Kredyt inwestycyjny w banku PKO BP S.A.	PLN	569	-	Wibor 3M+marża	2016-2018	569	-	Weksel in blanco, zastaw rejestrowy, przelew wierzytelności z umowy ubezpieczenia, klauzula potrącenia do rachunku
Kredyt inwestycyjny w banku PKO BP S.A.	PLN	12 922	-	Wibor 3M+marża	31 grudzień 2014	12 922	-	Weksel in blanco
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	800	1 400	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	800	1 400	Hipoteka umowna zwykła, hipoteka umowna kaucja, cesja praw
Kredyt inwestycyjny w banku BGK S.A.	EUR	1 055	-	Euribor 1M+marża	31 maj 2016	4 659	-	Zastaw rejestrowy, weksel własny, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Linia kredytowa konsorcjum Credit Agricole CIB ¹	USD	399 300	313 500	Libor 3M+marża	31 sierpień 2017	1 209 461	909 347	Zastaw na udziałach w PGNiG Norway AS ²
Razem długoterminowe						1 382 344	969 864	

1. Konsorcjum Credit Agricole CIB (Francja) (Agent), BNP Paribas (Francja), Société Générale (Francja), Natixis (Francja), The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ (Wielka Brytania), UniCredit Bank AG Niemcy oraz KBC Bank NV (Irlandia). Wartość w złotych wynika z przeliczenia wartości bilansowej (uwzględniającej wycenę i zapłaconą prowizję) kredytu w wysokości 2.376.305 tysięcy NOK (2.130.832 tysięcy NOK część długoterminowa oraz 245.472 tysięcy NOK część krótkoterminowa) po kursie na koniec 31 grudnia 2011 roku.

2. Zastaw na udziałach w PGNiG Norway AS; zastaw na pożyczce pomiędzy PGNiG S.A. i PGNiG Norway AS; zastaw na rachunkach bankowych, licencjach oraz polisach ubezpieczeniowych należących do PGNiG Norway AS; sponsor Support Undertaking.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(w tysiącach złotych)

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE cd.

	Waluta	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Zabezpieczenie
Krótkoterminowe								
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	13 002	10 629	Wibor 1M+marża; średnio 6 - 10%	2012	13 002	10 629	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową; przelew wierzytelności z umowy ubezpieczenia
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	1 716	1 684	Średnio 8%	2012	6 236	5 327	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu		6 789	3 633	Libor 1M+marża; średnio 8%	2012	23 201	10 769	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	8 249	11 402	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2012	8 249	11 402	Hipoteka kaucyjna, cesja polisy ubezpiecz.
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale S.A.	PLN	2 955	1 131	Wibor 1M+marża	30 marzec 2012	2 955	1 131	Hipoteka umowna, cesja należności, weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	18 744	8 069	Wibor 1M+marża	23 sierpień 2012	18 744	8 069	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt inwestycyjny w banku Pekao S.A.	PLN	3 877	1 832	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2013	3 877	1 832	Weksel, zastaw rejestrowy
Linia kredytowa w banku BNP Paribas Bank Polska S.A.	PLN	105	-	Wibor 1M+marża	26 grudzień 2012	105	-	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w Societe Generale S.A.	USD	2 999	633	Libor 1M+marża	31 lipiec 2012	10 248	1 878	Hipoteka, weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	14 435	19 708	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2012	14 435	19 708	Hipoteka, cesją praw z polisy ubezpieczeniowej, weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BRE S.A.	USD	3 069	3 013	Libor 1M+marża	30 maj 2012	10 489	8 932	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Bank Millennium S.A.	USD	2 939	-	Libor 1M+marża	18 grudzień 2012	10 043	-	Hipoteka wraz z cesją praw z polisy ubezp., cesja wierzytelności
Pożyczka krótkoterminowa z Pracowniczej Kasy Zapomogowo Pożyczkowej	PLN	-	500	4,80%	31 grudzień 2011	-	500	-
Kredyt w rachunku bieżącym BGK S.A.	PLN	-	13 187	Wibor 3M+marża	31 maj 2011	-	13 187	Zastaw rejestrowy, cesja należności, hipoteka kaucyjna, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt obrotowy w banku BGK S.A.	PLN	-	5 455	Wibor 1M+marża	28 lipiec 2011	-	5 455	Zastaw rejestrowy, hipoteka, pełnomocnictwo do dysponowania rach., oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	31 914	6 000	Wibor 1M+marża	26 maj 2012	31 914	6 000	Przelew wierzytelności
Kredyt inwestycyjny w banku BGK S.A.	EUR	3 397	-	Euribor 1M+marża	31 maj 2016	15 004	-	Zastaw rejestrowy, weksel własny, pełnomoc. do dysponowania rachunkiem, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt obrotowy w banku Kredyt Bank S.A.	PLN	162	182	-	31 grudzień 2012	162	182	-
Kredyt inwestycyjny w banku BRE Bank S.A.	PLN	1 342	-	Wibor 1M+marża	2015-2018	1 342	-	Weksel in blanco, zastaw rejestrowy, cesja wierzytelności z polisy ubezpieczeniowej

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(w tysiącach złotych)

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE cd.

	Waluta	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010	Zabezpieczenie
Krótkoterminowe								
Kredyt inwestycyjny w banku Kredyt Bank S.A.	PLN	149	-	Wibor 1M+marża	30 listopad 2021	149	-	Zastaw rejestrowy
Kredyt inwestycyjny w banku PKO BP S.A.	PLN	171	-	Wibor 3M+marża	2016-2018	171	-	Weksel in blanco, zastaw rejestrowy, przelew wierzycelności z umowy ubezpieczenia, klauzula potrącenia do rachunku
Kredyt krótkoterminowy w banku Alior Bank SA	PLN	15	-	0%	31 grudzień 2012	15	-	-
Linia kredytowa konsorcjum Credit Agricole CIB ¹	USD	877	707	Libor 3M+marża	31 sierpień 2017	139 330	2 099	Zastaw na udziałach w PGNiG Norway ²
Kredyt inwestycyjny w banku PKO BP S.A.	PLN	-	3 100	Wibor 3M+marża	30 wrzesień 2011	-	3 100	Weksel in blanco
Linia kredytowa w baku ING Bank Śląski S.A.	PLN	2 225	5 880	Wibor 1M+marża	31 styczeń 2012	2 225	5 880	Weksel in blanco, cesja wierzycelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska S.A.	PLN	6 843	4 891	Wibor 1M+marża	31 styczeń 2012	6 843	4 891	Weksel in blanco, pełnomocnictwo do rachunku, oświadczenie o poddaniu się egzekucji, cesja wierzycelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	-	4 864	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2011	-	4 864	Weksel in blanco, pełnomocnictwo do rachunku
Pożyczka krótkoterminowa w banku Pekao S.A.	EUR	-	1 020	Euribor 1M+marża	29 lipiec 2011	-	4 038	Weksel in blanco z deklaracją wekslową, pełnomocnictwo do dysponowania środkami na rach. Hipoteka kaucyjna, przelew wierzycelności z umowy ubezpieczenia, weksel własny in blanco, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt krótkoterminowy w banku PKO BP S.A.	PLN	-	818	Wibor 1M+marża	31 marzec 2011	-	818	Hipoteka kaucyjna, przelew wierzycelności z umowy ubezpieczenia, weksel własny in blanco, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt krótkoterminowy w banku Nordea Bank Polska S.A.	PLN	1 462	1 438	Wibor 1M+marża	28 styczeń 2012	1 462	1 438	Hipoteka kaucyjna, przelew wierzycelności z umowy ubezpieczenia, weksel własny in blanco, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt krótkoterminowy w banku BRE S.A.	PLN	997	-	Wibor 1M+marża	19 kwiecień 2012	997	-	Hipoteka kaucyjna, przelew wierzycelności z umowy ubezpieczenia, weksel własny in blanco, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt w rachunku bieżącym w Societe Generale S.A.	PLN	1 243	-	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2012	1 243	-	-
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	600	600	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	600	600	Hipoteka umowna zwykła, hipoteka umowna kaucja, cesja praw
Obligacje seria D110126A	PLN	-	597 884	Wibor 1M+marża	26 styczeń 2011	-	597 884	-
Obligacje seria D110121A	PLN	-	498 624	Wibor 1M+marża	21 styczeń 2011	-	498 624	-
Obligacje seria D120109A	PLN	2 296 857	-	Wibor 1M+marża	9 styczeń 2012	2 296 857	-	-
Obligacje seria D120116A	PLN	498 786	-	Wibor 1M+marża	16 styczeń 2012	498 786	-	-
Obligacje seria D120127A	PLN	497 949	-	Wibor 1M+marża	27 styczeń 2012	497 949	-	-
Razem krótkoterminowe						3 616 633	1 229 237	

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

26.1. 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.	25 000	5 242	25 000	13 598
Societe Generale S.A.	3 000	45	3 000	1 869
Komerčni Banka AS	856	856	790	790
Pekao S.A.	-	-	6 000	6 000
Societe Generale S.A.	6 000	6 000	6 000	6 000
BRE Bank S.A.	6 000	6 000	-	-
Deutsche Bank Polska S.A.	-	-	6 000	6 000
Pekao S.A.	19 000	256	29 000	19 098
BNP Paribas Bank Polska S.A.	8 400	8 295	-	-
Pekao S.A.	20 000	5 565	20 000	292
Societe Generale S.A.	15 378	5 130	13 338	11 461
BRE Bank S.A.	11 961	1 472	10 374	1 443
Bank Millenium S.A	11 961	1 918	-	-
Pekao S.A.	3 000	2 900	-	-
HSBC Polska	10 252	10 252	8 892	3 058
Kredyt Bank S.A	4 000	4 000	3 500	3 500
BRE Bank S.A.	-	-	-	-
BRE Bank S.A.	-	-	-	-
Konsorcjum Credit Agricole CIB ¹	1 360 583	-	1 187 912	255 105
Bank Handlowy S.A.	15 000	15 000	-	-
ING Bank Śląski S.A.	6 000	3 775	6 000	120
Deutsche Bank Polska S.A.	7 000	157	5 000	110
Pekao S.A.	-	-	7 000	2 136
BZ WBK S.A.	3 000	3 000	3 900	3 900
PKO BP S.A.	-	-	818	-
Nordea S.A.	1 500	38	1 500	62
BRE Bank S.A.	1 000	3	-	-
Societe Generale S.A.	3 500	2 258	-	-
Societe Generale S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Handlowy S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Millenium S.A	40 000	40 000	40 000	40 000
Pekao S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP 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 S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Razem	1 822 391	362 162	1 624 024	614 542

1. Konsorcjum Credit Agricole CIB (Francja) (Agent), BNP Paribas (Francja), Société Générale (Francja), Natixis (Francja), The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ (Wielka Brytania), UniCredit Bank AG Niemcy) oraz KBC Bank NV (Irlandia). Wartość w złotych wynika z przeliczenia wartości bilansowej (uwzględniającej wycenę i zapłaconą prowizję) kredytu w wysokości 1.793.229 tysięcy NOK po kursie na koniec 31 grudnia 2010 roku.

