



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**ROCZNE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE
FINANSOWE**

**ZA ROK ZAKOŃCZONY
31 GRUDNIA 2009 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	16
3. SEGMENTY OPERACYJNE.....	38
4. KOSZTY OPERACYJNE	41
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	42
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	42
7. PODATEK DOCHODOWY	43
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	46
9. ZYSK/STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ	46
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY PRZEZ JEDNOSTĘ DOMINUJĄCĄ.....	46
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	47
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE.....	50
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	51
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTEPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE	53
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	53
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	54
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	54
18. ZAPASY	54
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	55
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO.....	56
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	57
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE.....	57
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	57
24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	57
25. AKTYWA WARUNKOWE	58
26. KAPITAŁ PODSTAWOWY	60
27. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE.....	61
28. REZERWY	64
29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	65
30. REZERWA NA PODATEK ODROZONY	66
31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE.....	66
32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA.....	66
33. 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	67
34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	69
35. INSTRUMENTY POCHODNE	80
36. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE.....	84
37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	86
38. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	87
39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH).....	97
40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ.....	97
41. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM.....	98
42. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNIG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW	98
43. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	99

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu	Michał Szubski
Wiceprezes Zarządu	Mirosław Dobrut
Wiceprezes Zarządu	Radosław Dudziński
Wiceprezes Zarządu	Sławomir Hinc
Wiceprezes Zarządu	Mirosław Szałuba
Wiceprezes Zarządu	Waldemar Wójcik

Warszawa, 3 marca 2010 roku

WYBRANE DANE FINANSOWE
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
I. Przychody ze sprzedaży	19 290 441	18 432 048	4 444 188	5 218 439
II. Zysk\Strata z działalności operacyjnej	1 333 773	800 678	307 278	226 686
III. Zysk\Strata przed opodatkowaniem	1 442 103	935 366	332 236	264 819
VI. Zysk\Strata netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 201 959	865 297	276 911	244 981
V. Zysk\Strata netto	1 203 606	865 742	277 290	245 107
VI. Całkowite dochody przypadające na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 215 680	814 821	280 072	230 690
VII. Całkowite dochody razem	1 217 327	815 266	280 451	230 816
VIII. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 554 924	1 492 920	588 611	422 672
IX. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 637 658)	(2 208 895)	(838 054)	(625 377)
X. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	858 187	551 970	197 712	156 272
XI. Środki pieniężne netto, razem	(224 547)	(164 005)	(51 732)	(46 433)
XII. Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej (w złotych/euro)	0,20	0,15	0,05	0,04
	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008
XIII. Aktywa razem	31 082 170	29 745 277	7 565 885	7 129 057
XIV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	9 680 122	9 029 352	2 356 293	2 164 067
XV. Zobowiązania długoterminowe	3 779 920	4 058 629	920 092	972 732
XVI. Zobowiązania krótkoterminowe	5 900 202	4 970 723	1 436 201	1 191 335
XVII. Kapitał własny	21 402 048	20 715 925	5 209 592	4 964 990
XVIII. Kapitał podstawowy	5 900 000	5 900 000	1 436 152	1 414 054
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 złotych/euro)	3,63	3,51	0,88	0,84
XXI. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych/euro)	0,09	0,19	0,02	0,05

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

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

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalane przez NBP

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Średni kurs w okresie	4,3406	3,5321
Kurs na koniec okresu	4,1082	4,1724

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009 (w tysiącach złotych)	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Przychody ze sprzedaży	3	19 290 441	18 432 048
Zużycie surowców i materiałów	4	(11 418 994)	(11 631 681)
Świadczenia pracownicze	4	(2 454 298)	(2 161 954)
Amortyzacja		(1 496 212)	(1 424 944)
Usługi obce	4	(3 067 370)	(2 789 154)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		900 131	739 034
Pozostałe koszty operacyjne, netto	4	(419 925)	(362 671)
Koszty operacyjne razem		(17 956 668)	(17 631 370)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej		1 333 773	800 678
Przychody finansowe	5	203 315	213 238
Koszty finansowe	5	(94 626)	(78 771)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	(359)	221
Zysk/Strata przed opodatkowaniem		1 442 103	935 366
Podatek dochodowy	7	(238 497)	(69 624)
Zysk/Strata netto		1 203 606	865 742
Przypisany:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 201 959	865 297
Udziałowcom mniejszościowym		1 647	445
Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	9	0,20	0,15

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009 (w tysiącach złotych)	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zysk/Strata netto		1 203 606	865 742
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(12 102)	(8 849)
Wycena instrumentów zabezpieczających		-	-
Wycena instrumentów finansowych		31 880	(50 320)
Podatek odroczoney dotyczący innych całkowitych dochodów		(6 057)	9 561
Inne		-	(868)
Inne całkowite dochody netto		13 721	(50 476)
Całkowite dochody razem		1 217 327	815 266
Przypisane:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 215 680	814 821
Udziałowcom mniejszościowym		1 647	445

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 31 grudnia 2009 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
(w tysiącach złotych)			
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	11	22 888 917	20 587 027
Nieruchomości inwestycyjne	12	7 480	8 181
Wartości niematerialne	13	173 459	151 721
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	556 523	556 882
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	89 789	42 935
Inne aktywa finansowe	15	299 879	676 634
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	599 893	514 867
Pozostałe aktywa trwałe	17	49 373	35 343
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		24 665 313	22 573 590
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	1 258 870	1 721 259
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	3 680 039	3 716 923
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	199 413	59 614
Rozliczenia międzyokresowe	21	55 253	70 262
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	7 467	6 495
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	18 002	174 186
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	1 196 325	1 421 939
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	24	1 488	1 009
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		6 416 857	7 171 687
Suma Aktywów		31 082 170	29 745 277
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	26	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(51 162)	(39 060)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		11 455 447	10 729 053
Zyski/Straty zatrzymane		2 347 193	2 376 809
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)		21 391 571	20 706 895
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych		10 477	9 030
Kapitał własny razem		21 402 048	20 715 925
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	44 086	41 055
Rezerwy	28	1 315 759	1 501 939
Przychody przyszłych okresów	29	1 132 997	1 139 332
Rezerwa na podatek odroczonego	30	1 268 432	1 352 241
Inne zobowiązania długoterminowe	31	18 646	24 062
Zobowiązania długoterminowe razem		3 779 920	4 058 629
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	32	2 733 417	3 222 540
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	1 984 077	871 755
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	260 428	16 723
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	47 409	47 552
Rezerwy	28	240 240	173 382
Przychody przyszłych okresów	29	634 631	638 771
Zobowiązania krótkoterminowe razem		5 900 202	4 970 723
Suma Zobowiązań		9 680 122	9 029 352
Suma Pasywów		31 082 170	29 745 277

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
	(w tysiącach złotych)	
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/Strata netto	1 203 606	865 742
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	359	(221)
Amortyzacja	1 496 212	1 424 944
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(248 944)	43 521
Odsetki i dywidendy netto	12 727	(141 569)
Zysk/Strata na działalności inwestycyjnej	(211 674)	(83 701)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	238 497	69 624
Podatek dochodowy zapłacony	(556 033)	(609 555)
Pozostałe pozycje netto	33 684 638	(105 779)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	2 619 388	1 463 006
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	33 61 810	(501 898)
Zmiana stanu zapasów	33 462 389	(505 236)
Zmiana stanu rezerw	33 (8 111)	38 555
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	33 (570 873)	861 225
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	33 979	(10 948)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	33 (10 658)	148 216
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 554 924	1 492 920
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	23 936	21 048
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	137	-
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	12 108	73 682
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(3 840 760)	(2 579 468)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	(5 098)	(78 000)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	(5 000)	-
Otrzymane odsetki	47 168	135 164
Otrzymane dywidendy	8 287	4 770
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	40 111	92 840
Pozostałe pozycje netto	81 453	121 069
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 637 658)	(2 208 895)
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	1 178 927	807 316
Wpływy z emisji papierów dłużnych	-	-
Spłata kredytów i pożyczek	(66 618)	(37 469)
Wykup papierów dłużnych	-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(36 380)	(34 825)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wypłacone dywidendy	(148 501)	(171 006)
Zapłacone odsetki	(67 888)	(9 737)
Pozostałe pozycje netto	(1 353)	(2 309)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	858 187	551 970
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(224 547)	(164 005)
Różnice kursowe netto	(1 067)	2 309
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 420 863	1 584 868
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 196 316	1 420 863

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitały mniejszości	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane			Razem
	(w tysiącach złotych)							
Stan na 1 stycznia 2009	5 900 000	(39 060)	1 740 093	10 729 053	2 376 809	20 706 895	9 030	20 715 925
Przeniesienia	-	-	-	700 571	(700 575)	(4)	4	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(531 000)	(531 000)	(204)	(531 204)
Całkowite dochody za rok 2009	-	(12 102)	-	25 823	1 201 959	1 215 680	1 647	1 217 327
Stan na 31 grudnia 2009	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 347 193	21 391 571	10 477	21 402 048
Stan na 1 stycznia 2008	5 900 000	(44 525)	1 740 093	3 478 081	9 939 427	21 013 076	8 689	21 021 765
Przeniesienia	-	14 314	-	7 291 731	(7 306 045)	-	-	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(1 121 000)	(1 121 000)	(106)	(1 121 106)
Całkowite dochody za rok 2008	-	(8 849)	-	(40 759)	864 427	814 819	447	815 266
Stan na 31 grudnia 2008	5 900 000	(39 060)	1 740 093	10 729 053	2 376 809	20 706 895	9 030	20 715 925

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 31 grudnia 2009 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. („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 warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobywanie 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, wydobywanie 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. Wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu.

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

Sprawozdaniem objęto okres od 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 grudnia 2009 roku, a dla danych porównawczych okres od 1 stycznia 2008 roku do dnia 31 grudnia 2008 roku.

1.4. Sprawozdanie zawiera dane łączne

Sprawozdanie zawiera dane łączne Jednostki Dominującej, 23 spółek zależnych (w tym 1 spółka zależna pośrednio) 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 2009 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 35 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

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

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Firma spółki	Kapitał zakładowy w złotych	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.	
Spółki zależne od PGNiG S.A.					
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasto Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	951 327 000,00	951 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	INVESTGAS S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
11	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
12	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
13	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
14	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
15	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
16	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
17	B.S. i P.G. Gazoprojekt S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
18	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
19	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
20	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
21	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
22	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
23	NYSAGAZ Sp. z o.o.	6 800 000,00	3 468 000,00	51,00%	51,00%
24	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
25	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
26	PPUIH TURGAZ Sp. z o.o. w likwidacji	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%
27	PGNiG Energia S.A.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.					
28	GEOFIZYKA Kraków Libya JSC (LYD) ¹⁾	1 000 000,00 ²⁾	600 000,00	60,00%	60,00%
29	Geofizyka Torun Kish Ltd (Rial) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00 ³⁾	100,00%	100,00%
30	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
31	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
32	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
33	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
34	NAFT-STAL Sp. z o.o.	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%
35	Powisłe Park Sp. z o.o. (Warszawa)	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%

¹⁾ Wartości podane w walutach obcych.

²⁾ Kapitał opłacony - 300 000,00 dinarów libijskich, w tym GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. opłaciła 180 000,00 dinarów libijskich.

³⁾ Kapitał nieopłacony.

Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją na koniec 2009 roku

Nazwa jednostki	Siedziba	Procentowy udział w kapitale	
		31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Spółki zależne			
GK GEOFIZYKA Kraków ²⁾	Polska	100,00%	100,00%
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków ³⁾	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Norway AS	Norwegia	100,00%	100,00%
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa ⁴⁾	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%
BUG Gazobudowa Sp. z o. o. Zabrze	Polska	100,00%	100,00%
Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	Polska	88,83%	88,83%
Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
B.S. i P.G. Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%
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%	-
Spółka zależna od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o. o.			
NAFT-STAL Sp. z o.o.	Polska	59,88%	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
SGT EUROPOL GAZ S.A. ¹⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

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

²⁾ GK GEOFIZYKA Kraków obejmuje Geofizykę Kraków Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną GEOFIZYKA Kraków Libya JSC.

³⁾ GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o. o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E.

⁴⁾ GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o., która została objęta konsolidacją od I kwartału 2009 roku.

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 2009 roku najistotniejsze zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG obejmowały:

- Rejestracja w KRS podwyższenia (które miało miejsce w 2008 roku) kapitału zakładowego Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 54.899 tysięcy złotych do poziomu 1.033.186 tysięcy złotych. Rejestracja w KRS nastąpiła 22 stycznia 2009 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- Podwyższenie kapitału zakładowego Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. o kwotę 3.321 tysięcy złotych do poziomu 658.384 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 12 maja 2009 roku;
- Podwyższenie kapitału zakładowego Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. o kwotę 4.062 tysięcy złotych do poziomu 1.255.800 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 11 maja 2009 roku;
- Rejestracja w KRS podwyższenia (które miało miejsce w 2008 roku) kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. o kwotę 10.808 tysięcy złotych oraz podwyższenie

kapitału zakładowego o kwotę 850 tysięcy złotych do poziomu 1.300.338 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS o kwotę 10.808 tysięcy złotych nastąpiła w dniu 22 czerwca 2009 roku. Podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 850 tysięcy złotych nie było na 31 grudnia 2009 roku zarejestrowane w KRS (rejestracja nastąpiła 4 stycznia 2010 roku). Nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;

- Podwyższenie kapitału zakładowego spółki NYSAGAZ Sp. z o.o. o kwotę 3.100 tysięcy złotych (z tego udział PGNiG S.A. w tej operacji wynosił 1.581 tysięcy złotych) do poziomu 6.800 tysięcy złotych; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 16 września 2009 roku.
- Podwyższenie kapitału zakładowego spółki PGNiG Norway AS o kwotę 454.000 tysięcy NOK to jest 224.548 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 28 września 2009 roku) do poziomu 951.327 tysięcy NOK. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki we właściwym sądzie miała miejsce w dniu 5 listopada 2009 roku.
- W dniu 7 grudnia 2009 roku zawiązana została spółka PGNiG Energia S.A. w organizacji; kapitał zakładowy spółki wynosi 5.000 tysięcy złotych i dzieli się na 50.000 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda; wszystkie akcje objęte zostały przez PGNiG S.A. Spółka nie była na 31 grudnia 2009 roku zarejestrowana w KRS (rejestracja nastąpiła w dniu 11 stycznia 2010 roku).
- W 2009 roku Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A. zawiązały spółkę celową pod firmą Powiśle Park Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, której celem jest budowa siedziby MSG Sp. z o.o. oraz lokali mieszkalnych i biurowo-usługowych, przewidzianych do zbycia: spółka została utworzona na czas potrzebny do realizacji inwestycji; kapitał zakładowy utworzonej spółki wynosi 78.131 tysięcy złotych, przy czym MSG Sp. z o.o. objęła 76.131 udziałów o wartości nominalnej 1.000 złotych każdy, na łączną kwotę 76.131 tysięcy złotych, a B.S. i P.G. Gazoprojekt S.A. objęła 2.000 udziałów o wartości nominalnej 1.000 złotych każdy, na łączną kwotę 2.000 tysięcy złotych; rejestracja Powiśle Park Sp. z o.o. w KRS miała miejsce 18 marca 2009 roku.
- 17 grudnia 2009 roku NZW spółki Powiśle Park Sp. z o.o. podjęło uchwałę w przedmiocie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 3.000 tysięcy złotych do poziomu 81.131 tysięcy złotych poprzez utworzenie 3.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 złotych każdy; nowe udziały zostały objęte przez B.S. i P.G. Gazoprojekt S.A. i pokryte wkładem pieniężnym; w wyniku powyższej operacji udział Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w kapitale zakładowym spółki Powiśle Park Sp. z o.o. spadł do 93,8%, natomiast udział B.S. i P.G. Gazoprojekt S.A. wzrósł do 6,2%; do dnia sporządzenia sprawozdania podwyższenie kapitału zakładowego nie zostało zarejestrowane w KRS.

Pozostałe zmiany wielkości udziału PGNiG S.A. w spółkach związane były z następującymi operacjami:

- W dniu 12 marca 2009 roku POGC – Libya BV zawarła z PGNiG S.A. umowę wkładu, na mocy której PGNiG S.A. zobowiązało się do dopłaty do udziałów (agio) w kwocie 47.500 tysięcy EUR. W tym samym dniu obydwie spółki podpisały aneks do Umowy pożyczki z 18 czerwca 2008 roku ustalający nowy termin i walutę spłaty pożyczki. Zgodnie z powyższymi umowami, w dniu ich podpisania, dokonano potrącenia części zobowiązania PGNiG S.A. do wpłaty z kwotą wierzytelności od POGC – Libya BV z tytułu pożyczki z odsetkami. Pozostała kwota wpłaty została wniesiona w trzech transzach. Pierwsza transza w kwocie 11.603 tysięcy EUR została wpłacona w dniu 19 marca 2009 roku. Transze II i III, wynosiły po 10.000 tysięcy EUR. Transza II została wpłacona 1 lipca 2009 roku, a transza III została wpłacona 1 października 2009 roku;
- W dniu 22 kwietnia 2009 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PPUiH TURGAZ Sp. z o.o. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i rozpoczęciu procesu jej likwidacji;
- W dniu 31 sierpnia 2009 roku sąd wydał postanowienie zgodnie z którym spółka TENET 7 Sp. z o.o., będąca w stanie likwidacji, została wykreślona z rejestru przedsiębiorców w KRS;

- W dniu 24 września 2009 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki Agencja Rozwoju Regionalnego „Karpaty” S.A. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i rozpoczęciu procesu jej likwidacji.
- Zgodnie z umową z dnia 23 października 2009 roku spółka PGNiG S.A. sprzedała 10 akcji spółki Agencja Rozwoju Pomorza S.A. z siedzibą w Gdańsku na rzecz Województwa Pomorskiego za łączną kwotę 132,1 tysięcy złotych. Przedmiotowe akcje stanowiły 0,64% kapitału zakładowego spółki. Przejście własności akcji na kupującego nastąpiło w dniu 30 października 2009 roku.
- Podwyższenie kapitału zakładowego spółki IZOSTAL S.A. o kwotę 12.000 tysięcy złotych do poziomu 41.488 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 18 grudnia 2009 roku. Spółka PGNiG S.A. nie uczestniczyła w tej operacji w związku z czym udział w kapitale zakładowym spadł do poziomu 3,28%.

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 2009 roku wchodziło sześć osób:

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

W 2009 roku miała miejsce następująca zmiana w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na posiedzeniu w dniu 28 stycznia 2009 roku powołała w skład Zarządu PGNiG S.A. Pana Waldemara Wójcika.

Po 31 grudnia 2009 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Zarządu PGNiG S.A.

1.8. Prokurenci PGNiG S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku prokurentami PGNiG S.A. byli:

- Ewa Bernacik,
- Mieczysław Jakiel,
- Tadeusz Kulczyk.

W 2009 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Prokurentów PGNiG S.A.:

W dniu 14 lutego 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Markowi Dobryniowskiemu oraz Panu Waldemarowi Wójcikowi. Jednocześnie Zarząd PGNiG S.A. powołał na prokurentów Spółki Pana Tadeusza Kulczyka oraz Pana Zbigniewa Króla.

W dniu 28 kwietnia 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Zbigniewowi Królowi. Jednocześnie Zarząd PGNiG S.A. powołał na Prokurenta Spółki Pana Mieczysława Jakiela.

W dniu 31 grudnia 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Stanisławowi Radeckiemu.

Po 31 grudnia 2009 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.:

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania prokurentami PGNiG S.A. były następujące osoby:

- Ewa Bernacik,
- Mieczysław Jakiel,
- Tadeusz Kulczyk.

Udzielone prokury są prokurami łącznymi, tj. dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie prokurenta łącznie z członkiem Zarządu 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 2009 roku Rada Nadzorcza składała się z ośmiu 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,
- Marek Karabuła - Członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej - Członek Rady Nadzorczej.

W 2009 roku miała miejsce następująca zmiana w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

W dniu 16 czerwca 2009 roku Pan Maciej Kaliski złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej spółki PGNiG S.A.

Po 31 grudnia 2009 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

1.10. Akcjonariat PGNiG S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku struktura akcjonariatu PGNiG S.A. była następująca:

Podmiot	Siedziba	Ilość akcji	% posiadanego kapitału	% posiadanych praw głosów
Skarb Państwa	Warszawa	4 303 686 368	72,94%	72,94%
Pozostali	-	1 596 313 632	27,06%	27,06%
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 2009 roku nie wystąpiły połączenia Jednostki Dominującej oraz spółek Grupy z innymi spółkami handlowymi.

11.13. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 22 marca 2010 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 polskich (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 2009 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 2009 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 mniejszości to ta część wyniku finansowego i aktywów netto, która nie należy do Grupy. Udziały mniejszości 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 powiązanymi 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 UE, mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2009 roku.

- *MSSF 8 „Segmenty operacyjne”* – zatwierdzony w UE w dniu 21 listopada 2007 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” oraz do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe”* - Koszt inwestycji w jednostce zależnej, jednostce współkontrolowanej lub stowarzyszonej, zatwierdzone w UE w dniu 23 stycznia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSSF 4 „Umowy ubezpieczeniowe” i MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji”* - Podniesienie jakości ujawnianych informacji dotyczących instrumentów finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 27 listopada 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *MSSF (2008) Zmiany do Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej”*- dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do Standardów opublikowane w dniu 22 maja 2008 roku (MSR 1, MSSF 5, MSR 8, MSR 10, MSR 16, MSR 19, MSR 20, MSR 23, MSR 27, MSR 28, MSR 29, MSR 31, MSR 34, MSR 36, MSR 38, MSR 39, MSR 40, MSR 41) ukierunkowane głównie na usuwanie niezgodności i uściślenie słownictwa, zatwierdzone w UE w dniu 23 stycznia 2009 roku (większość poprawek obowiązuje dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” i MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”*- Instrumenty finansowe z opcją sprzedaży oraz obowiązki związane z likwidacją, zatwierdzone w UE w dniu 21 stycznia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” oraz do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji”*- Przekwalifikowanie aktywów finansowych, data wejścia w życie i przepisy przejściowe, zatwierdzone w UE w dniu 9 września 2009 (wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2008 roku),
- *MSR 1 (znowelizowany) „Prezentacja sprawozdań finansowych”*- Zrewidowana prezentacja, zatwierdzony w UE w dniu 17 grudnia 2008 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *MSR 23 (znowelizowany) „Koszty finansowania zewnętrznego”* - zatwierdzony w UE w dniu 10 grudnia 2008 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji”*- Warunki nabycia uprawnień oraz anulowania, zatwierdzone w UE w dniu 16 grudnia 2008 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do KIMSF 9 „Ponowna ocena wbudowanych instrumentów pochodnych” oraz do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena”* - Wbudowane instrumenty pochodne (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych kończących się 30 czerwca 2009 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 11 „MSSF 2 – Wydanie akcji w ramach grupy i transakcje w nabytych akcjach własnych”* zatwierdzona w UE w dniu 1 czerwca 2007 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 marca 2008 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 13 „Programy lojalnościowe”* - zatwierdzona w UE w dniu 16 grudnia 2008 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 14 „MSR 19 – Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności”* - zatwierdzona w UE w dniu 16 grudnia 2008 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie).

Z wyjątkiem zaktualizowanego MSR 1 oraz zaktualizowanego MSR 23, przyjęcie powyższych standardów i interpretacji nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Grupy ani w prezentacji sprawozdań finansowych.

Zastosowanie zaktualizowanego MSR 1

Zmiana MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, obejmuje zmiany dotyczące nazewnictwa podstawowych sprawozdań finansowych oraz prezentacji bilansu, rachunku zysków i strat oraz zmian w kapitale własnym.

W związku z zastosowaniem przez Grupę zmienionego MSR 1 skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym przedstawia tylko transakcje z właścicielami. Pozostałe elementy zostały ujęte oddzielnie w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitego dochodu.

Ponadto Grupa dokonała zmiany nazw podstawowych sprawozdań finansowych:

Poprzednia nazwa	Obecna nazwa
Rachunek zysków i strat	Rachunek zysków i strat*
-	Sprawozdanie z całkowitego dochodu*
Bilans	Sprawozdanie z sytuacji finansowej
Rachunek przepływów pieniężnych	Sprawozdanie z przepływów pieniężnych
Zestawienie zmian w kapitale własnym	Sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

*Grupa wybrała wariant prezentacji dwóch odrębnych sprawozdań: rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitego dochodu.

W związku ze zmianą nazwy bilansu, oznaczenie „wartość bilansowa” zostało zastąpione przez „wartość księgową netto”.

Zastosowanie zaktualizowanego MSR 23

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku, koszty finansowania zewnętrznego, które można bezpośrednio przyporządkować nabyciu, budowie lub wytworzeniu dostosowywanego składnika aktywów, są kapitalizowane jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tego składnika aktywów. 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. Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Grupa aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. W 2009 roku kwota aktywowanych kosztów finansowych wyniosła 22,9 milionów złotych.

Zastosowanie MSSF 8

Od 1 stycznia 2009 roku MSSF 8 „Segmenty operacyjne” zastąpił MSR 14 „Sprawozdawczość dotycząca segmentów działalności”. MSSF 8 wymaga ujawnienia danych dotyczących segmentów operacyjnych Grupy opartych na raportach wewnętrznych używanych przez GDO (Głównych Decydentów Operacyjnych) i służących podejmowaniu decyzji dotyczących alokacji zasobów i ocenie wyników segmentów operacyjnych. Wartości podlegające ujawnieniu powinny odpowiadać wartościom raportowanym wewnętrznie do GDO i nie muszą być zgodne z MSSF. MSR 14 wymagał ujawnienia informacji w zakresie segmentów działalności i segmentów geograficznych.

Działalność GK PGNiG zorganizowana jest w czterech segmentach działalności:

- Segment poszukiwanie i wydobywanie,
- Segment obrót i magazynowanie,
- Segment dystrybucji,
- Segment pozostałe.

Szczegółowy opis rodzajów segmentów działalności, przypisania spółek do segmentów oraz informacja o podstawowych wielkościach ekonomicznych dla poszczególnych segmentów znajdują się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej.

W stosunku do ostatniego sprawozdania rocznego nie nastąpiły żadne zmiany w zasadach wyodrębnienia segmentów sprawozdawczych.

Grupa dokonuje oceny wyników segmentów na podstawie przychodów, nakładów inwestycyjnych, EBIT (zysk przed odliczeniem odsetek i podatku) i EBITDA (zysk przed odliczeniem odsetek, podatku i amortyzacji). Przychody i nakłady inwestycyjne są wyceniane tak jak w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. EBIT i EBITDA nie są formalną miarą stosowaną do oceny wyników zgodnie z MSSF. EBIT stanowi zysk operacyjny. EBITDA stanowi zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji oraz odwrócenia/utworzenia odpisów z tytułu utraty wartości dla wartości firmy i innych aktywów trwałych. Finansowanie Grupy oraz podatki dochodowe (aczkolwiek Grupa nie jest formalnie podatkową grupą kapitałową) są zarządzane na poziomie całej Grupy i nie są alokowane do

segmentów operacyjnych. Informacje finansowe dotyczące segmentów operacyjnych, wykorzystywane do ich oceny przez GDO przedstawiono w nocie 3 niniejszego sprawozdania.

2.2.2. Standardy i interpretacje opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie mające jeszcze zastosowania

Sporządzając niniejsze sprawozdanie finansowe Grupa nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale które nie weszły jeszcze w życie:

- *MSSF 1 (znowelizowany) „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy”* zatwierdzony w UE w dniu 25 listopada 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- *MSSF 3 (znowelizowany) „Połączenia jednostek gospodarczych”* zatwierdzony w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe”* zatwierdzone w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- *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 MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena”* zatwierdzone w UE w dniu 15 września 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 12 „Umowy na usługi koncesjonowane”* zatwierdzona w UE w dniu 25 marca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 30 marca 2009 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 15 „Umowy o budowę nieruchomości”* zatwierdzona w UE w dniu 22 lipca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 16 „Zabezpieczenie inwestycji netto w jednostce zagranicznej”* zatwierdzona w UE w dniu 4 czerwca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 30 czerwca 2009 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 17 „Przekazanie aktywów niegotówkowych właścicielom”* zatwierdzona w UE w dniu 26 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 18 „Przekazanie aktywów przez klientów”* zatwierdzona w UE w dniu 27 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie).

Grupa postanowiła nie skorzystać z możliwości wcześniejszego zastosowania powyższych standardów, zmian do standardów i interpretacji.

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 2009 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- *MSSF 9 „Instrumenty finansowe”* (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie),
- *MSSF (2009) „Zmiany Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej”*- dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do Standardów opublikowane w dniu 16 kwietnia 2009 roku (MSSF 2, MSSF 5, MSSF 8, MSR 1, MSR 7, MSR 17, MSR 18, MSR 36, MSR 38, MSR 39, KIMSF 9, KIMSF 16) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa (większość zmian obowiązuje dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 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 (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie),

- *Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy”*- dodatkowe zwolnienia dla jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy”* - ograniczone zwolnienie dla jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy w zakresie ujawnień danych porównawczych wymaganych przez MSSF 7 (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji”*- Grupowe transakcje płatności w formie akcji rozliczane w środkach pieniężnych (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 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 związane z minimalnymi wymogami finansowania (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 19 „Rozliczenie zobowiązań instrumentami kapitałowymi”* (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 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 współkontroli, w toku której strategiczne decyzje finansowe,

operacyjne i polityczne wymagają jednogłośnie poparcia wszystkich stron sprawujących wspólnie kontrolę.

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności podmiot będący współnikiem 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 współnika przedsięwzięcia, nie dokonuje się korekt i nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji.

2.3.3. Przeliczenie pozycji wyrażonych w walucie obcej

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

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

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakistańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty (PLN) dla Oddziału w Egipcie, Oddziału w Danii oraz Oddziału w Algierii, a dla jednostek zależnych (POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS) jest odpowiednio EURO oraz korona norweska (NOK). 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 pozycji rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Grupa wykazuje go według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

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

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

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

W momencie sprzedaży lub likwidacji rzeczowego aktywa trwałego, koszt historyczny oraz dotychczasowe umorzenie są usuwane 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 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, nie posiadające 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 konieczne 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, nie przeznaczone 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, od 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

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

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 bilansowej 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 z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych.

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

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z ponoszonymi przez 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.

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 każdego magazynu oddzielnie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego.

Rozchód paliwa gazowego na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe wycenia się 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 do rachunku 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 wymiernymi na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażonymi na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

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

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 bilansowej i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości bilansowej, różnicę ujmuje się w rachunku zysków i strat. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się także w rachunku zysków i strat, ale tylko do wysokości wcześniejszego 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 handlowego.

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

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

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

Efekt wyceny wynikający z zastosowania MSSF po raz pierwszy 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 są następnie wykazywane w skorygowanej cenie nabycia przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania. Różnica pomiędzy wpływami netto a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

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 jego 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,
- rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom,
- rezerwy związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na kary,
- rezerwa na potencjalne zobowiązania,
- pozostałe rezerwy.

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 podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w wysokości 10% wartości amortyzacji podatkowej majątku kopalnianego 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. Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Jednostka Dominująca dokonuje wypłat deputatów gazowych byłym pracownikom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Jednostka Dominująca zaprzestanie wypłaty deputatów. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.

2.3.20.4. 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.

2.3.20.5. Rezerwa na kary

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

2.3.20.6. 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.

2.3.20.7. 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. Są one w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 prognozowanej sprzedaży gazu oraz 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. 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 biernie 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 kapitale własnym.

2.3.28. Segmenty operacyjne

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty operacyjne jest podział według rodzajów działalności. Zastosowanie nowego MSSF 8 „Segmenty operacyjne” nie spowodowało zmiany podziału na segmenty w porównaniu z segmentami prezentowanymi w sprawozdaniach za lata poprzednie. Segmenty Grupy objęte sprawozdawczością zgodnie z MSSF są następujące:

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

c) *Segment dystrybucji*. 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 pozostała działalność*. Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. 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 2009 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylenia 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. Sprawa toczy się od 7 marca 2006 roku kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 14 maja 2009 roku Sąd Najwyższy uwzględnił zarzuty PGNiG S.A. braku szczegółowości porządku obrad Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu. W dniu 13 października 2009 roku Sąd

Apelacyjny wydał wyrok uchylający wyrok Sądu Okręgowego i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Okręgowemu.

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, toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku. Zabezpieczenie powództwa zostało utrzymane do chwili uprawomocnienia się wyroku. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. W dniu 30 lipca 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania.

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 wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zakończone w pierwszej instancji. W dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowanie o utrzymanie zabezpieczenia powództwa toczy się od 22 lipca 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. W dniu 17 lutego 2009 roku PGNiG S.A. złożyła zażalenie na ponowne uchylenie przez Sąd Okręgowy w Warszawie postanowienia o zabezpieczeniu powództwa. W dniu 23 kwietnia 2009 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie ponownie uchylił postanowienie Sądu Okręgowego o uchyleniu postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. Wyrokiem z dnia 21 grudnia 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił niekorzystny dla Spółki wyrok Sądu Okręgowego i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za 2009 rok 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 tysięcy złotych oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 84.552 tysięcy złotych a także zaktualizowała rezerwę na potencjalne zobowiązania z tytułu odsetek, zwiększając ją do wysokości 13.017,5 tysięcy złotych (z 5.459 tysięcy złotych z końca 2008 roku).

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 nocie 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 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 opisane w notcie 28. 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. 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 danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ S.A na lata 2006 – 2019, o czym mowa szerzej w notcie 6. Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń dotyczących przyszłych przepływów pieniężnych, przyjętej stopy dyskontowej oraz szacunkowego okresu przepływów pieniężnych, w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość udziałów w przyszłości.