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

31 grudnia 2011			
Zapadalność w terminie:	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	42 439	3 243	45 682
od 1 roku do 5 lat	103 120	4 872	107 992
pow. 5 lat	41 472	-	41 472
Razem	187 031	8 115	195 146

31 grudnia 2010			
Zapadalność w terminie:	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	26 725	2 204	28 929
od 1 roku do 5 lat	59 117	3 478	62 595
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	85 842	5 682	91 524

27. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na program racjonalizacji zatrudnienia i dobrowolnych odejść	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Sprawa sporna ze spółką PBG S.A.	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	327 415	-	1 117 441	179	134 284	79 964	21 292	-	110 236	1 790 811
Utworzone w ciągu roku	33 025	37 486	132 408	-	1 869	15 771	5 000	21 773	118 583	365 915
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wykorzystane	(40 248)	-	(12 265)	(179)	(18 238)	(34 084)	(6 702)	-	(114 037)	(225 753)
Na dzień 31 grudnia 2011 roku	320 192	37 486	1 237 584	-	117 915	61 651	19 590	21 773	114 782	1 930 973
Długoterminowe	264 319	1 420	1 223 360	-	102 453	11 510	-	-	22 740	1 625 802
Krótkoterminowe	55 873	36 066	14 224	-	15 462	50 141	19 590	21 773	92 042	305 171
Na dzień 31 grudnia 2011 roku	320 192	37 486	1 237 584	-	117 915	61 651	19 590	21 773	114 782	1 930 973
Długoterminowe	278 615	-	1 085 369	-	109 943	7 969	-	-	19 268	1 501 164
Krótkoterminowe	48 800	-	32 072	179	24 341	71 995	21 292	-	90 968	289 647
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	327 415	-	1 117 441	179	134 284	79 964	21 292	-	110 236	1 790 811

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 na terenie Polski 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%).

Spółka zależna PGNiG Norway AS działająca na terenie Norwegii do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów na koniec 2011 roku zastosowała stopę inflacji w wysokości 2% oraz nominalną stopę dyskonta w wysokości 3,12% (na koniec 2010 roku przyjęto stopę inflacji na poziomie 2% oraz nominalną stopę dyskonta na poziomie 3,74%).

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%.

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

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	208 661	210 914
Koszty odsetek	6 202	6 325
Koszty bieżącego zatrudnienia	7 177	8 234
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	-
Wyłacone świadczenia	(55 208)	(50 285)
Aktuarialny zysk/strata	27 050	30 752
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(1 925)	-
Zmiany w Grupie	-	2 721
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	191 957	208 661
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	118 754	110 129
Koszty bieżącego zatrudnienia	8 076	6 829
Koszty odsetek	5 543	5 320
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	3 105	3 168
Wyłacone świadczenia	(8 512)	(7 851)
Koszty przeszłego zatrudnienia	993	1 064
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	276	-
Zmiany w Grupie	-	95
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	128 235	118 754
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	320 192	327 415

28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	487 113	539 765
Oplata przyłączeniowa	448 687	470 225
Dotacje	214 335	63 827
Pozostałe	9 932	15 375
Razem długoterminowe	1 160 067	1 089 192
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	51 393	51 927
Oplata przyłączeniowa	18 108	18 273
Pozostałe	25 440	23 887
Razem krótkoterminowe	94 941	94 087

Dotacje

Grupa Kapitałowa prowadzi projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej. Największe projekty prowadzone są przez Jednostkę Dominującą i mają na celu zwiększenie pojemności magazynów gazu.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Jednostka Dominująca 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.

29. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Dodatnie różnice kursowe	2 365	751
Naliczone odsetki	520	344
Wycena instrumentów zabezpieczających i finansowych	37 191	14 386
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	11 379	20 220
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 368 084	1 345 900
Pozostałe	13 871	10 409
Razem	1 433 410	1 392 010

30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	15 940	14 828
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	3 938	6 282
Razem	19 878	21 110
W tym jednostki powiązane (nota 37.1.)	102	1 262

31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 266 062	1 093 830
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	15 267	12 033
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	990 517	953 735
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	155 266	157 914
Zobowiązanie z tytułu dywidendy dla właściciela	7	-
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	65 986	59 440
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	41 415	33 397
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	392 955	579 769
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	26 091	6 454
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	84 552	84 552
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	7 283	7 917
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	1 341	718
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	232 975	163 141
Pozostałe	75 186	53 311
Razem	3 354 903	3 206 211
W tym jednostki powiązane (nota 37.1.)	49 982	111 674

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 2.4.1.

32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY POZYCJAMI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH ORAZ ROZBICIE POZYCJI POZSTAŁE KOREKTY W DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zmiana stanu środków pieniężnych		
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	1 373 292	1 196 325
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	374	9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	1 372 918	1 196 316
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	1 504 792	1 373 292
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	989	374
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	1 503 803	1 372 918
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	131 500	176 967
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	615	365
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	130 885	176 602
* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W sprawozdaniu z przepływów pieniężnych różnice te są eliminowane.		
Zmiana stanu należności		
Zmiana innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	30 529	260 011
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	9 219	(330 549)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	(30 538)	(252 747)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekty dział. inwestycyjnej	(2 335)	(20 758)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	4 323	1 375
Zmiana stanu zapłaconych zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe	1 336	(34 588)
Zmiany w Grupie	-	15 929
Pozostałe	(107)	419
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	12 427	(360 908)

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Zmiana stanu zapasów		
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(1 032 819)	209 303
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy - korekty dział. inwest.	1 462	-
Zmiany w Grupie	-	7 713
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(1 031 357)	217 016
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	140 162	234 812
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	(104 812)	(181 958)
Zmiany w Grupie	-	(3 268)
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	35 350	49 586
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych		
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	148 692	550 209
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	167 177	(261 554)
Zmiany w Grupie	-	(48 667)
Pozostałe	(1 325)	(678)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	314 544	239 310
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów		
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(26 739)	(21 703)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(5 110)	(23 547)
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	-	54
Koszt prowizji dot. programu emisji obligacji	7 882	18 428
Zmiany w Grupie	-	3 380
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(23 967)	(23 388)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów		
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	71 729	2 555
PPO dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	-	32
Nieodpłatnie otrzymany majątek trwały	(21)	-
Dotacje otrzymane na rzeczowy majątek trwały	(152 207)	(63 816)
Zmiany w Grupie	-	(2 171)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(80 499)	(63 400)
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej		
Instrumenty pochodne	240 275	(173 582)
Spisane w koszty nakłady na niefinansowe aktywa trwałe	288 689	133 229
Pozostałe	(1 994)	(4 482)
Razem	526 970	(44 835)

33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

33.1. 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)	56 394	39 677
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	16	130 765
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	4 242 768	4 227 851
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	284 629	77 873
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czeki i środki pieniężne w drodze)	329 114	247 105
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	7 120 574	4 221 936
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	416 836	104 443

*Jednostka Dominująca od 2009 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń zgodnie z MSR 39.

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

33.2. 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	(95)	20
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	(95)	20
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności, w tym:	194 234	200 653
Odsetki od lokat, BSB, REPO	48 201	48 357
Odsetki od należności*	80 105	91 876
Odsetki od udzielonych pożyczek	5 051	2 948
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	876	2 141
Odpisy aktualizujące należności	63 643	70 378
Odpisy aktualizujące pożyczki	(5 046)	(15 399)
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	1 404	352
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	976 341	274 758
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(130 854)	4 579
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(827 239)	(465 995)
Razem wpływ na wynik finansowy	212 387	14 015

*W tym 1.702 tysiące złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (14.414 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)	(52 748)	71 103
Wycena instrumentów zabezpieczających (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	134 778	42 036
Razem wpływ na kapitały	82 030	113 139

33.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

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

Ryzyko kredytowe

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

Grupa Kapitałowa PGNiG 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	-	-
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	1 199 157	1 135 774
Należności handlowe	3 043 611	3 092 077
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	284 629	77 873
Udzielone gwarancje finansowe	10 571 035	2 867 934
Razem	15 098 432	7 173 658

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom zależnym i stowarzyszonym z Grupy Kapitałowej PGNiG przez Jednostkę Dominującą. 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 Grupy na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym spółki te działają we wspólnym interesie Grupy co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Na największe wartościowo ryzyko kredytowe narażone są należności. Większość kwoty należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego, które realizowane są przez PGNiG S.A.

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 jego wiarygodności finansowej. W przypadku ujawnienia wpisów w rejestrze dłużników PGNiG S.A. żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Jednostka Dominująca przeprowadza bieżące analizy w zakresie wykonywania przez odbiorców warunków umów w obszarze rozliczeń finansowych. Większość zawartych umów zobowiązuje odbiorców do dokonywania przedpłat w terminach określonych w umowach. 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 m³ 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 m³ 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.,
- cesja 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 Jednostce Dominującej. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane są stosowne czynności windykacyjne.