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Zmiany prezentacji w sprawozdaniu z segmentów działalności

W obrębie segmentu poszukiwanie i wydobywanie została dokonana reklasyfikacja polegająca na przeniesieniu przychodów w kwocie 313.839 tysięcy złotych z pozycji przychodów międzysegmentowych do pozycji pozostałych kosztów. Jednocześnie o tą samą kwotę zmieniły się wartości w kolumnie eliminacji. Zmiana ta nie miała wpływu na wynik segmentu ani pozostałe wyniki w sprawozdaniu, natomiast lepiej odzwierciedla strukturę przychodów i kosztów segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Przenoszona kwota przychodów jest przychodem jednostek poszukiwawczych segmentu poszukiwanie ale w jednostkach wydobywczych staje się nakładem dlatego powinna być (i tak obecnie są prezentowane te przychody) zaprezentowana w koszcie wytworzenia świadczeń na własne potrzeby (które pomniejszają wartość kosztów) a nie w przychodach.

Oprócz powyższej Grupa nie dokonywała innych zmian w prezentacji w sprawozdaniu finansowym.

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 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2009 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 865 985	17 157 569	61 571	205 316	-	19 290 441
Sprzedaż między segmentami	1 335 187	213 004	2 978 692	255 275	(4 782 158)	-
Przychody segmentu ogółem	3 201 172	17 370 573	3 040 263	460 591	(4 782 158)	19 290 441
Amortyzacja	(621 652)	(141 880)	(722 482)	(10 198)	-	(1 496 212)
Pozostałe koszty	(2 242 915)	(17 278 701)	(1 272 981)	(429 228)	4 763 369	(16 460 456)
Koszty segmentu ogółem	(2 864 567)	(17 420 581)	(1 995 463)	(439 426)	4 763 369	(17 956 668)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	336 605	(50 008)	1 044 800	21 165	(18 789)	1 333 773
Koszty finansowe netto						108 689
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(359)				(359)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 442 103
Podatek dochodowy						(238 497)
Zysk/Strata netto						1 203 606
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	11 062 509	10 200 569	11 039 126	366 061	(2 850 302)	29 817 963
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 523				556 523
Aktywa nieprzypisane						107 791
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						599 893
Aktywa ogółem						31 082 170
Kapitał własny ogółem						21 402 048
Zobowiązania segmentu	1 608 413	2 920 963	1 872 373	136 451	(2 850 302)	3 687 898
Zobowiązania nieprzypisane						4 723 792
Rezerwa na podatek odroczonego						1 268 432
Pasywa ogółem						31 082 170
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 913 366)	(779 674)	(1 127 447)	(20 273)	-	(3 840 760)
Odpisy aktualizujące aktywa	(891 201)	(1 999 064)	(840 663)	(4 552)	-	(3 735 480)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 944)

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2008 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 129 205	16 116 182	27 763	158 898	-	18 432 048
Sprzedaż między segmentami	1 115 876	603 609	3 031 602	205 986	(4 957 073)	-
Przychody segmentu ogółem	3 245 081	16 719 791	3 059 365	364 884	(4 957 073)	18 432 048
Amortyzacja	(586 439)	(138 558)	(690 721)	(9 226)	-	(1 424 944)
Pozostałe koszty	(1 740 200)	(17 091 128)	(1 949 933)	(342 970)	4 917 805	(16 206 426)
Koszty segmentu ogółem	(2 326 639)	(17 229 686)	(2 640 654)	(352 196)	4 917 805	(17 631 370)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	918 442	(509 895)	418 711	12 688	(39 268)	800 678
Koszty finansowe netto						134 467
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		221				221
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						935 366
Podatek dochodowy						(69 624)
Zysk/Strata netto						865 742
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	10 007 258	9 985 923	10 187 503	280 628	(2 004 906)	28 456 406
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 882				556 882
Aktywa nieprzypisane						217 122
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						514 867
Aktywa ogółem						29 745 277
Kapitał własny ogółem						20 715 925
Zobowiązania segmentu	2 966 720	3 433 856	2 194 396	109 959	(2 004 906)	6 700 025
Zobowiązania nieprzypisane						977 086
Rezerwa na podatek odroczonego						1 352 241
Pasywa ogółem						29 745 277
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 453 750)	(225 258)	(879 372)	(21 088)	-	(2 579 468)
Odpisy aktualizujące aktywa	(527 823)	(1 881 643)	(1 406 907)	(5 486)	-	(3 821 859)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 346)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju (Polska). Przychody od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów na eksport (pozostałe kraje) stanowiły 4,45% (5,21% w 2008 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Sprzedaż krajowa	18 431 488	17 470 943
Gaz wysokometanowy	16 167 031	15 007 748
Gaz zaazotowany	1 281 065	1 343 745
Ropa naftowa	361 609	430 388
Hel	11 623	12 280
Gaz propan butan	36 823	42 578
Gazolina	2 664	2 950
Gaz LNG	21 366	20 209
Usługi geofizyczno - geologiczne	55 486	124 493
Usługi poszukiwawcze	100 996	137 381
Produkcja budowlano-montażowa	75 946	56 603
Usługi projektowe	40 784	17 241
Usługi hotelowe	36 472	37 054
Pozostałe usługi	193 345	172 933
Pozostałe produkty	19 188	44 758
Towary i materiały	27 090	20 582
Sprzedaż eksportowa	858 953	961 105
Gaz wysokometanowy	41 212	28 380
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	300 025	345 199
Hel	25 449	15 295
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz LNG	-	61
Usługi geofizyczno - geologiczne	170 031	236 345
Usługi poszukiwawcze	275 880	306 050
Produkcja budowlano-montażowa	22 766	7 438
Usługi projektowe	1 804	-
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	9 056	7 832
Pozostałe produkty	11 929	12 803
Towary i materiały	801	1 702
Razem	19 290 441	18 432 048

Grupa sprzedaje głównie do takich krajów jak: Szwajcaria, Indie, Kazachstan, Niemcy, Pakistan, Egipt, Tajlandia, Słowenia, Uganda, Libia, Ukraina, Belgia, Czechy, Węgry, Słowacja, Rosja, Norwegia, Dania.

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 2009 roku stanowiła 10,5% (7,51% na dzień 31 grudnia 2008 roku) ogólnej kwoty aktywów.

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	20 647 131	19 189 034
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą*	2 422 725	1 557 895
Razem	23 069 856	20 746 929

*Z tego kwota 2.151.133 tysięcy złotych na dzień 31 grudnia 2009 roku dotyczyła PGNiG Norway AS (1.260.534 - na koniec 2008 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 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Koszt sprzedanego gazu	(10 758 141)	(10 982 923)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(660 853)	(648 758)
Razem	(11 418 994)	(11 631 681)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Wynagrodzenia	(1 815 276)	(1 637 925)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(639 022)	(524 029)
Razem	(2 454 298)	(2 161 954)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zakup usług przesyłowych od OGP Gaz - System S.A.	(1 353 702)	(1 367 121)
Koszt spisanych odwertów negatywnych	(264 650)	(152 073)
Pozostałe usługi obce	(1 449 018)	(1 269 960)
Razem	(3 067 370)	(2 789 154)

4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu odpisów netto	(139 322)	(53 592)
Zmiana stanu rezerw netto	13 508	(173 602)
Podatki i opłaty	(456 319)	(450 238)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	92 920	162 075
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	311 653	(107 511)
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(229 771)	360 451
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(22 590)	(21 924)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	73 756	76 282
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	3 607	14 881
Rezerwa na koszty związane z wycofywaniem aktywów z leasingu	-	48 448
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	6 414	(30 909)
Ubezpieczenia majątkowe	(35 821)	(33 274)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(52 148)	(50 221)
Zmiana stanu zapasów	24 992	7 942
Przychody z tytułu odszkodowań, kar, grzywien, itp.	141 390	11 455
Pozostałe koszty netto	(152 194)	(122 934)
Razem	(419 925)	(362 671)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Przychody finansowe	203 315	213 238
Zysk z instrumentów pochodnych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	45 479	70 864
Dodatnie różnice kursowe	4 785	10 629
Aktualizacja wartości inwestycji	134 367	58 211
Zysk ze zbycia inwestycji	6 329	68 395
Dywidendy i udziały w zyskach	8 311	4 770
Pozostałe przychody finansowe	4 044	369
Koszty finansowe	(94 626)	(78 771)
Strata z instrumentów pochodnych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(47 346)	(17 153)
Ujemne różnice kursowe	-	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(37 199)	(52 726)
Strata ze zbycia inwestycji	-	-
Prowizje od kredytów	(1 460)	(1 897)
Koszt udzielonych gwarancji	(6 764)	(1 576)
Pozostałe koszty finansowe	(1 857)	(5 419)
Zysk/Strata z działalności finansowej	108 689	134 467

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
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	1 436 380	1 389 089
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 474 780	1 427 489
Odpis z tytułu utraty wartości	(936 080)	(888 789)
Wartość księgowa netto inwestycji	538 700	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	16 532	16 891
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	17 823	18 182
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość księgowa netto inwestycji	17 823	18 182
Razem wartość księgowa netto inwestycji	556 523	556 882

* 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 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Wartość księgowa netto inwestycji na początek okresu	556 882	557 529
Wypłacona dywidenda przez GAS-TRADING S.A.	-	(868)
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	(359)	221
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	-	-
Wycena GAS-TRADING S.A.	(359)	221
Wartość księgowa netto inwestycji na koniec okresu	556 523	556 882

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 2009 roku sporządzonego zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia (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 danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ S.A. na lata 2006 – 2019. 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 2009 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.436.380 tysięcy złotych.

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

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

Biorąc pod uwagę powyższe, Jednostka Dominująca stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyceniła wartość księgowa netto spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. na dzień 31 grudnia 2009 roku na 538.700 tysięcy złotych. Wycena ta nie uległa zmianie w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2008 roku.

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

Nota	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zysk\Strata przed opodatkowaniem	1 442 103	935 366
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(274 000)	(177 720)
Różnice trwałe pomiędzy zyskiem\stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	35 503	108 096
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(238 497)	(69 624)
Bieżący podatek dochodowy	7.2. (416 091)	(333 593)
Odroczony podatek dochodowy	7.3. 177 594	263 969
Efektywna stopa podatkowa	17%	7%

7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zysk\Strata przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	1 442 103	935 366
Korekty konsolidacyjne	127 052	935
Różnice pomiędzy zyskiem\stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	251 325	678 928
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	278 292	1 933 153
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 899 726)	(2 821 351)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	1 108 224	1 152 784
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(2 956 528)	(1 364 702)
Odliczenia od dochodu	24 455	2 648
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 820 480	1 615 229
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(345 891)	(306 894)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(70 200)	(26 699)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(416 091)	(333 593)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(416 091)	(333 593)

7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	96 657	85 720
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	(6 454)	3 111
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	(7 807)	19 260
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	47 812	(3 365)
Ujemne różnice kursowe	(25 239)	6 217
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	90 206	50 034
Strata podatkowa bieżącego okresu	-	(4 752)
Pozostałe	(1 861)	15 215
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	80 937	178 249
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	50 204	204 461
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	26 869	(23 759)
Dodatnie różnice kursowe od kredytów i lokat	4 786	(2 522)
Naliczone odsetki	3 363	(2 051)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	(2 927)	4 205
Pozostałe	(1 358)	(2 085)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	177 594	263 969
Odroczony podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach netto, w tym:	8 298	9 200
- dotyczące wyceny instrumentów finansowych	(6 057)	9 561
- dotyczące różnic z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych	14 355	(361)
Refundacja podatku dotycząca ulg inwestycyjnych (Norwegia)	(17 057)	-
Razem zmiany	168 835	273 169

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2009 roku do 31 grudnia 2009 roku.