Podstawą podejmowania czynności windykacyjnych są „Wytyczne w sprawie zasad monitoringu i windykacji należności od odbiorców gazu/ropy/innych produktów” oraz „Procedura zarządzania należnościami odsetkowymi”. W trakcie czynności windykacyjnych wykorzystywane są instrumenty prawne oraz podejmowane czynności windykacyjne zmierzające do oceny poziomu zagrożenia i jego przyczyn. W tym względzie stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych: wezwanie do zapłaty, rozmowa telefoniczna z odbiorcą, zawiadomienie oraz realizacja wstrzymania dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności kierowane są powództwa do sądu oraz zgłoszenie odbiorcy do wpisu do Krajowego Rejestru Długów Biura Informacji Gospodarczej 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 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 o uzyskanie zgody.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 467.339 tysięcy złotych (421.623 tysiące 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	371 137	333 555
od 1 do 3 miesięcy	60 476	60 240
od 3 miesięcy do 1 roku	33 151	17 430
od 1 roku do 5 lat	2 161	9 132
pow. 5 lat	414	1 266
Razem należności netto przeterminowane	467 339	421 623

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

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

Grupa wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, 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 Grupa Kapitałowa zasadniczo ogranicza się do ryzyka defaultu banku, w którym Grupa zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Grupa zakupiła gwarancje są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu, zatem prawdopodobieństwo wystąpienia defaultu i ryzyko związane z tym jest znikome.

Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi, ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków 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 wszystkim tym działaniom Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Poprzez ryzyko rynkowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy.

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 Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Grupy.

Część zobowiązań finansowych Grupy wobec instytucji finansowych w 2011 roku była denominowana w USD. Największą pozycję stanowił kredyt z linii kredytowej w wysokości 400 milionów USD zaciągnięty przez spółkę zależną PGNiG Norway AS.

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

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

Głównym celem podejmowanych przez Grupę 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 Grupa wykorzystuje opcje call, strategie opcyjne oraz transakcje forward.

Ryzyko stopy procentowej

Przez ryzyko stopy procentowej Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z udzielonych przez Grupę Kapitałową pożyczek nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Grupa posiadała wyemitowane obligacje korporacyjne w kwocie 3.300.000 tysięcy złotych. Ze względu na krótkie terminy wykupu obligacji oraz okresowe ustalanie kosztów długu ryzyko stopy procentowej z tego tytułu jest nieistotne dla Grupy.

Natomiast kredyt w wysokości 400.000 tysięcy USD zaciągnięty przez spółkę zależną PGNiG Norway AS nie był na koniec 2011 roku zabezpieczony przed zmianami stopy procentowej. Kredyt ten jest oprocentowany stawką Libor3M plus marża. W związku z tym istnieje ryzyko wzrostu kosztów finansowych w przypadku wzrostu stawki Libor3M.

Jednostka Dominująca wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) codziennie monitorując wartość VAR. VAR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99 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 Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cenowe w Grupie związane głównie z kontraktami na dostawy paliwa gazowego jest znaczące. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Grupa w 2011 roku szczegółowo identyfikowała i zabezpieczała ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów Grupa 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 gazu 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 cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki. Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez spółkę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Grupa Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Grupa na dzień 31 grudnia 2011 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 1.822.391 tysięcy złotych (1.624.024 tysiące złotych na koniec 2010 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 26.1.

Dodatkowo, w celu zoptymalizowania procesu zarządzania środkami pieniężnymi w Grupie Kapitałowej, Jednostka Dominująca zawarła 1 grudnia 2010 roku z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. umowę programu emisji obligacji krótkoterminowych na łączną kwotę 397.270 tysięcy złotych. Aneks 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 Jednostka Dominująca 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 Jednostka Dominująca 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 Jednostka Dominująca 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, Grupa Kapitałowa nadwyżki środków finansowych lokuje przede wszystkim w rentowne papiery emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

Ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.". Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie jej płynnością finansową, 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 i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu.

31 grudnia 2011	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek oraz obligacji	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	3 580 600	45 682	3 354 903	6 981 185
od 1 roku do 5 lat	1 097 734	107 992	18 373	1 224 099
pow. 5 lat	140 017	41 472	1 505	182 994
Razem	4 818 351	195 146	3 374 781	8 388 278

31 grudnia 2010	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	1 203 905	28 929	3 206 211	4 439 045
od 1 roku do 5 lat	1 400	62 595	19 613	83 608
pow. 5 lat	931 026	-	1 497	932 523
Razem	2 136 331	91 524	3 227 321	5 455 176

Kwoty zaprezentowane w tabelach powyżej są przedstawione w wartościach brutto (niezdyskontowanych).

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek. Nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń umowy, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

Analiza wymagalności instrumentów pochodnych.

	wartość księgowa 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	(410 877)	(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	59 315	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	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	127 943	-	-	-	-
- walutowych	107 991	-	-	-	-
- towarowych	19 952	-	-	-	-
Razem	(132 207)	(125 352)	76 757	(202 109)	-

	wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010	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	(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**	(34 373)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	(7 626)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	37 260	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	76 043	-	-	-	-
- walutowych	59 248	-	-	-	-
- towarowych	16 795	-	-	-	-
Razem	(26 570)	29 242	65 626	(36 384)	-

* Wartość księgowa 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.

Grupa Kapitałowa nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w swojej codziennej działalności.

Polityka Zarządzania Ryzykiem Finansowym

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

Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Jednostce Dominującej i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd, natomiast konkretne obowiązki związane z procesem zarządzania ryzykiem spoczywają na poszczególnych jednostkach organizacyjnych.

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

1. Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest odpowiednia i wprowadza konieczne modyfikacje;
2. Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

W dniu 28 grudnia 2010 roku Zarząd Jednostki Dominującej 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 wieloodziałową 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 Grupa 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 412.158 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 343.386 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 88.810 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD przy jednoczesnym wzroście o 13.661 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR oraz wzrost o 6.377 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut.).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma wzrost wyceny ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap w NOK).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby w dużym stopniu wzmocniony przez wzrost wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS i osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach.

Z powodu wzrostu kursu o 15% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2011 roku byłby o 509.772 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 (wzrost o 343.386 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 167.436 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD oraz wzrost o 5.327 tysięcy złotych z powodu osłabienia się EUR przy jednoczesnym spadku zysku netto o 6.377 tysięcy złotych z powodu osłabienia pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w dużym stopniu wzmocniony przez spadek wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS i w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2010 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 288.218 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie

(spadek zysku o 264.650 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 56.641 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD oraz spadek o 823 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut, przy jednoczesnym wzroście o 33.896 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma wzrost wyceny ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby w dużym stopniu wzmocniony przez wzrost wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS i nieznacznie osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach.

Z powodu wzrostu kursu o 15% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2010 roku byłby o 352.829 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 (wzrost o 264.650 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 98.098 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD oraz wzrost o 823 tysięcy złotych z powodu osłabienia pozostałych walut przy jednoczesnym spadku zysku netto o 10.742 tysięcy złotych z powodu osłabienia się EUR). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w dużym stopniu wzmocniony przez spadek wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS i w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

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

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			
	Zmian kursu o:					-15%			
	15%		-15%			15%		-15%	
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	6 065	-	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	385	-	58	-	-	-	(58)	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	493 664	46 838	13 856	3 643	9 712	(46 838)	(13 856)	(3 643)	(9 712)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	243 372	27 550	143 590	-	-	-	-	421 521	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	293 678	5 539	11 471	21 728	5 314	(5 539)	(11 471)	(21 728)	(5 314)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	79 927	168 975	25 371	15 026	(52 377)	(25 385)	396 150	(15 026)	
Podatek 19%		(15 186)	(32 105)	(4 821)	(2 855)	9 952	4 823	(75 268)	2 855
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	64 741	136 870	20 550	12 171	(42 425)	(20 562)	320 882	(12 171)	
<i>razem waluty</i>		234 332				245 724			
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	1 535 708	2 949	225 541	-	1 866	(2 949)	(225 541)	-	(1 866)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	975 064	60 113	53 076	27 783	5 287	(60 113)	(53 076)	(27 783)	(5 287)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	413 344	-	-	421 521	-	4 109	46 521	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	63 062	278 617	449 304	7 153	(58 953)	(232 096)	(27 783)	(7 153)	
Podatek 19%	-	(11 982)	(52 937)	(85 368)	(1 359)	11 201	44 098	5 279	1 359
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	51 080	225 680	363 936	5 794	(47 752)	(187 998)	(22 504)	(5 794)	
<i>razem waluty</i>		646 490				(264 048)			
Razem zwiększenie/zmniejszenie		13 661	(88 810)	(343 386)	6 377	5 327	167 436	343 386	(6 377)
<i>razem waluty</i>		(412 158)				509 772			
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
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 Jednostce Dominującej 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 odrębnie w tabeli na następnych stronach.

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Grupa 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.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(w tysiącach złotych)

	Wartość księgową 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	
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	13 819	-	-	-	-	-	-	-	
Inne aktywa finansowe	192	26	2	-	(26)	(2)	-	-	
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	258 296	17 826	18 030	1 239	1 649	(17 826)	(18 030)	(1 239)	(1 649)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	30 580	31 196	117 044	-	-	-	-	315 036	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	191 851	14 202	7 819	4 275	2 481	(14 202)	(7 819)	(4 275)	(2 481)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	63 250	142 895	5 514	4 130	(32 054)	(25 851)	309 522	(4 130)	
Podatek 19%	(12 018)	(27 150)	(1 048)	(785)	6 090	4 912	(58 809)	785	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	51 232	115 745	4 466	3 345	(25 964)	(20 939)	250 713	(3 345)	
<i>razem waluty</i>			174 788				200 465		
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	983 379	606	144 477	-	2 424	(606)	(144 477)	-	(2 424)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	727 144	20 797	68 345	17 206	2 722	(20 797)	(68 345)	(17 206)	(2 722)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	103 579	-	-	315 036	-	2 610	65 863	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	21 403	212 822	332 242	5 146	(18 793)	(146 959)	(17 206)	(5 146)	
Podatek 19%	-	(4 067)	(40 436)	(63 126)	(978)	3 571	27 922	3 269	978
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	17 336	172 386	269 116	4 168	(15 222)	(119 037)	(13 937)	(4 168)	
<i>razem waluty</i>			463 006				(152 364)		
Razem zwiększenie/zmniejszenie									
<i>razem waluty</i>		33 896	(56 641)	(264 650)	(823)	(10 742)	98 098	264 650	823
			(288 218)				352 829		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	3,9603	-	4,5543	4,5543	4,5543	-	3,3663	3,3663	3,3663
kurs USD/PLN	2,9641	3,4087	-	3,4087	3,4087	2,5195	-	2,5195	2,5195
kurs NOK/PLN	0,5071	0,5832	0,5832	-	0,5832	0,4310	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 Jednostce Dominującej 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 odrębną tabelą na następnych stronach.

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Grupa 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			
<i>Kurs</i>		<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>	<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>
<i>Zmiany kursów o:</i>		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)
Razem waluty		348 040		(255 723)	

		31 grudnia 2010	
<i>Kurs</i>		<i>dla USD</i>	
<i>Zmiany kursów o:</i>		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 Grupa wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczania się przed wzrostem zobowiązań i wydatków z tytułu zakupów paliwa gazowego w walucie USD oraz EUR.

Grupa 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 księgowa netto na 31 grudnia 2011		Ryzyko cenowe	
	Zmian ceny o:		-30%	
	30%	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	41 257	86 089	72 428	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	86 089	72 428	-	-
Podatek 19%	(16 357)	(13 761)	-	-
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	69 732	58 667	-	-
<i>razem towary</i>	<i>128 399</i>		-	
Zobowiązania finansowe				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	3 492	-	-	47 955
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	-	-	-	47 955
Podatek 19%	-	-	-	(9 112)
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	-	-	-	38 844
<i>razem towary</i>	-	-	-	<i>(93 519)</i>
Razem zwiększenie/zmniejszenie	69 732	58 667	(38 844)	(54 675)
<i>razem towary</i>	<i>128 399</i>		<i>(93 519)</i>	

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2010		Ryzyko cenowe	
	<i>Zmian ceny o:</i>		-25%	
	Gasoil	25% Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	47 293	39 614	11 625	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		39 614	11 625	-
Podatek 19%		(7 527)	(2 209)	-
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		32 087	9 416	-
<i>razem towary</i>		<i>41 503</i>		-
Zobowiązania finansowe				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	863	-	-	(14 279)
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		-	-	(14 279)
Podatek 19%		-	-	2 713
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		-	-	(11 566)
<i>razem towary</i>		-		<i>(16 305)</i>
Razem zwiększenie/zmniejszenie		32 087	9 416	(11 566)
<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
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	42 153	54 377	(47 276)	(3 644)
Podatek 19%	(8 009)	(10 332)	8 982	692
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	34 144	44 045	(38 294)	(2 952)

	31 grudnia 2010			
	25%		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	80 608	28 165	(26 732)	(18 998)
Podatek 19%	(15 315)	(5 351)	5 079	3 610
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	65 293	22 814	(21 653)	(15 388)

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 Grupa 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 Grupy w rachunku zysków i strat.

Grupa zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu 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 na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych, zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych (opartych o zmienną stopę procentową) wyniosła +/- 49.989 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku wrażliwość na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych, zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych (opartych o zmienną stopę procentową) wyniosła +/- 21.991 tysięcy złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	<i>wartość księgową netto</i>	<i>zmiana o:</i>	
	<i>stan na 31.12.2011</i>	+100 bp	-100 bp
Otrzymane kredyty	4 313 997	43 140	(43 140)
Wyemitowane obligacje	497 949	4 979	(4 979)
Zobowiązania leasingowe	187 031	1 870	(1 870)
Razem	4 998 977	49 989	(49 989)

	<i>wartość księgową netto</i>	<i>zmiana o:</i>	
	<i>stan na 31.12.2010</i>	+100 bp	-100 bp
Otrzymane kredyty	1 016 751	10 168	(10 168)
Wyemitowane obligacje	1 096 508	10 965	(10 965)
Zobowiązania leasingowe	85 842	858	(858)
Razem	2 199 101	21 991	(21 991)

34. INSTRUMENTY POCHODNE

Metody wyceny instrumentów pochodnych

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

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka posiadała 4 rodzaje walutowych instrumentów pochodnych: Cross Currency Basis Swapy, zakupione opcje Call, tzw. strategię 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 Jednostka Dominująca 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

Jednostka Dominująca od 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 2.3.13.

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
Cross Currency Interest Rate Swap						
PGNiG Norway pożyczka	930 mln NOK	9 grudnia 2010	15 stycznia 2014	0,5056	(96 445)	(24 211)
PGNiG Norway pożyczka	1596 mln NOK	13 grudnia 2010	15 stycznia 2014	0,5052	(163 629)	(39 071)
PGNiG Norway pożyczka	674 mln NOK	14 grudnia 2010	15 stycznia 2014	0,5040	(70 296)	(17 795)
PGNiG Norway pożyczka	700 mln NOK	15 grudnia 2010	15 stycznia 2014	0,5054	(71 471)	(16 797)
PGNiG Norway pożyczka	100 mln NOK	28 października 2011	15 stycznia 2014	0,5616	(2 258)	-
PGNiG Norway pożyczka	110 mln NOK	21 listopada 2011	15 stycznia 2014	0,5673	(1 933)	-
PGNiG Norway pożyczka	450 mln NOK	2 grudnia 2011	15 stycznia 2014	0,5743	(4 845)	-
					(410 877)	(97 874)
Forward						
Płatności za gaz	10 mln USD	13 października 2011	10 stycznia 2012	3,1720	2 474	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 października 2011	20 stycznia 2012	3,1387	2 855	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 października 2011	10 stycznia 2012	3,1521	2 673	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 października 2011	20 stycznia 2012	3,1527	2 716	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 października 2011	17 lutego 2012	3,1368	2 976	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 października 2011	10 stycznia 2012	3,1045	3 148	-
Płatności za gaz	10 mln EUR	19 października 2011	10 stycznia 2012	4,3707	489	-
Płatności za gaz	10 mln EUR	19 października 2011	10 lutego 2012	4,3890	445	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	21 października 2011	10 lutego 2012	4,4290	28	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 października 2011	9 marca 2012	3,1939	2 484	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	24 października 2011	20 stycznia 2012	4,4151	51	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 października 2011	10 lutego 2012	3,1908	2 414	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 października 2011	10 stycznia 2012	3,1616	2 578	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 października 2011	20 kwietnia 2012	3,1900	2 657	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 października 2011	20 marca 2012	3,1755	2 695	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 października 2011	10 lutego 2012	3,1695	2 626	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 października 2011	10 lutego 2012	3,1750	2 571	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 października 2011	20 stycznia 2012	3,1620	2 623	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	25 października 2011	17 lutego 2012	4,4149	109	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 października 2011	17 lutego 2012	3,1675	2 671	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 października 2011	10 kwietnia 2012	3,1595	2 922	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 października 2011	9 marca 2012	3,1485	2 933	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 października 2011	10 kwietnia 2012	3,1516	3 000	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 października 2011	10 lutego 2012	3,1325	2 994	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 października 2011	20 kwietnia 2012	3,1460	3 091	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	27 października 2011	9 marca 2012	4,3909	273	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	30 listopada 2011	10 stycznia 2012	4,5520	(1 057)	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	30 listopada 2011	20 stycznia 2012	4,5477	(610)	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	30 listopada 2011	20 stycznia 2012	4,5360	(552)	-
Płatności za gaz	5 mln USD	30 listopada 2011	10 lutego 2012	3,3835	248	-
Płatności za gaz	5 mln USD	30 listopada 2011	10 lutego 2012	3,3810	261	-
Płatności za gaz	10 mln USD	30 listopada 2011	17 lutego 2012	3,3565	792	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2011	10 lutego 2012	3,3400	930	-
Płatności za gaz	5 mln USD	21 grudnia 2011	10 stycznia 2012	3,3848	174	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 grudnia 2011	10 stycznia 2012	3,3848	349	-
Płatności za gaz	3 mln EUR	22 grudnia 2011	17 lutego 2012	4,4720	(105)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 grudnia 2011	18 maja 2012	3,4415	270	-
Płatności za gaz	3 mln EUR	22 grudnia 2011	20 marca 2012	4,4781	(84)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 grudnia 2011	20 marca 2012	3,4293	184	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 grudnia 2011	9 marca 2012	3,4179	264	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 grudnia 2011	20 marca 2012	3,4243	233	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudnia 2011	9 marca 2012	3,4002	439	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudnia 2011	10 kwietnia 2012	3,4061	486	-

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 mln USD	27 grudzień 2011	20 kwiecień 2012	3,4090	499	-
Zobowiązania finansowe w PN Diament Sp. z o.o.	0,1307 mln USD	21 kwiecień 2011	31 styczeń 2012	2,7848	87	-
Należności zagraniczne w PGNiG Technologie Sp. z o.o.	2,434 mln EUR	2 listopad 2011	10 styczeń 2012	4,4255	11	-
					59 315	-
Opcje call						
Płatności za gaz	10 mln USD	29 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,3000	-	9
Płatności za gaz	10 mln USD	29 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,2700	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3000	-	82
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4700	-	20
Płatności za gaz	5 mln EUR	2 sierpień 2010	10 styczeń 2011	4,2000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2500	-	19
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4500	-	24
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4600	-	22
Płatności za gaz	10 mln USD	5 sierpień 2010	18 luty 2011	3,4700	-	37
Płatności za gaz	5 mln EUR	16 sierpień 2010	10 luty 2011	4,2000	-	43
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3300	-	100
Płatności za gaz	5 mln EUR	17 sierpień 2010	18 luty 2011	4,1700	-	78
Płatności za gaz	10 mln USD	18 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2700	-	14
Płatności za gaz	10 mln USD	19 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3000	-	122
Płatności za gaz	10 mln USD	26 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3700	-	77
Płatności za gaz	10 mln USD	26 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3600	-	51
Płatności za gaz	10 mln USD	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,5600	-	62
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3500	-	184
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	9 wrzesień 2010	10 marzec 2011	4,1500	-	233
Płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3200	-	212
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,2300	-	187
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	-	341
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2800	-	254
Płatności za gaz	10 mln USD	20 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2800	-	302
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	-	341
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2010	10 luty 2011	3,2000	-	167
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,1800	-	249
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,4650	-	136
Płatności za gaz	10 mln USD	23 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2100	-	347
Płatności za gaz	10 mln USD	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	3,3800	-	2
Płatności za gaz	10 mln USD	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3600	-	175
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	18 marzec 2011	3,2000	-	417
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	3,1500	-	69
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	10 luty 2011	2,9500	-	804
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9200	-	715
Płatności za gaz	10 mln USD	25 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9300	-	651
Płatności za gaz	10 mln USD	25 październik 2010	10 styczeń 2011	2,9300	-	443
Płatności za gaz	10 mln USD	28 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9815	-	393
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	20 styczeń 2011	2,8800	-	1 007
Płatności za gaz	8 mln EUR	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	4,0700	-	512
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,0000	-	1 116
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	10 luty 2011	2,9500	-	804
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	10 marzec 2011	2,9800	-	957
Płatności za gaz	5 mln EUR	5 listopad 2010	10 luty 2011	4,0500	-	147
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0000	-	946
Płatności za gaz	9 mln EUR	10 listopad 2010	20 styczeń 2011	4,0000	-	189