W 2009 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. w 2008 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 2009 i w 2008 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 3 do 38 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w 2009 i w 2008 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 jest jednak związana 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 na razie jako podatek odroczony (w wysokości ujętej 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% prawdopodobna.

8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W 2009 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności. Grupa nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

9. ZYSK\STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk\strata podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku\straty netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Jednostki Dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego. Zysk\strata rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku\straty netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy (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 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zysk\strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 201 959	865 297
Zysk\strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku\straty na jedną akcję	1 201 959	865 297
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 jedna akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,20	0,15
Zysk\strata rozwodniony za okres obrotowy na jedna akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,20	0,15

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 2009				
2009-01-01	2009-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000
31 grudnia 2008				
2008-01-01	2008-12-31	5 900 000	366	5 900 000
Razem			366	5 900 000

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY PRZEZ JEDNOSTĘ DOMINUJĄCĄ

Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Wypłacona dywidenda na jedną akcję w złotych	0,09	0,19
Liczba akcji (tysiące sztuk)	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	531 000	1 121 000
- dywidenda wypłacona w formie rzeczowej do Skarbu Państwa	382 499	949 994
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej do Skarbu Państwa	1	6
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy Jednostki Dominującej	148 500	171 000

2 października 2009 roku została wypłacona dywidenda za 2008 rok, a 1 października 2008 roku dywidenda za 2007 rok.

Wpływ na wynik okresów 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.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Grunty	65 498	82 372
Budynki i budowle	13 744 065	13 557 215
Urządzenia techniczne i maszyny	2 324 912	2 322 574
Środki transportu i pozostałe	936 055	903 316
Razem środki trwałe	17 070 530	16 865 477
Środki trwałe w budowie	5 818 387	3 721 550
Razem rzeczowe aktywa trwałe	22 888 917	20 587 027

ŚRODKI TRWAŁE

31 grudnia 2009	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Zwiększenie stanu	-	32 871	9 808	107 041	149 720
Zmniejszenie stanu	(16 821)	(168 765)	(24 231)	(129 196)	(339 013)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	3 286	1 096 955	411 044	201 681	1 712 966
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 370)	184 693	(47 943)	13 067	147 447
Amortyzacja za rok obrotowy	(969)	(958 904)	(346 340)	(159 854)	(1 466 067)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	89 427	19 003 262	3 773 102	1 541 040	24 406 831
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(7 055)	(5 446 047)	(1 450 528)	(637 724)	(7 541 354)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Na dzień 31 grudnia 2009 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 31 grudnia 2009 roku	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530

31 grudnia 2008	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492
Zwiększenie stanu	1 988	1 129 077	66 973	14 463	1 212 501
Zmniejszenie stanu	(3 621)	(284 105)	(17 483)	(20 799)	(326 008)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 392	1 049 653	456 035	186 539	1 693 619
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	20	28 186	29 866	10 598	68 670
Amortyzacja za rok obrotowy	(977)	(907 848)	(341 933)	(148 039)	(1 398 797)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Na dzień 1 stycznia 2008 roku					
Wartość brutto*	89 816	17 527 458	3 309 843	1 386 222	22 313 339
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(6 246)	(4 985 206)	(1 180 727)	(525 668)	(6 697 847)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	15 615 492
Na dzień 31 grudnia 2008 roku					
Wartość brutto*	89 427	19 003 262	3 773 102	1 541 040	24 406 831
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(7 055)	(5 446 047)	(1 450 528)	(637 724)	(7 541 354)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477

*Po unettowieniu.

11.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

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

	31 grudnia 2009				31 grudnia 2008			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto
Budynki i budowle	-	-	-	-	-	-	-	-
Urządzenia techniczne i maszyny	108 689	(38 063)	-	70 626	98 010	(28 619)	-	69 391
Środki transportu i pozostałe	31 632	(6 926)	(495)	24 211	19 302	(3 310)	(490)	15 502
	140 321	(44 989)	(495)	94 837	117 312	(31 929)	(490)	84 893

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 2009 roku	2 319	1 394 026	49 915	33 823	1 480 083	395 291	1 875 374
Zwiększenie stanu	16 158	373 061	96 698	5 057	490 974	422	491 396
Zmniejszenie stanu	(13 788)	(557 754)	(48 755)	(18 124)	(638 421)	(49 638)	(688 059)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	4 689	1 209 333	97 858	20 756	1 332 636	346 075	1 678 711
Na dzień 1 stycznia 2008 roku*	2 339	1 422 212	79 781	44 421	1 548 753	379 105	1 927 858
Zwiększenie stanu	886	303 260	52 778	3 363	360 287	81 420	441 707
Zmniejszenie stanu	(906)	(331 446)	(82 644)	(13 961)	(428 957)	(65 234)	(494 191)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku*	2 319	1 394 026	49 915	33 823	1 480 083	395 291	1 875 374

*Po unettowieniu.

Unettowienie. Sporządzając pierwsze sprawozdanie finansowe zgodne z MSSF Spółka ustaliła zakładany koszt jako wartość godziwą. Ustalając wartość godziwą Spółka dokonała oceny możliwości odzyskania ustalonej wartości środków trwałych, a w przypadku braku odzyskiwalności Spółka dokonała odpowiedniej korekty wartości i prezentowała dotychczas te korektę jako odpis z tytułu utraty wartości. W 2009 roku Grupa pomniejszyła wartość początkową i odpis o tą korektę na dzień 1 stycznia 2008 roku.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 1.480.083 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 88.584 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 1.360.789 tysięcy złotych,
- pozostały 30.710 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 490.974 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 379.906 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę 638.421 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 55.850. tysięcy złotych a na majątek dystrybucyjny 579.777 tysięcy złotych).

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 1.332.636 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 412.640 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 780.121 tysięcy złotych,
- pozostały 139.875 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2009 roku, 315.772 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2008 roku odpis ten wyniósł 361.362 tysięcy złotych).

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	8 181	10 578
Zwiększenie stanu	-	1 759
Zmniejszenie stanu	(2 327)	(4 357)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	1 055	160
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	1 175	575
Amortyzacja za rok obrotowy	(604)	(534)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	7 480	8 181
Na początek okresu		
Wartość brutto	11 066	14 130
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 885)	(3 552)
Wartość księgowa netto	8 181	10 578
Na koniec okresu		
Wartość brutto	9 829	11 066
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 349)	(2 885)
Wartość księgowa netto	7 480	8 181

Składnikami inwestycji w nieruchomości Grupy 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 4.963 tysięcy złotych (4.201 tysięcy złotych na koniec 2008 roku), natomiast wartość księgowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 2.294 tysięcy złotych (3.755 tysięcy złotych na koniec 2008 roku). Wartość gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów wynosiła 223 tysięcy złotych na koniec bieżącego okresu (225 tysięcy złotych na koniec 2008 roku).

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 4.141 tysięcy złotych (2.942 tysiące złotych w 2008 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 2.529 tysięcy złotych (2.478 tysięcy złotych w 2008 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 2009	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów*	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1 459	-	51 134	99 128	151 721
Zwiększenie stanu	-	-	4 878	6 213	11 091
Zmniejszenie stanu	-	-	(9 388)	(9 444)	(18 832)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 110	-	2 573	47 944	51 627
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(179)	7 572	7 393
Amortyzacja za rok obrotowy	(372)	-	(635)	(28 534)	(29 541)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	2 693	-	66 200	214 396	283 289
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 234)	-	(15 066)	(115 268)	(131 568)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	1 459	-	51 134	99 128	151 721
Na dzień 31 grudnia 2009 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 31 grudnia 2009 roku	2 197	-	48 383	122 879	173 459

* Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na koniec 31 grudnia 2009 roku 481.425 tysięcy złotych (481.758 tysięcy złotych na koniec 2008 roku).

31 grudnia 2008	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1 132	-	13 691	69 813	84 636
Zwiększenie stanu	-	-	18 730	5 414	24 144
Zmniejszenie stanu	-	-	(15 638)	(6 857)	(22 495)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	548	-	34 695	55 701	90 944
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	105	-	105
Amortyzacja za rok obrotowy	(221)	-	(449)	(24 943)	(25 613)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1 459	-	51 134	99 128	151 721
Na dzień 1 stycznia 2008 roku					
Wartość brutto*	2 145	-	25 555	164 250	191 950
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 013)	-	(11 864)	(94 437)	(107 314)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku	1 132	-	13 691	69 813	84 636
Na dzień 31 grudnia 2008 roku					
Wartość brutto*	2 693	-	66 394	214 396	283 483
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 234)	-	(15 260)	(115 268)	(131 762)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku	1 459	-	51 134	99 128	151 721

*Po unettowieniu

13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

Na dzień 1 stycznia 2009 roku	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Inne wartości niematerialne	Razem
Zwiększenie stanu	-	-	99	7 588	7 687
Zmniejszenie stanu	-	-	188	15	203
Zmniejszenie stanu	-	-	(9)	(7 587)	(7 596)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	-	-	278	16	294
Na dzień 1 stycznia 2008 roku*	-	-	204	7 588	7 792
Zwiększenie stanu	-	-	15	-	15
Zmniejszenie stanu	-	-	(120)	-	(120)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku*	-	-	99	7 588	7 687

*Po unettowieniu.

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	26 873	11 004
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	78 101	78 000
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	56 524	56 316
Razem brutto	161 498	145 320
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	23 084	8 153
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	59 608	27 680
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	7 097	7 102
Razem netto	89 789	42 935

* 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 nie spełniające 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 pozycji „Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży” wartość brutto 78.000 tysięcy złotych (wartość netto 59.560 tysięcy złotych) dotyczy akcji Zakładów Azotowych Mościce S.A. w Tarnowie (ZAT). Dodatnia wycena akcji ZAT w 2009 roku została ujęta w kapitale z aktualizacji wyceny. Inwestycję w tę jednostkę, Grupa traktuje jako inwestycję długoterminową, dla której istnieje aktywny rynek, w związku z tym zmiany wartości inwestycji, wynikające ze zmiany jej bieżącej wartości rynkowej, odnoszone są bezpośrednio w kapitały Grupy do momentu podjęcia decyzji o jej zbyciu.

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.1.)	283 285	674 484
Udzielone pożyczki	8 075	-
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	7 392	-
Lokaty długoterminowe	554	251
Należności z tytułu koncesji i użytkowania górniczego	-	1 435
Pozostałe	591	506
Razem brutto	299 897	676 676
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(18)	(42)
Razem netto	299 879	676 634

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.) stanowi 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 użytkowania Gaz-System S.A. Przedmiot leasingu stanowią nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe. Umowa została zawarta na okres 17 lat.