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 mln USD	10 listopad 2010	18 luty 2011	2,9900	-	717
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0300	-	835
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	18 luty 2011	3,0500	-	514
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	-	465
Płatności za gaz	10 mln USD	18 listopad 2010	18 luty 2011	3,0300	-	574
Płatności za gaz	9 mln EUR	18 listopad 2010	10 maj 2011	4,1000	-	654
Płatności za gaz	10 mln USD	19 listopad 2010	18 luty 2011	3,0200	-	607
Płatności za gaz	10 mln USD	22 listopad 2010	18 luty 2011	3,0000	-	678
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2600	-	327
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	10 luty 2011	3,2000	-	167
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	18 luty 2011	3,2000	-	223
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	10 styczeń 2011	3,1300	-	4
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	10 luty 2011	3,1700	-	203
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	20 styczeń 2011	3,1700	-	55
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	-	465
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1700	-	264
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2200	-	582
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	-	396
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1700	-	470
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2000	-	620
Płatności za gaz	10 mln USD	7 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	-	549
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1900	-	236
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,2000	-	363
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2000	-	417
Płatności za gaz	10 mln USD	13 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	-	396
Płatności za gaz	8 mln EUR	14 grudzień 2010	18 marzec 2011	4,1000	-	344
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	10 maj 2011	3,2500	-	627
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,1800	-	588
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1400	-	752
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1380	-	476
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1400	-	531
Płatności za gaz	8 mln EUR	15 grudzień 2010	10 czerwiec 2011	4,2000	-	515
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2300	-	564
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	-	549
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	10 maj 2011	3,4600	-	353
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2260	-	572
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1950	-	630
Płatności za gaz	6 mln EUR	8 lipiec 2011	20 styczeń 2012	4,0700	2 127	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	20 lipiec 2011	20 styczeń 2012	4,1250	1 798	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	20 lipiec 2011	10 luty 2012	4,1300	1 515	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	20 lipiec 2011	9 marzec 2012	4,1450	1 525	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2011	10 styczeń 2012	3,0000	4 194	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2011	10 styczeń 2012	3,0000	4 194	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 lipiec 2011	20 styczeń 2012	3,0500	3 742	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 lipiec 2011	20 styczeń 2012	3,0650	3 593	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,0000	4 194	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 sierpień 2011	10 luty 2012	3,0500	3 833	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1100	3 259	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1000	3 246	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1000	3 246	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1300	3 117	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1225	3 024	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,1115	3 080	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,1125	3 070	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,1230	2 965	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1135	3 112	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1500	2 754	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(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 mln USD	23 sierpień 2011	17 luty 2012	3,2345	2 220	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 sierpień 2011	17 luty 2012	3,2315	2 244	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1890	2 540	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 sierpień 2011	20 styczeń 2012	3,1910	2 358	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1800	2 619	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1385	3 040	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,0650	3 545	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1450	2 981	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1585	2 811	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1385	2 994	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1475	2 911	-
Płatności za gaz	10 mln USD	30 sierpień 2011	10 luty 2012	3,1145	3 217	-
Płatności za gaz	10 mln USD	31 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1635	2 817	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	31 sierpień 2011	17 luty 2012	4,3450	610	-
Płatności za gaz	10 mln USD	31 sierpień 2011	10 styczeń 2012	3,0850	3 345	-
Płatności za gaz	10 mln USD	31 sierpień 2011	17 luty 2012	3,1460	2 973	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 września 2011	9 marzec 2012	3,2200	2 529	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 września 2011	17 luty 2012	3,5250	773	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 września 2011	17 luty 2012	3,7200	391	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 września 2011	9 marzec 2012	3,5300	994	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 września 2011	10 luty 2012	3,5050	736	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 września 2011	20 marzec 2012	3,5200	1 118	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 września 2011	20 marzec 2012	3,5200	1 118	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 września 2011	9 marzec 2012	3,5350	980	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 września 2011	20 marzec 2012	3,5050	1 163	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 września 2011	20 marzec 2012	3,5570	1 014	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 września 2011	9 marzec 2012	3,6200	772	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 września 2011	10 kwiecień 2012	3,6400	1 005	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	26 września 2011	20 marzec 2012	4,7000	180	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	26 września 2011	10 kwiecień 2012	4,7000	292	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 września 2011	10 styczeń 2012	3,5300	89	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 września 2011	9 marzec 2012	3,5700	888	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 września 2011	20 marzec 2012	3,6000	906	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 września 2011	9 marzec 2012	3,5700	888	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	27 września 2011	10 styczeń 2012	4,6000	5	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 września 2011	9 marzec 2012	3,5200	1 023	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 września 2011	20 kwiecień 2012	3,6200	1 165	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 września 2011	10 styczeń 2012	3,4800	165	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 września 2011	20 styczeń 2012	3,5300	336	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 września 2011	20 marzec 2012	3,5900	930	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 września 2011	17 luty 2012	3,5600	685	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 września 2011	20 marzec 2012	3,5800	954	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 września 2011	10 kwiecień 2012	3,6100	1 074	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 września 2011	10 kwiecień 2012	3,6100	1 074	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 października 2011	9 marzec 2012	3,3900	1 499	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 października 2011	10 kwiecień 2012	3,4100	1 711	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 października 2011	20 kwiecień 2012	3,3500	2 106	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 października 2011	20 kwiecień 2012	3,4250	1 769	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 października 2011	20 kwiecień 2012	3,3800	1 962	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2011	10 maj 2012	3,5225	1 599	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 listopada 2011	20 kwiecień 2012	3,5215	1 430	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 listopada 2011	10 kwiecień 2012	3,4915	1 406	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 listopada 2011	20 marzec 2012	3,4335	1 414	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopada 2011	18 maj 2012	3,4720	1 834	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopada 2011	10 maj 2012	3,4335	1 911	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopada 2011	20 marzec 2012	3,3815	1 636	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 listopada 2011	20 kwiecień 2012	3,5150	1 450	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczający	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 mln USD	7 listopad 2011	10 kwiecień 2012	3,4900	1 411	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	7 listopad 2011	20 kwiecień 2012	4,4900	587	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 listopad 2011	10 kwiecień 2012	3,5150	1 331	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	8 listopad 2011	20 kwiecień 2012	4,4575	649	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 listopad 2011	20 kwiecień 2012	3,5175	1 443	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 listopad 2011	20 kwiecień 2012	3,5050	1 482	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2011	10 kwiecień 2012	3,5580	1 206	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	5 grudzień 2011	9 marzec 2012	4,5570	283	-
Płatności za gaz	4 mln EUR	6 grudzień 2011	20 marzec 2012	4,5850	229	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	21 grudzień 2011	10 kwiecień 2012	4,6355	304	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	22 grudzień 2011	20 marzec 2012	4,5170	389	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 grudzień 2011	9 marzec 2012	3,4850	1 131	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	22 grudzień 2011	20 kwiecień 2012	4,5570	468	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	22 grudzień 2011	10 maj 2012	4,5600	539	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 grudzień 2011	9 marzec 2012	3,4870	1 125	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 grudzień 2011	10 maj 2012	3,6225	1 324	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5900	1 406	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 grudzień 2011	18 maj 2012	3,6165	1 401	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 grudzień 2011	18 maj 2012	3,6125	1 411	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5950	1 456	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5450	1 531	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5600	1 488	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5600	1 553	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5800	1 497	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	27 grudzień 2011	18 maj 2012	4,5500	584	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5300	1 576	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2011	18 maj 2012	3,5450	1 596	-
Płatności za gaz	10 mln USD	30 grudzień 2011	10 maj 2012	3,5750	1 446	-
					181 649	30 342
Opcje put						
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,0150	-	(581)
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,0230	-	(803)
Płatności za gaz	10 mln USD	23 lipiec 2010	20 styczeń 2011	2,9915	-	(585)
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9975	-	(442)
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9900	-	(386)
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	2,9055	-	(371)
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8750	-	(270)
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8900	-	(316)
Płatności za gaz	10 mln USD	5 sierpień 2010	18 luty 2011	2,8790	-	(339)
Płatności za gaz	10 mln USD	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,8550	-	(390)
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	2,7600	-	(201)
Płatności za gaz	10 mln USD	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	2,7780	-	(16)
Płatności za gaz	10 mln USD	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,7650	-	(181)
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	18 marzec 2011	2,5920	-	(34)
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,6050	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	2,7500	-	(249)
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	10 maj 2011	2,8200	-	(541)
Płatności za gaz	10 mln USD	13 wrzesień 2011	17 luty 2012	3,0240	(19)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 wrzesień 2011	20 marzec 2012	2,9820	(40)	-
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,453 mln EUR	10 grudzień 2010	14 styczeń 2011	3,9949	-	7
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	1,235 mln EUR	10 grudzień 2010	14 luty 2011	3,9762	-	79

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
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,094 mln EUR	10 grudnia 2010	15 marzec 2011	3,9587	-	9
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,399 mln EUR	10 grudnia 2010	15 kwiecień 2011	3,9548	-	31
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,357 mln EUR	10 grudnia 2010	16 maj 2011	3,9549	-	35
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,415 mln EUR	10 grudnia 2010	15 czerwiec 2011	3,9579	-	41
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,308 mln EUR	10 grudnia 2010	15 lipiec 2011	3,9472	-	36
					(59)	(5 467)
Opcje call commodity						
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	-	344
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	-	430
Płatności za gaz	33000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	750,00	-	117
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	750,00	-	114
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	750,00	-	57
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	570,00	-	64
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	570,00	-	64
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	780,00	-	1 152
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	780,00	-	1 152
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	780,00	-	174
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	10 maj 2011	780,00	-	174
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	780,00	-	322
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	780,00	-	322
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	540,00	-	7
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	540,00	-	7
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	540,00	-	13
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	540,00	-	13
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	790,00	-	1 209
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	790,00	-	1 209

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	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	560,00	-	129
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	560,00	-	129
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	790,00	-	1 008
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	555,00	-	134
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	555,00	-	134
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 listopad 2010	20 maj 2011	780,00	-	134
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 listopad 2010	10 czerwiec 2011	780,00	-	134
Płatności za gaz	26000 MT Gasoil	8 listopad 2010	9 wrzesień 2011	800,00	-	833
Płatności za gaz	9000 MT Fueloil	9 listopad 2010	20 maj 2011	530,00	-	13
Płatności za gaz	10000 MT Fueloil	9 listopad 2010	10 czerwiec 2011	530,00	-	15
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	890,00	5 675	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	585,00	7 064	-
Płatności za gaz	35000 MT Fueloil	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	560,00	11 020	-
Płatności za gaz	19400 MT Gasoil	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	880,00	4 330	-
Płatności za gaz	52000 MT Gasoil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	1050,00	-	-
Płatności za gaz	92000 MT Gasoil	6 maj 2011	10 luty 2012	1050,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	750,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	6 maj 2011	17 luty 2012	1050,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	10 luty 2012	750,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	17 luty 2012	750,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	10 maj 2011	9 marzec 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	48000 MT Gasoil	10 maj 2011	20 marzec 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	20 styczeń 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	10 maj 2011	10 kwiecień 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	9 marzec 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	20 marzec 2012	790,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	9 marzec 2012	1150,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	17 luty 2012	1150,00	-	-

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	46000 MT Gasoil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	1150,00	-	-
Płatności za gaz	43000 MT Gasoil	11 maj 2011	20 marzec 2012	1150,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	790,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	12 maj 2011	17 luty 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	37000 MT Gasoil	12 maj 2011	20 styczeń 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	13 maj 2011	10 luty 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	13 maj 2011	9 marzec 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 marzec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	10 kwiecień 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 kwiecień 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	20 kwiecień 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	10 maj 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	42300 MT Gasoil	17 maj 2011	18 maj 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	17 maj 2011	10 maj 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	42000 MT Gasoil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	39000 MT Gasoil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	2 czerwiec 2011	10 lipiec 2012	800,00	-	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	1100,00	-	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	18 maj 2012	850,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	20 czerwiec 2012	850,00	-	-
Płatności za gaz	27900 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	1060,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	5 sierpień 2011	18 maj 2012	1060,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	780,00	-	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(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	40000 MT Fueloil	5 sierpień 2011	18 maj 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	37000 MT Gasoil	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	1060,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	8 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	8 sierpień 2011	10 maj 2012	1060,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	8 sierpień 2011	10 maj 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	8 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	1060,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	8 sierpień 2011	10 lipiec 2012	1060,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	9 sierpień 2011	10 maj 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Fueloil	9 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	12800 MT Gasoil	11 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	1060,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	16 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Fueloil	16 sierpień 2011	18 maj 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Fueloil	17 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	8500 MT Fueloil	19 sierpień 2011	20 marzec 2012	760,00	-	-
Płatności za gaz	8500 MT Fueloil	19 sierpień 2011	10 kwiecień 2012	760,00	-	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	850,00	4	-
Płatności za gaz	36000 MT Gasoil	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	1150,00	17	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	850,00	4	-
Płatności za gaz	36000 MT Gasoil	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	1150,00	17	-
Płatności za gaz	35000 MT Gasoil	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	1130,00	31	-
Płatności za gaz	47000 MT Fueloil	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	850,00	4	-
Płatności za gaz	47000 MT Fueloil	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	840,00	6	-
Płatności za gaz	35000 MT Gasoil	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	1150,00	17	-
Płatności za gaz	34000 MT Gasoil	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	1150,00	16	-
Płatności za gaz	46000 MT Fueloil	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	840,00	6	-
Płatności za gaz	34000 MT Gasoil	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	1150,00	16	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(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	46000 MT Fueloil	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	840,00	6	-
Płatności za gaz	29000 MT Gasoil	2 listopad 2011	10 sierpień 2012	1150,00	31	-
Płatności za gaz	29000 MT Gasoil	2 listopad 2011	20 lipiec 2012	1150,00	31	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	4 listopad 2011	20 lipiec 2012	820,00	17	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	4 listopad 2011	10 sierpień 2012	820,00	17	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	840,00	10	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	10 listopad 2011	20 wrzesień 2012	840,00	10	-
Płatności za gaz	35000 MT Gasoil	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	1200,00	10	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	840,00	10	-
Płatności za gaz	31000 MT Gasoil	10 listopad 2011	10 październik 2012	1200,00	9	-
Płatności za gaz	35000 MT Gasoil	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	1200,00	10	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	14 listopad 2011	10 październik 2012	840,00	26	-
Płatności za gaz	26000 MT Fueloil	14 listopad 2011	10 wrzesień 2012	840,00	22	-
Płatności za gaz	26000 MT Fueloil	14 listopad 2011	20 sierpień 2012	840,00	22	-
Płatności za gaz	26000 MT Gasoil	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	1200,00	18	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	15 listopad 2011	20 lipiec 2012	840,00	19	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	15 listopad 2011	10 sierpień 2012	840,00	19	-
Płatności za gaz	19000 MT Fueloil	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	840,00	16	-
Płatności za gaz	15000 MT Fueloil	15 listopad 2011	10 październik 2012	840,00	13	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	15 listopad 2011	10 styczeń 2013	1200,00	96	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	1200,00	96	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	17 listopad 2011	20 listopad 2012	1200,00	96	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	17 listopad 2011	10 styczeń 2013	850,00	220	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	850,00	220	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	17 listopad 2011	10 grudzień 2012	850,00	220	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	18 listopad 2011	20 listopad 2012	850,00	220	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	18 listopad 2011	9 listopad 2012	1200,00	144	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	18 listopad 2011	19 październik 2012	1200,00	144	-

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	20000 MT Gasoil	21 listopad 2011	10 grudzień 2012	1170,00	151	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	21 listopad 2011	19 październik 2012	840,00	173	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	21 listopad 2011	9 listopad 2012	840,00	173	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	23 listopad 2011	10 styczeń 2013	730,00	1 483	-
Płatności za gaz	22000 MT Gasoil	23 listopad 2011	10 styczeń 2013	1050,00	864	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	23 listopad 2011	10 grudzień 2012	730,00	1 019	-
Płatności za gaz	22000 MT Gasoil	24 listopad 2011	20 grudzień 2012	1040,00	978	-
Płatności za gaz	17000 MT Gasoil	24 listopad 2011	10 grudzień 2012	1040,00	755	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	25 listopad 2011	20 grudzień 2012	720,00	1 700	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	25 listopad 2011	19 październik 2012	720,00	1 169	-
Płatności za gaz	17000 MT Gasoil	25 listopad 2011	20 listopad 2012	1040,00	755	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	28 listopad 2011	9 listopad 2012	730,00	1 019	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	28 listopad 2011	20 listopad 2012	730,00	1 019	-
					41 257	9 607
Opcje put commodity						
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	412,00	-	(15)
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	412,00	-	(15)
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	640,50	-	(21)
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	640,50	-	(21)
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	645,00	-	-
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	435,00	-	(1)
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	435,00	-	(1)
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	426,00	-	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	640,70	-	(28)
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	640,70	-	(28)
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	432,00	-	(89)
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	432,00	-	(89)
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	632,00	-	(14)
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	428,50	-	(58)

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	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	428,50	-	(58)
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	752,00	-	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	484,00	-	-
Płatności za gaz	19400 MT Gasoil	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	771,50	-	-
Płatności za gaz	52000 MT Gasoil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	830,00	-	-
Płatności za gaz	92000 MT Gasoil	6 maj 2011	10 luty 2012	820,50	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	578,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	6 maj 2011	17 luty 2012	821,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	10 luty 2012	552,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	17 luty 2012	557,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	10 maj 2011	9 marzec 2012	836,00	-	-
Płatności za gaz	48000 MT Gasoil	10 maj 2011	20 marzec 2012	843,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	20 styczeń 2012	562,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	10 maj 2011	10 kwiecień 2012	836,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	9 marzec 2012	561,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	20 marzec 2012	560,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	9 marzec 2012	845,50	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	17 luty 2012	837,00	-	-
Płatności za gaz	46000 MT Gasoil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	835,00	-	-
Płatności za gaz	43000 MT Gasoil	11 maj 2011	20 marzec 2012	827,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	562,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	12 maj 2011	17 luty 2012	548,00	-	-
Płatności za gaz	37000 MT Gasoil	12 maj 2011	20 styczeń 2012	804,00	-	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	13 maj 2011	10 luty 2012	557,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	13 maj 2011	9 marzec 2012	547,00	-	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 marzec 2012	541,50	-	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	10 kwiecień 2012	543,00	-	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 kwiecień 2012	533,50	-	-