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

Wpływy związane z umową leasingu systemu przesyłowego:

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Rata odsetkowa	42 235	125 374
Rata kapitałowa	40 111	92 840
Razem	82 346	218 214

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
- poniżej 1 roku	23 093	52 385
- powyżej 1 roku do 5 lat	82 741	185 603
- powyżej 5 lat	200 544	488 881
Razem	306 378	726 869
- należności krótkoterminowe	23 093	52 385
- należności długoterminowe	283 285	674 484

16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów gazowych	3 878	7 775
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	61 166	60 723
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	3 539	6 546
Rezerwa na likwidację odwiertów	101 472	95 531
Pozostałe rezerwy	40 584	38 384
Odpisy aktualizujące środki trwałe	65 816	74 265
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	9 822	9 594
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	2 165	53
Wycena negatywna instrumentów pochodnych	50 989	3 421
Ujemne różnice kursowe	630	25 870
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	161	224
Opłata przyłączeniowa	76 553	66 180
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	5 479	19 424
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	9 761	10 788
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	148 901	65 418
Pozostałe	18 977	30 671
Razem	599 893	514 867

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Udostępnienie informacji geologicznej	25 616	28 244
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	5 503	3 618
Opłata przyłączeniowa	17 000	2 363
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	1 254	1 118
Razem	49 373	35 343

18. ZAPASY

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 255 118	1 718 379
- paliwo gazowe	968 901	1 378 648
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 238 084	1 703 697
- paliwo gazowe	968 901	1 378 648
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	11 097	11 007
Według wartości netto możliwej do uzyskania	11 018	10 888
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	8 484	5 444
Według wartości netto możliwej do uzyskania	8 421	5 384
Towary		
Według cen nabycia	1 530	1 437
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 347	1 290
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	1 258 870	1 721 259

18.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 736 267	1 245 043
Zakup	12 495 563	13 550 754
Inne zwiększenia	160 045	120 000
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(12 389 432)	(12 886 719)
Sprzedaż	(25 184)	(20 226)
Inne zmniejszenia	(701 030)	(272 585)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	1 276 229	1 736 267

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Należności z tytułu dostaw i usług	4 078 728	3 888 697
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	51 134	44 552
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	227 757	363 433
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	12 498	9 192
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	20 547	136 869
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 626	3 840
Należności z tytułu leasingu finansowego	23 093	52 385
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	7 545	1 166
Zaliczki na środki trwałe w budowie	74 833	8 391
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	84 552	84 552
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	87 466	-
Pozostałe należności	111 978	157 447
Razem należności brutto	4 782 757	4 750 524
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	166 404	270 979
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(1 102 718)	(1 033 601)
Razem należności netto	3 680 039	3 716 923
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	3 278 713	3 216 506
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	9 567	2 822
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	227 757	363 433
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	12 497	9 192
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	1 476	-
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 625	3 840
Należności z tytułu leasingu finansowego	23 093	52 385
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	31	37
Zaliczki na środki trwałe w budowie	74 833	8 391
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	-	-
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	-
Pozostałe należności	49 447	60 317
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	13 699	6 699

* 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 2009	31 grudnia 2008
Odpis aktualizujący na początek okresu	(1 033 601)	(1 086 351)
Utworzenie odpisu	(346 934)	(149 921)
Rozwiązanie odpisu	201 978	186 600
Wykorzystanie odpisu	75 878	17 944
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(39)	(1 873)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 102 718)	(1 033 601)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	47 552	281 399
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego*	139 799	42 115
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	59 614	17 499
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	199 413	59 614
Podatek dochodowy (koszt okresu)	416 091	333 593
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(556 033)	(609 555)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	47 409	47 552

*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 2009	31 grudnia 2008
Koszty zagospodarowania złóż	1 242	25 392
Ubezpieczenia majątkowe	7 577	7 961
Wycena kontraktów długoterminowych	13 331	17 571
Udostępnienie informacji geologicznej	3 052	3 020
Licencje, serwis, aktualizacja programów	7 231	1 413
Czynsze i opłaty	1 228	2 514
Koszty finansowe rozliczane w czasie	845	116
Koszty przygotowania realizacji kontraktów	9 344	2 390
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	11 403	9 885
Razem	55 253	70 262

22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	142	113
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	8 000	7 662
Bony skarbowe (wartość brutto)	-	-
Razem brutto	8 142	7 775
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	142	113
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	7 325	6 382
Bony skarbowe (wartość netto)	-	-
Razem netto	7 467	6 495

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Środki pieniężne w kasie i w banku	328 074	155 600
Lokaty bankowe	862 527	763 022
Krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokiej płynności *	-	496 010
Inne środki pieniężne**	5 724	7 307
Razem	1 196 325	1 421 939

* 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

W Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano aktywa o wartości księgowej netto 1.488 tysięcy złotych (1.009 tysięcy złotych na koniec 2008 roku). Są to głównie budynki i prawa wieczystego użytkowania gruntów, które planowane są do zbycia w I połowie 2010 roku.

25. AKTYWA WARUNKOWE

25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych	Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
Należności warunkowe otrzymane przez PGNiG S.A.					
ING Bank Śląski	108 900	PLN	108 900	7 styczeń 2012	gwarancja należytego wykonania umowy
Bank Pekao S.A.	85 217	PLN	85 217	30 kwiecień 2013	gwarancja dobrego wykonania umowy
PZU S.A.	66 429	PLN	66 429	18 styczeń 2013	ubezpieczeniowa należytego wykonania kontraktu
InterRisk Towarzystwo Ubezpieczeń S.A.	8 000	PLN	8 000	26 listopad 2010	gwarancja ubezpieczeniowa
Glas Trosch Holding AG	8 000	PLN	8 000	30 czerwiec 2011	list gwarancyjny/ poręczenie
Dresdner Bank S.A.	6 000	PLN	6 000	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
TUiR "Warta" S.A.	2 722	PLN	2 722	15 październik 2010	gwarancja należytego wykonania umowy i usunięcia wad
Bank Pekao S.A.	2 364	PLN	2 364	31 styczeń 2010	gwarancja bankowa
Fortis Bank Polska S.A.	2 250	PLN	2 250	31 marzec 2010	gwarancja bankowa
ING Bank Śląski S.A.	2 000	PLN	2 000	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
PZUS A.	1 950	PLN	1 950	14 wrzesień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy i usunięcia wad
Bank Handlowy w Warszawie S.A.	1 910	PLN	1 910	bezterminowo	gwarancja należytego wykonania umowy
TU Euler Hermes S.A.	1 841	PLN	1 841	15 październik 2010	gwarancja należytego wykonania umowy i usunięcia wad
PZU S.A.	1 400	PLN	1 400	11 luty 2010	gwarancja ubezpieczeniowa
ING Bank Śląski S.A.	1 200	PLN	1 200	31 marzec 2010	gwarancja bankowa
Deutsche Bank Polska S.A.	951	PLN	951	bezterminowo	gwarancja spłaty
Millennium Bank S.A.	920	PLN	920	30 czerwiec 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
Bank Handlowy w Warszawie S.A.	830	PLN	830	7 maj 2010	bankowa gwarancja należytego wykonania umowy
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A.	796	PLN	796	30 listopad 2011	gwarancja ubezpieczeniowa
Małopolski Oddział Wojewódzki NFZ w Krakowie	737	PLN	737	30 listopad 2010	gwarancja spłaty
ING Bank Śląski S.A.	608	PLN	608	30 czerwiec 2010	gwarancja bankowa
TU Allianz Polska S.A.	555	PLN	555	30 czerwiec 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
TU InterRisk S.A.	536	PLN	536	27 październik 2012	gwarancja ubezpieczeniowa
TUiR WARTA S.A.	531	PLN	531	4 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
Alior Bank S.A. Warszawa	530	PLN	530	31 sierpień 2010	gwarancja bankowa
Nordea Bank Polska S.A.	519	PLN	519	17 luty 2011	gwarancja należytego wykonania umowy
Nordea Bank Polska S.A.	519	PLN	519	17 luty 2011	gwarancja bankowa, zabezpieczenie należytego wykonania umowy
DZ BANK Polska S.A.	515	PLN	515	bezterminowo	gwarancja bankowa
Południowego Koncernu Energetycznego S.A. Elektrownia Siersza Trzebinia	511	PLN	511	bezterminowo	gwarancja spłaty
Fortis Bank Polska S.A.	500	PLN	500	24 czerwiec 2010	gwarancja bankowa
Pozostałe każda poniżej 500 tyś	19 847	PLN	19 847	2010-2015	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu, ubezpieczeniowe, przetargowe itp.

25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji cd.

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych	Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
Należności warunkowe otrzymane przez Spółki Gazownictwa					
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A.	699	PLN	699	31 grudzień 2011	gwarancja dobrego wykonania umowy
InterRisk Towarzystwo Ubezpieczeń S.A.	777	PLN	777	31 grudzień 2011	gwarancja dobrego wykonania umowy
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A.	1 171	PLN	1 171	31 lipiec 2010	gwarancja dobrego wykonania umowy
Polskie Towarzystwo Ubezpieczeń S.A.	854	PLN	854	30 listopad 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
PZU S.A.	1 339	PLN	1 339	12 luty 2013	gwarancja należytego wykonania umowy
Svenska Handelsbanken AB Spółka Akcyjna Oddział w Polsce	1 079	PLN	1 079	4 czerwiec 2010	gwarancja bankowa
InterRisk Towarzystwo Ubezpieczeń S.A.	735	PLN	735	30 kwiecień 2011	gwarancja ubezpieczeniowa
Pozostałe poniżej 500 tys	7 396	PLN	7 396	2009-2029	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu itp.
Należności warunkowe otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG					
Siemens Financial Service Gmbh	4 612	PLN	4 612	9 marzec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Siemens Financial Service Gmbh	4 612	PLN	4 612	9 marzec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Siemens Financial Service Gmbh	4 612	PLN	4 612	9 marzec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Siemens Financial Service Gmbh	608	PLN	608	27 październik 2011	gwarancja należytego wykonania kontraktu
EULER HERMES S.A.	1 439	PLN	1 439	30 kwiecień 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
PZU S.A.	1 287	PLN	1 287	30 kwiecień 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Pozostałe poniżej 500 tys	4 094	PLN	4 094	2010-2015	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu itp.
Razem			364 902		

Na koniec poprzedniego okresu wartość należności warunkowych z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji wynosiła 214.993 tysięcy złotych.