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	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	20 kwiecień 2012	816,00	-	-
Płatności za gaz	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	10 maj 2012	815,00	-	-
Płatności za gaz	42300 MT Gasoil	17 maj 2011	18 maj 2012	816,00	-	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	17 maj 2011	10 maj 2012	526,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	780,00	-	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	519,00	-	-
Płatności za gaz	42000 MT Gasoil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	787,00	-	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	520,00	-	-
Płatności za gaz	39000 MT Gasoil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	785,00	-	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	521,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	2 czerwiec 2011	10 lipiec 2012	550,00	-	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	845,00	-	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	18 maj 2012	525,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	20 czerwiec 2012	525,00	-	-
Płatności za gaz	27900 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	574,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	808,00	-	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	5 sierpień 2011	18 maj 2012	783,50	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	5 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	520,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Fueloil	5 sierpień 2011	18 maj 2012	520,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	530,00	-	-
Płatności za gaz	37000 MT Gasoil	5 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	808,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	8 sierpień 2011	20 kwiecień 2012	516,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	8 sierpień 2011	10 maj 2012	773,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	8 sierpień 2011	10 maj 2012	519,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	8 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	777,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	8 sierpień 2011	10 lipiec 2012	775,50	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	9 sierpień 2011	10 maj 2012	486,50	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Fueloil	9 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	494,00	-	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(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	12800 MT Gasoil	11 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	770,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	504,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	11 sierpień 2011	10 lipiec 2012	503,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	16 sierpień 2011	20 czerwiec 2012	505,00	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Fueloil	16 sierpień 2011	18 maj 2012	538,95	-	-
Płatności za gaz	40000 MT Fueloil	17 sierpień 2011	11 czerwiec 2012	555,00	-	-
Płatności za gaz	8500 MT Fueloil	19 sierpień 2011	20 marzec 2012	516,25	-	-
Płatności za gaz	8500 MT Fueloil	19 sierpień 2011	10 kwiecień 2012	523,80	-	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	526,00	(14)	-
Płatności za gaz	36000 MT Gasoil	8 wrzesień 2011	20 lipiec 2012	785,00	(44)	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	525,00	(13)	-
Płatności za gaz	36000 MT Gasoil	8 wrzesień 2011	10 sierpień 2012	782,00	(38)	-
Płatności za gaz	35000 MT Gasoil	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	755,00	(8)	-
Płatności za gaz	47000 MT Fueloil	9 wrzesień 2011	20 wrzesień 2012	500,00	(1)	-
Płatności za gaz	47000 MT Fueloil	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	492,00	(1)	-
Płatności za gaz	35000 MT Gasoil	13 wrzesień 2011	20 sierpień 2012	729,00	(1)	-
Płatności za gaz	34000 MT Gasoil	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	703,00	-	-
Płatności za gaz	46000 MT Fueloil	14 wrzesień 2011	10 wrzesień 2012	470,00	-	-
Płatności za gaz	34000 MT Gasoil	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	718,00	(1)	-
Płatności za gaz	46000 MT Fueloil	20 wrzesień 2011	10 październik 2012	489,00	-	-
Płatności za gaz	29000 MT Gasoil	2 listopad 2011	10 sierpień 2012	735,00	(8)	-
Płatności za gaz	29000 MT Gasoil	2 listopad 2011	20 lipiec 2012	735,00	(8)	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	4 listopad 2011	20 lipiec 2012	490,00	(1)	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	4 listopad 2011	10 sierpień 2012	490,00	(1)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	536,00	(45)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	10 listopad 2011	20 wrzesień 2012	527,00	(26)	-
Płatności za gaz	35000 MT Gasoil	10 listopad 2011	10 wrzesień 2012	765,00	(44)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	527,00	(26)	-
Płatności za gaz	31000 MT Gasoil	10 listopad 2011	10 październik 2012	760,00	(31)	-

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	35000 MT Gasoil	10 listopad 2011	20 sierpień 2012	760,00	(35)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	14 listopad 2011	10 październik 2012	510,00	(34)	-
Płatności za gaz	26000 MT Fueloil	14 listopad 2011	10 wrzesień 2012	513,00	(35)	-
Płatności za gaz	26000 MT Fueloil	14 listopad 2011	20 sierpień 2012	513,00	(35)	-
Płatności za gaz	26000 MT Gasoil	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	773,00	(146)	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	15 listopad 2011	20 lipiec 2012	513,00	(30)	-
Płatności za gaz	22000 MT Fueloil	15 listopad 2011	10 sierpień 2012	513,00	(30)	-
Płatności za gaz	19000 MT Fueloil	15 listopad 2011	20 wrzesień 2012	510,00	(22)	-
Płatności za gaz	15000 MT Fueloil	15 listopad 2011	10 październik 2012	510,00	(17)	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	15 listopad 2011	10 styczeń 2013	772,00	(427)	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	750,00	(270)	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	17 listopad 2011	20 listopad 2012	750,00	(270)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	17 listopad 2011	10 styczeń 2013	490,00	(218)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	17 listopad 2011	20 grudzień 2012	490,00	(218)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	17 listopad 2011	10 grudzień 2012	483,00	(176)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	18 listopad 2011	20 listopad 2012	482,00	(171)	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	18 listopad 2011	9 listopad 2012	750,00	(404)	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	18 listopad 2011	19 październik 2012	748,50	(391)	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	21 listopad 2011	10 grudzień 2012	735,00	(192)	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	21 listopad 2011	19 październik 2012	444,00	(30)	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	21 listopad 2011	9 listopad 2012	444,00	(30)	-
					(3 492)	(438)
Swap commodity						
Płatności za gaz	11600 MT Gasoil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	647,00	-	299
Płatności za gaz	11600 MT Fueloil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	468,75	-	(424)
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	469,75	-	229
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	654,50	-	6 165
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	654,50	-	6 152
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	469,00	-	329

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	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	652,50	-	6 412	
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	468,00	-	461	
Płatności za gaz	33000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	660,50	-	6 363	
Płatności za gaz	33000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	473,00	-	696	
Płatności za gaz	31000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	658,00	-	6 203	
Płatności za gaz	31000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	471,50	-	791	
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	658,50	-	3 176	
Płatności za gaz	16000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	471,50	-	408	
						37 260	
Razem						(132 207)	(26 570)
Z tego: premia od opcji						127 943	76 043
wycena pozytywna*						156 686	1 830
Wycena negatywna						(416 836)	(104 443)

** 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	(339 178)	(142 560)
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	488 280	(48 677)
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	149 102	(191 237)
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(320 671)	(276 530)
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów	469 773	85 293
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w innych całkowitych dochodach- niezrealizowane	134 778	42 036
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w kapitałach	283 880	(149 201)

35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

35.1. Należności warunkowe

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	425	-
z tytułu otrzymanych weksli	3 107	152
Od jednostek powiązanych razem	3 532	152
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	428 021	369 720
z tytułu otrzymanych weksli	97 112	71 153
Od jednostek pozostałych razem	156 032	-
Aktywa warunkowe razem	681 165	440 873

35.2. Zobowiązanie warunkowe

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Na rzecz jednostek powiązanych:		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji	-	-
z tytułu wystawionych weksli	-	-
Na rzecz jednostek powiązanych razem	-	-
Na rzecz pozostałych jednostek		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji*	10 571 035	2 867 934
z tytułu wystawionych weksli	857 696	771 473
Na rzecz jednostek pozostałych razem	11 428 731	3 639 407
Zobowiązania warunkowe razem	11 428 731	3 639 407

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

Wzrost należności warunkowych wynika przede wszystkim z ujęcia w 2011 roku przez spółki gazownictwa należności w kwocie 156.032 tysięcy złotych z tytułu przyznanych dofinansowań z Unii Europejskiej do projektów inwestycyjnych.

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.

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.

35.3. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zadecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa nafty i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania Oddziału w Zielonej Górze odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, natomiast niektóre z nich uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie tych odwiertów.

Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. Oddział w Zielonej Górze w poprzednich latach utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych. W związku z pozytywnym rozwiązaniem dotychczasowych spraw sądowych

związanych z tym roszczeniem PGNiG 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 nieprzeterminowane zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2011 roku 151.150 tysięcy złotych (na koniec 2010 roku zobowiązanie to wynosiło 136.802 tysiące złotych).

36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

36.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
W okresie do 1 roku	5 473	-
W okresie od 1 do 5 lat	8 176	-
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	13 649	-

36.2. Zobowiązania z tytułu podpisanych umów (nie ujęte jeszcze w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	4 118 297	3 547 650
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	2 725 566	1 600 005
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	1 392 731	1 947 645

37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

37.1. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany	Okres od 1 stycznia do dnia 31 grudnia na dzień	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 powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	31 grudnia 2011	21 862	(88 293)	31 grudnia 2011	1 510	1 510	-	-	7 283
	31 grudnia 2010	19 313	13	31 grudnia 2010	2 671	2 671	-	-	7 917
Jednostki zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2011	8 470	175 855	31 grudnia 2011	2 551	2 369	28 822	-	42 801
	31 grudnia 2010	6 120	137 270	31 grudnia 2010	127 799	1 549	22 372	-	105 019
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2011	30 332	87 562	31 grudnia 2011	4 061	3 879	28 822	-	50 084
	31 grudnia 2010	25 433	137 283	31 grudnia 2010	130 470	4 220	22 372	-	112 936

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2011 oraz 2010 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

W 2011 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Grupa 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 i prawnych. Grupa 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).

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

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu i dystrybucji gazu ziemnego oraz sprzedaży ropy naftowej.

W 2011 roku Grupa 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 2010 roku Grupa 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.

37.3. Informacje o wynagrodzeniach osób wchodzących w skład organów zarządzających i nadzorujących w spółkach Grupy Kapitałowej

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Wynagrodzenie osób zarządzających	31 931	31 336
Jednostka dominująca	3 100	3 250
Jednostki zależne	20 497	16 079
Jednostka współzależna	7 534	11 218
Jednostki stowarzyszone	800	789
Wynagrodzenie osób nadzorujących	9 414	11 796
Jednostka dominująca	292	337
Jednostki zależne	7 128	4 750
Jednostka współzależna	1 262	5 977
Jednostki stowarzyszone	732	732
Razem	41 345	43 132

37.4. Pożyczki udzielone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej w spółkach Grupy Kapitałowej

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	0%-4%	1%-3,5%
Warunki spłaty (na ile lat)	2-5 lat	3-10 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	121	44
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-4%	0%-4%
Warunki spłaty (na ile lat)	2-5 lat	2-3 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	28	25
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	149	69

37.5. Informacje o wynagrodzeniach, wypłaconych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących Jednostkę Dominującą

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
Razem Zarząd w tym:	3 100,14	4 364,70	7 464,84
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
Osoby zarządzające w 2011 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2011 roku:			
Tadeusz Kulczyk – prokurent *	459,99	37,83	497,82
Razem Rada Nadzorcza w tym:	292,33	190,27	482,60
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
Razem	3 392,47	4 554,97	7 947,44

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

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2011
(w tysiącach złotych)

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń 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
Razem Zarząd w tym:	3 250,15	3 209,91	6 460,06
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
Osoby zarządzające w 2010 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2010 roku:			
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	222,60	214,98	437,58
Waldemar Wójcik - wiceprezes zarządu	325,08	246,56	571,64
Razem Rada Nadzorcza w tym:	336,79	199,31	536,10
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
Osoby nadzorujące w 2010 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2010 roku:			
Marek Karabuła*	46,64	-	46,64
Razem	3 586,94	3 409,22	6 996,16

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

37.6. Wynagrodzenie firmy audytorskiej za obowiązkowe badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej oraz inne usługi

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG, a także sprawozdania finansowe PGNiG S.A. oraz 21 spółek zależnych za rok 2011 weryfikuje spółka Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2010-2013). Zakres umowy obejmuje:

- badanie i przetłumaczenie na język angielski sprawozdań finansowych za okresy roczne kończące się odpowiednio dnia 31 grudnia 2010 roku, 31 grudnia 2011 roku oraz 31 grudnia 2012 roku (dla PGNiG S.A. i spółek zależnych);
- przegląd sprawozdań finansowych za okres każdego pierwszego kwartału 2011 roku, 2012 roku, 2013 roku (dla PGNiG S.A.);
- przegląd i przetłumaczenie sprawozdań finansowych za okres każdego pierwszego półrocza 2010 roku, 2011 roku, 2012 roku (dla PGNiG S.A.);
- przegląd sprawozdań finansowych za okres każdego trzeciego kwartału 2010 roku, 2011 roku, 2012 roku (dla PGNiG S.A.);
- przeprowadzenia za okres roku 2010, roku 2011 i roku 2012 uzgodnionych procedur na potrzeby banków finansujących Jednostkę Dominującą dotyczących wskaźników finansowych, wynikających z zawartych umów kredytu oraz umów objęcia obligacji i warunków ich emisji (dla PGNiG S.A.);

Wynagrodzenie od Jednostki Dominującej dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2010-2011 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

	Okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010
Badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	108	108
Badanie rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	122	122
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	449	320
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	31	12
Razem	710	562

37.7. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

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 przewidziana 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 Jaśliska-Baligród oraz polowe prace grawimetryczne w rejonie Hoczew-Lutowiska.

Orlen Upstream Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 01-208, ul. Przyokopowa 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 Jednostki Dominującej w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

37.8. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

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 wydobywaniem 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 Jednostki Dominującej 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 wydobywania 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 Jednostki Dominującej 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, Sułtanat 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 Jednostki Dominującej 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 Jednostki Dominującej 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 Jednostka Dominująca 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 m³ 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 Jednostka Dominująca udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka była uruchamiana w transzach a datę spłaty ustalono na grudzień 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 Jednostka Dominująca 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 Jednostką Dominującą 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 Jednostki Dominującej 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 Jednostki Dominującej 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 km², 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 km² sejsmiki 2D, 1500 km² 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 Jednostkę Dominującą 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 km² 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 Jednostki Dominującej 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 Jednostki Dominującej 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 Jednostki Dominującej 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 Jednostki Dominującej poza granicami kraju - udziały w koncesjach poszukiwawczych:

Jednostka Dominująca 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 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 złoża Rehman.

W Danii Jednostka Dominująca 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 Jednostka Dominująca 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 Grupy poza granicami kraju:

Spółki Grupy PGNiG posiadają poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Grupy poza granicami kraju.

PGNiG S.A. – Jednostka Dominująca:

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

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

Oddział w Pakistanie – Islamabad,
Oddział na Słowacji – Bratysława,
Oddział w Czechach – Ostrawa,
Oddział w Libii – Trypolis.

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

Oddział w Tajlandii – Bangkok,
Oddział w Egipcie – Kair,
Oddział w Syrii – Damaszek.

Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A.

Oddział w Libii – Trypolis,
Oddział w Czechach – Ostrawa.

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

Oddział w Pakistanie – Karachi;
Oddział w Kazachstanie – Almaty.
Oddział w Republice Ugandy

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

Oddział w Indiach - Baroda;
Oddział w Egipcie - Kair.

Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.

Oddział w Czechach – Ostrawa.

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.

Oddział w Libii – Trypolis.

38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Centrala Spółki PGNiG S.A.*	838	840
Poszukiwanie i wydobywanie	12 054	11 592
Obrót i magazynowanie	4 129	4 107
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	288	298
Dystrybucja	13 865	13 881
Pozostałe	2 185	2 296
Razem	33 071	32 716

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

39. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ

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 ma formułę „na gotowość”, co oznacza, że może być uruchamiany w sytuacjach szczególnych, tj. 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 (czyli między innymi zgoda na uruchomienie wypłat tak zwanych osłon na zasadach sprecyzowanych w Programie), 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

rezerwy 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 Spółkę 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, z wyłączeniem przypadków szczególnych, o których mowa poniżej, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki PGNiG S.A. oraz w podmiotach Grupy Kapitałowej.

Wyżej wymieniony wyjątek dotyczył podmiotów, które zostały wymienione w Programie jako uprawnione do jego stosowania, jeżeli zostanie podjęta stosowna uchwała ich Zgromadzeń Wspólników, a które znalazły się w trudnej sytuacji finansowej uniemożliwiającej ponoszenie samodzielnie przez zainteresowaną spółkę wszystkich wymaganych Programem kosztów racjonalizacji zatrudnienia. Podmioty takie, zgodnie z założeniami Programu mają możliwość, wnioskowania o skorzystanie przez ich byłych pracowników, z którymi rozwiązano stosunek pracy, ze środków kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji, o ile WZ PGNiG S.A. wyrazi na to zgodę.

Z takiej możliwości skorzystała spółka ZUN Naftomet Sp. z o.o. (obecnie Oddział Naftomet w Krośnie spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o.), która wystąpiła z wnioskiem w sprawie użycia środków z kapitału rezerwowego CFR na zasadach przewidzianych w Programie, na jednorazowe wypłaty (osłony) dla 35 byłych pracowników w wysokości 1.774,1 tysięcy złotych. Wniosek ten został przyjęty Uchwałą NWZ PGNiG S.A. z dnia 24 lutego 2011 roku oraz zrealizowany.

Na podstawie Uchwały NWZ PGNiG S.A. z dnia 5 października 2011 roku świadczenia osłonowe z CFR zostaną wypłacone, po wygaśnięciu stosunku pracy, 124 byłym pracownikom spółek:

- ZUN Naftomet Sp. z o.o. (obecnie Oddział Naftomet w Krośnie spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o.) – 25 pracownikom, w łącznej kwocie 1.144,7 tysięcy złotych;
- BUG Gazobudowa Sp. z o.o. (obecnie Oddział Gazobudowa w Zabrze spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o.)- 99 pracownikom, w łącznej kwocie 5.235,9 tysięcy złotych.

40. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

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

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

	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych	4 998 977	2 199 101
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	3 432 510	3 453 293
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 504 792)	(1 373 292)
Zadłużenie netto	6 926 695	4 279 102
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	24 489 851	23 506 046
Kapitał i zadłużenie netto	31 416 546	27 785 148
Wskaźnik dźwigni	22,0%	15,4%

41. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

1. Nabycie akcji spółki PGNiG Termika S.A. (poprzednio Vattenfall Heat Poland S.A.)

Dnia 11 stycznia 2012 r. PGNiG SPV 1 Sp. z o. o. jednostka zależna od PGNiG S.A. przejęła kontrolę nad Vattenfall Heat Poland S.A. (obecnie PGNiG Termika S.A.), której głównym obszarem działalności jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, nabywając 99,84% akcji i 99,84 praw głosu za cenę nabycia akcji PGNiG Termika S.A. Zgodnie z przedwstępną umową sprzedaży akcji cena nabycia wyniosła 2.957.456 tysięcy zł. W oparciu o zapisy umowy powyższa wartość została powiększona o koszty odsetek w wysokości 5% za okres 4 miesięcy od dnia podpisania umowy oraz 6% za okres rozpoczynający się piątego miesiąca po dniu podpisania umowy, a kończący się w dniu objęcia kontroli. Ostateczna cena nabycia wynosi 3.016.700 tysięcy zł.

Przejęcie kontroli nad PGNiG Termika S.A. umożliwi Grupie PGNiG dywersyfikację źródeł osiąganych przychodów zgodnie ze zaktualizowaną strategią Grupy Kapitałowej PGNiG, według której energetyka jest jednym z trzech kluczowych obszarów rozwoju Grupy.

Dzięki transakcji Grupa Kapitałowa PGNiG staje się koncernem multienergetycznym, dostarczającym klientom ciepło, prąd i gaz.

Na dzień sporządzenia sprawozdania spółka PGNiG SPV 1 Sp. z o. o. poniosła koszty związane z transakcją nabycia w wysokości 7.542 tysiące złotych. Dotyczyły one głównie kosztów usług doradczych oraz wynagrodzenia prowizyjnego z tytułu usługi brokerskiej. Koszty te zostaną ujęte w wyniku finansowym Grupy za rok kończący się dnia 31 grudnia 2012 roku.

Z uwagi na fakt, iż transakcja przejęcia nastąpiła po zakończeniu okresu sprawozdawczego, wartość zysku lub straty jednostki przejmowanej nie została uwzględniona w wyniku finansowym PGNiG SPV 1 Sp. z o. o. za okres sprawozdawczy kończący się 31 grudnia 2011 roku.

Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oszacowanie wartości godziwej nabytych aktywów i przejętych zobowiązań jest w trakcie realizacji. Proces rozliczenia ceny nabycia nie został zakończony na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. W związku z tym nie przedstawiono dodatkowych ujawnień dotyczących tych pozycji.

2. Pozostałe zdarzenia po dniu bilansowym:

a. 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 WIBOR 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.

b. 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.

- c. 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.

- d. 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.

- e. 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.

Gaz System S.A. uzasadnił konieczność wprowadzenia ograniczeń dla odbiorców „spodziewanym wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny wysokometanowy do poziomu przekraczającego 70 mln m³/dobę i zagrożeniem niezbilansowania systemu przesyłowego.”

- f. 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.

- g. 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.

- h. 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+.

- i. 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.

- j. 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 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.

- k. 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.