25.2. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle otrzymane przez PGNiG S.A.				
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	13 530	PLN	13 530	16 styczeń 2011
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	6 765	PLN	6 765	16 styczeń 2014
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	3 569	PLN	3 569	30 listopad 2014
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	10 000	PLN	10 000	30 czerwiec 2022
Bioagra S.A.	8 000	PLN	8 000	bezterminowo
Stocznia Marynarki Wojennej S.A.	5 000	PLN	5 000	bezterminowo
Porcelana Śląska Sp. z o.o. Katowice	4 984	PLN	4 984	bezterminowo
K&K Sp. z o.o.	3 000	PLN	3 000	bezterminowo
Huta Szkła Deco-Glass Krosno	2 000	PLN	2 000	bezterminowo
Jopex Sp. z o.o.	1 812	PLN	1 812	bezterminowo
ZP Jopex Franciszek Jopek Zabrze	1 177	PLN	1 177	bezterminowo
Kuźnia "Glinik"Sp. z o.o. Gorlice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Szkła "MAKORA" s.j. Krosno	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Będzin S.A. Będzin	985	PLN	985	bezterminowo
S.V.Z POLAND Sp. z o.o.	900	PLN	900	bezterminowo
Poland Smelting Technologies Polst Sp. z o.o.	800	PLN	800	21 grudzień 2010
HUTA SZKŁA LUCYNA Zakład NYSA	800	PLN	800	bezterminowo
DEKORGLASS DZIAŁDOWO S.A.	790	PLN	790	bezterminowo
Polmos SP.z o.o. w Lublinie	680	PLN	680	bezterminowo
Huta Szkła Marta 2 Sp. Z o. o. Chełm	550	PLN	550	bezterminowo
Spółdzielnia Mleczarska Ryki	532	PLN	532	bezterminowo
Systemy Grzewcze PHU "BEST"	500	PLN	500	bezterminowo
Colgate-Palmolive Manufacturing Poland Sp. z o.o.	500	PLN	500	14 wrzesień 2010
Uzdrowisko Krynica "Żegiestów" S.A.	500	PLN	500	bezterminowo
MPWiK w Lublinie Sp.z o.o.	500	PLN	500	bezterminowo
ZPJ Wistil S.A.	500	PLN	500	31 marzec 2010
Mahle Polska Sp. z o.o.	500	PLN	500	bezterminowo
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	11 230	PLN	11 230	2010, bezterminowo
Weksle otrzymane przez Spółki Gazownictwa				
PHARMGAS Sp.z o.o. Poznań	723	PLN	723	30 maj 2011
ZRUG Spółka z o.o. Poznań	1 516	PLN	1 516	2009-2013
TESGAS Sp.z o.o.	1 536	PLN	1 536	2009-2013
PBG Przeźmierowo	1 458	PLN	1 458	2009-2011
PHARMGAS Sp.z o.o. Poznań	1 169	PLN	1 169	2009-2013
PHARMGAS Sp.z o.o. Poznań	524	PLN	524	30 styczeń 2012
INTER-TECH Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe	504	PLN	504	2009-2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	1 521	PLN	1 521	2007-2012
Weksle otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG				
IZOSTAL S.A. Zawadzkie	1 500	PLN	1 500	6 wrzesień 2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	2 191	PLN	2 191	2010-2012
Razem			94 746	

Na koniec poprzedniego okresu wartość należności warunkowych z tytułu otrzymanych weksli wynosiła 46.776 tysięcy złotych.

26. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał zakładowy, razem	<u>5 900 000</u>	<u>5 900 000</u>

27. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2009		31 grudnia 2008		Zabezpieczenie
						Wartości w walucie	Wartości w PLN	Wartości w walucie	Wartości w PLN	
Długoterminowe										
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	23 351	17 880	8 - 10%	2010-2014	23 351	17 880	23 351	17 880	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	5 108	5 029	Średnio 8%	2010-2013	14 130	14 087	14 130	14 087	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	1 615	3 068	Libor 1M+marża	20 wrzesień 2012	4 605	9 088	4 605	9 088	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	2 000	-	Wibor1M+marża	30 kwiecień 2014	2 000	-	2 000	-	Hipoteka, cesja praw z polisy ubezpiecz., cesja wierzytelności z umowy najmu, weksel własny, pełnomocnictwo do rachunku
Razem długoterminowe						44 086	41 055	44 086	41 055	

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE cd.

	Waluta	31 grudnia	31 grudnia	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia	31 grudnia	Zabezpieczenie
		2009	2008			2009	2008	
Krótkoterminowe		Wartość w walucie				Wartość w PLN		
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	15 096	11 356	8 - 10%	2010	15 096	11 356	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	3 837	4 418	Średnio 8%	2010	10 612	12 376	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	USD	981	1 359	Libor 1M+marża	2010	2 797	4 027	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Zobowiązania z tytułu leasingu	EUR	168	-	Średnio 7%	2010	689	-	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	6 871	17 869	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	6 871	17 869	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Societe Generale S.A.	PLN	-	341	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2009	-	341	Cesja należności i weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Bank Handlowy S.A.	PLN	-	2 268	Wibor 1M+marża	8 luty 2009	-	2 268	Cesja należności i weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Millennium S.A.	PLN	-	7 560	Wibor 1M+marża	23 grudzień 2009	-	7 560	Pełnomocnictwo w rachunku bieżącym
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Raiffeisen Bank Polska S.A.	PLN	-	3 291	Wibor 1W+marża	29 maj 2009	-	3 291	Weksel in blanco
Kredyt obrotowy w banku BRE S.A.	PLN	-	2 600	Wibor 1M+marża	21 sierpień 2009	-	2 600	Weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale S.A.	PLN	-	1 911	Wibor 1M+marża	31 maj 2009	-	1 911	Pełnomocnictwo w rach bieżącym
Kredyt obrotowy w banku Pekao S.A.	PLN	5 001	5 501	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	5 001	5 501	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	6 477	4 041	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	6 477	4 041	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku ING Bank Śląski S.A.	PLN	5 057	4 232	Wibor 1M+marża	26 sierpień 2010	5 057	4 232	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	1 384	19 878	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	1 384	19 878	Hipoteka, cesją praw z polisy ubez., weksel własny in blanco wraz z deklaracją, pełnomoc. do rach. bież., cesja wierzyt.
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	-	23	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2009	-	23	Zastaw rejestrowy, cesja należności do 50%
Kredyt w rachunku bieżącym BGK S.A.	PLN	10 597	12 533	Wibor 1M+marża	31 maj 2010	10 597	12 533	Zastaw rejestrowy, cesja należności, hipoteka kaucyjna, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt obrotowy w banku BGK S.A.	PLN	9 091	-	Wibor 1M+marża	28 lipiec 2012	9 091	-	Zastaw rejestrowy, hipoteka, pełnomoc. do rach. bież., oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska S.A.	PLN	157	-	Wibor O/N+marża	20 październik 2010	157	-	Cesja wierzytelności
Limit kart Visa w Kredyt Bank S.A.	PLN	136	148	limit kart VISA	-	136	148	-
Linia kredytowa w banku ING Bank Śląski S.A.	PLN	5 244	-	Wibor 1M+marża	31 styczeń 2010	5 244	-	Weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska S.A.	PLN	2 748	-	Wibor 1M+marża	4 styczeń 2010	2 748	-	Weksel in blanco, hipoteka
Kredyt krótkoterminowy w banku ING Bank Śląski S.A.	PLN	264	300	Wibor 1M+marża	30 czerwiec 2010	264	300	Cesja wierzytelności
Kredyt krótkoterminowy w banku Getin Bank S.A.	PLN	54	-	Wibor 1M+marża	16 sierpień 2010	54	-	Przewłaszczenie
Linia kredytowa w banku PKO BP S.A.	PLN	724	-	Wibor 1M+marża	31 marzec 2010	724	-	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	600	-	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	600	-	Hipoteka, cesją praw z polisy ubez., cesja wierzytelności z umowy najmu, weksel własny, pełnomocnictwo do rachunku
Kredyt w rachunku bieżącym BZ WBK S.A.	PLN	-	908	Wibor 1M+marża	29 wrzesień 2009	-	908	Zastaw rejestrowy na FI ARKA, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego
Linia kredytowa - konsorcjum kredytowe (Bank Handlowy)	PLN	1 900 478	760 592	Wibor 1M+marża	27 lipiec 2010	1 900 478	760 592	Gwarancje spółek gazownictwa
Razem krótkoterminowe						1 984 077	871 755	

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

27.1. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	31 grudnia 2009		31 grudnia 2008	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
PEKAO S.A.	21 000	14 129	21 000	3 131
Societe Generale S.A.	3 000	3 000	3 000	2 659
Komercni Banka AS	1 554	1 554	-	-
Bank Handlowy S.A.	-	-	5 000	2 732
Millennium S.A.	-	-	10 000	2 440
RAIFFEISEN BANK S.A.	-	-	6 000	2 709
BRE Bank S.A.	6 000	6 000	6 000	3 400
Societe Generale S.A.	6 000	6 000	6 000	4 089
Deutsche Bank Polska S.A.	6 000	6 000	-	-
Pekao S.A.	12 000	523	15 000	959
ING Bank Śląski S.A.	12 000	6 943	12 000	7 768
Pekao S.A.	20 000	18 616	20 000	122
Societe Generale S.A.	4 275	4 275	3 615	3 615
BankBGK	-	-	25 000	12 467
HSBC Polska	8 551	4 275	6 000	5 977
Deutsche Bank	3 000	2 700	-	-
Kredyt Bank S.A.	1 500	1 500	-	-
BRE Bank S.A.	-	-	11 000	8 985
Kredyt Bank S.A.	-	-	3 000	2 814
ING Bank Śląski S.A.	6 000	756	5 000	5 000
Deutsche Bank Polska S.A.	5 000	2 252	-	-
BZ WBK S.A.	3 900	3 900	3 900	2 992
PKO BP S.A.	900	176	500	500
Pekao S.A.	5 000	5 000	-	-
Societe Generale S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Handlowy S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium 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	30 000	30 000
BRE Bank S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Konsorcjum banków (agent: Bank Handlowy S.A. w Warszawie)*	2 464 920	564 920	2 503 440	1 705 093
Razem	2 830 600	892 519	2 895 455	2 007 452

*Linia kredytowa na 600 milionów EUR z datą zapadalności 27 lipca 2010 roku od konsorcjum banków (Bank Handlowy w Warszawie S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Calyon S.A., Fortis Bank (Nederland) N.V., Powszechna Kasa Oszczędności BP, Societe Generale S.A. O. w Polsce, ING Bank Śląski S.A., West LB AG, Pekao S.A., Bank Millennium S.A., Nordea Bank Polska S.A., Landesbank Baden-Württemberg, DnB NOR Bank S.A.).

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

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2009		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	29 194	2 092	31 286
od 1 roku do 5 lat	42 086	4 107	46 193
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	71 280	6 199	77 479

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2008		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	27 759	2 368	30 127
od 1 roku do 5 lat	41 055	2 188	43 243
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	68 814	4 556	73 370

28. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	317 089	40 923	1 041 431	-	133 853	44 300	6 760	90 965	1 675 321
Utworzone w ciągu roku	51 360	-	13 098	179	3 833	-	5 000	133 918	207 388
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wykorzystane	(47 406)	(20 513)	(138 298)	-	(11 586)	(9 909)	(1 310)	(97 688)	(326 710)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	321 043	20 410	916 231	179	126 100	34 391	10 450	127 195	1 555 999
Długoterminowe	275 556	-	904 867	-	115 525	-	-	19 811	1 315 759
Krótkoterminowe	45 487	20 410	11 364	179	10 575	34 391	10 450	107 384	240 240
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	321 043	20 410	916 231	179	126 100	34 391	10 450	127 195	1 555 999
Długoterminowe	301 710	19 516	1 017 468	-	129 015	-	-	34 230	1 501 939
Krótkoterminowe	15 379	21 407	23 963	-	4 838	44 300	6 760	56 735	173 382
Na dzień 31 grudnia 2008 roku	317 089	40 923	1 041 431	-	133 853	44 300	6 760	90 965	1 675 321

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,1%, jako wypadkowa stopy zwrotu z aktywów w wysokości 6,24% rocznie i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń w wysokości 4,1% (w 2008 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,0% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,5% i 4,4%).

W 2009 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów zastosowano stopę dyskonta w wysokości 3,65%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 6,24% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (w 2008 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,0% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,5% i planowanej rocznej inflacji 4,4%). Wzrost stopy dyskonta z 2,0% do 3,65% był w głównej mierze przyczyną znacznego spadku rezerwy na koszt likwidacji odwiertów w 2009 roku.

W związku z zatwierdzeniem taryf na przesył gazu za 2008 rok PGNiG S.A. w I półroczu 2009 roku otrzymało faktury korygujące od firmy SGT EUROPOL GAZ S.A. zwiększające koszty usługi przesyłowej co spowodowało wykorzystanie rezerwy na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej w kwocie 26.109 tysięcy złotych. Jednocześnie na koniec 2009 roku została dowiązana rezerwa na wartość potencjalnych zobowiązań z tytułu przesyłu za 2009 rok w kwocie 16.200 tysięcy złotych.

W 2009 roku spółka zależna DSG Sp. z o.o. zawiązała rezerwę na karę nałożoną na spółkę przez UOKiK, który zarzucił spółce nadużywanie pozycji na rynku paliw gazowych poprzez żądanie wpłaty 100 % zaliczki przy zawieraniu umowy na przyłączenie do sieci.

Do dyskontowania rezerw długoterminowych jest wykorzystywana stopa dyskonta w wysokości 3,65%.

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	216 894	263 096
Koszty odsetek	8 893	11 576
Koszty bieżącego zatrudnienia	8 846	9 490
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	1 303
Wypłacone świadczenia	(49 748)	(43 485)
Aktuarialny zysk/strata	26 029	(25 082)
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Inne (wyłączenie z konsolidacji spółki zależnej)	-	(4)
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	210 914	216 894
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	100 195	95 776
Koszty bieżącego zatrudnienia	6 560	6 219
Koszty odsetek	6 819	5 152
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	3 105	954
Wypłacone świadczenia	(7 581)	(10 220)
Koszty przeszłego zatrudnienia	1 031	2 314
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	110 129	100 195
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	321 043	317 089

29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	587 006	646 792
Opłata przyłączeniowa	538 317	487 461
Pozostałe	7 674	5 079
Razem długoterminowe	1 132 997	1 139 332
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	59 197	60 377
Opłata przyłączeniowa	19 552	24 412
Prognoza sprzedaży gazu	545 817	540 029
Pozostałe	10 065	13 953
Razem krótkoterminowe	634 631	638 771

30. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Dodatnie różnice kursowe	361	5 170
Naliczone odsetki	282	3 624
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	-	26 871
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	11 702	8 774
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 250 048	1 300 010
Pozostałe	6 039	7 792
Razem	1 268 432	1 352 241

31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	16 537	21 741
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	2 109	2 321
Razem	18 646	24 062
W tym jednostki powiązane (nota 38.1.)	64	-

32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	899 524	1 475 214
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	11 405	5 617
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	860 122	934 766
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	132 972	138 739
Zobowiązanie z tytułu dywidendy dla właściciela	-	-
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	44 623	52 487
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	28 691	28 744
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	316 609	228 827
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	31 221	37 253
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	84 552	84 552
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	8 943	7 955
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	16 298	7 148
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	243 290	124 025
Pozostałe	55 167	97 213
Razem	2 733 417	3 222 540
W tym jednostki powiązane (nota 38.1.)	152 419	142 525

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

33. 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 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	1 421 939	1 583 635
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	1 076	(1 233)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	1 420 863	1 584 868
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	1 196 325	1 421 939
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	9	1 076
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	1 196 316	1 420 863
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	(225 614)	(161 696)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	(1 067)	2 309
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	(224 547)	(164 005)

* 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.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	376 755	1 615 520
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	36 884	(385 877)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	(391 199)	(1 614 361)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekty dział. inwest.	(29 292)	(111 387)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	67 601	(3 735)
Pozostałe	1 061	(2 058)
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	61 810	(501 898)

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	462 389	(505 279)
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy - korekty dział. inwest.	-	43
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	462 389	(505 236)

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(119 322)	340 296
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	111 211	(301 940)
Zmiana stanu rezerw z tytułu wyłączenia z konsolidacji spółki Polskie LNG Sp. z o.o.	-	199
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(8 111)	38 555

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(489 123)	814 559
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		39 496
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu wyłączenia z konsolidacji spółki Polskie LNG Sp. z o.o.	(81 750)	7 170
Pozostałe	-	-
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(570 873)	861 225
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(14 030)	(4 470)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	15 009	12 093
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	-	(18 487)
Zmiana stanu RMC z tytułu wyłączenia z konsolidacji spółki Polskie LNG Sp. z o.o.	-	(84)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	979	(10 948)
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(10 475)	148 676
PPO dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	8	(39)
Nieodpłatnie otrzymany majątek trwały	-	(577)
Zmiana stanu PPO z tytułu wyłączenia z konsolidacji spółki Polskie LNG Sp. z o.o.	(191)	156
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(10 658)	148 216
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej		
Instrumenty pochodne	407 322	(255 835)
Spisane w koszty nakłady na niefinansowe aktywa trwałe	236 675	184 562
Pozostałe	40 641	(34 506)
Razem	684 638	(105 779)

34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

34.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości księgowe netto)

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nienotowane na giełdzie)	30 181	15 255
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	59 608	27 680
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	4 609 658	5 286 459
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	18 002	174 186
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czeki i środki pieniężne w drodze)	333 798	162 907
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	3 713 818	3 004 676
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	260 428	16 723

*Jednostka Dominująca od 1 kwietnia 2009 roku zaczęła stosować rachunkowość zabezpieczeń zgodnie z MSR 39.

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

34.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	47	353
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	47	353
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	2 560	248 117
Odsetki od lokat, BSB, REPO	38 026	60 733
Odsetki od należności*	95 127	163 600
Odsetki od udzielonych pożyczek	7 453	10 095
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	6 297	64 167
Odpisy aktualizujące należności	(236 816)	(81 201)
Odpisy aktualizujące pożyczki	92 818	6 736
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	(345)	23 987
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	210 165	612 715
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(55 024)	(27 182)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(478 723)	(252 264)
Razem wpływ na wynik finansowy	(320 975)	581 739

*W tym 42.235 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (125.374 tysięcy złotych w 2008 roku).

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	31 880	(50 320)
Razem wpływ na kapitały	31 880	(50 320)

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

34.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

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

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

Ryzyko kredytowe

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

Grupa posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- udzielonych pożyczek,
- należności handlowych,
- transakcji lokacyjnych,
- 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 2009	31 grudnia 2008
Udzielone pożyczki	1 475	-
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	870 548	1 265 778
Należności handlowe	3 737 635	4 020 681
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	18 002	174 186
Udzielone gwarancje finansowe	8 089 326	8 276 643
Razem	12 716 986	13 737 288

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom zależnym i stowarzyszonym z Grupy Kapitałowej przez Jednostkę Dominującą. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo 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 Jednostki Dominującej na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskującą spółkę szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym spółki 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, dotyczące zabezpieczenia należności handlowych.

Przed zawarciem umów sprzedaży o znacznej wartości przeprowadzana jest weryfikacja i analiza sytuacji finansowej przyszłego odbiorcy na podstawie ogólnie dostępnych informacji finansowych spółki (sprawdzenie przyszłego odbiorcy w Rejestrach Dłużników) w celu określenia 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. zamierza wprowadzić badanie wiarygodności wszystkich odbiorców na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 6 miesięcy lub raz na 1 rok). Badanie to ma pokazać kondycję finansową każdego odbiorcy oraz określić na jaką skalę dany odbiorca może się zadłużyć aby nie stracić płynności finansowej, oraz doprowadzić do wykrycia przesłanek umożliwiających odbiorcy ogłoszenie upadłości.

PGNiG S.A. stosuje poniższe zabezpieczenia należytego wykonania umowy:

- Hipoteka (zwykła, kaucyjna)
- Gwarancja bankowa;
- Kaucja;
- Zastaw zwykły i rejestrowy;
- Gwarancja ubezpieczeniowa;
- Weksel in blanco;
- Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji na podstawie art. 777 k.p.c.;
- Cesja wierzytelności na umowach długoterminowych;
- Depozyt pieniężny na rachunku wskazanym przez PGNiG S.A.;
- 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 2009 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 550.168 tysięcy złotych (797.748 tysięcy złotych na koniec 2008 roku).

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

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
do 1 miesiąca	417 986	639 081
od 1 do 3 miesięcy	101 394	152 019
od 3 miesięcy do 1 roku	23 032	5 970
od 1 roku do 5 lat	7 756	587
pow. 5 lat	-	91
Razem należności netto przeterminowane	550 168	797 748

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2009 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 2009 roku była denominowana w EUR. Największą pozycję stanowił kredyt z linii kredytowej w wysokości 600 milionów EUR.

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

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

Głównym celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym

w obcych walutach płatnościami za dostawy paliwa gazowego. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje transakcje forward oraz strategie opcyjne.

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.

W 2009 roku Jednostka Dominująca korzystała z linii kredytowej i na dzień 31 grudnia 2009 roku wykorzystana wartość wynosi 1.900 milionów złotych. Kredyt jest oparty o zmienną stopę WIBOR 1M plus marża bankowa. Ryzyko stopy procentowej związanej z tym kredytem jest minimalne i nie jest zabezpieczone. Ryzyko stopy procentowej, wynikające z zaciągniętych kredytów przez spółki zależne z Grupy Kapitałowej nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Jednostka Dominująca wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) codziennie monitorując wartość VAR. VAR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99 proc.) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji przy użyciu aplikacji Mondrian.

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 giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy. Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania paliwa gazowego w okresie kwartału o więcej niż 5%.

Jednostka Dominująca w 2009 roku nie identyfikowała szczegółowo i nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku Grupa posiadała instrument finansowy w postaci 4.000.001 akcji w spółce Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. notowanej na GPW w Warszawie, który był narażony na ryzyko zmian cen. Ze względu na to, że Spółka traktuje tą inwestycję jako inwestycję długoterminową a jednocześnie nie jest dostępny na rynku odpowiedni instrument zabezpieczający zmiany cen akcji tej spółki, Spółka nie zabezpieczała tego ryzyka. Zmiana wartości tego instrumentu, ujmowana bezpośrednio w kapitale własnym została przedstawiona w nocie 34.2.

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 związane 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 koniec 31 grudnia 2009 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 2.830.600 tysięcy złotych (2.895.455 tysięcy złotych na koniec 2008 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 27.1.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku Jednostka Dominująca wykorzystywała linię kredytową na 600 milionów euro w wysokości 1.900 milionów złotych. Pozostałe spółki z Grupy wykorzystywały swoje linie kredytowe w 2009 roku na poziomie znacznie wyższym w porównaniu do końca 2008 roku.

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 regulowane jest przez Procedurę zarządzania płynnością w PGNiG S.A. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne firmy i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie płynnością finansową Spółki, poprzez: realizację

płatności, prognozowanie przepływów pieniężnych, optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi, pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych, zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą 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 2009	Zobowiązania z			Razem wydatki
	tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	
do 1 roku	1 954 883	31 285	2 733 417	4 719 585
od 1 roku do 5 lat	2 000	46 194	16 017	64 211
pow. 5 lat	-	-	2 629	2 629
Razem	1 956 883	77 479	2 752 063	4 786 425

31 grudnia 2008	Zobowiązania z			Razem wydatki
	tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	
do 1 roku	843 996	30 127	3 222 540	4 096 663
od 1 roku do 5 lat	-	43 243	17 810	61 053
pow. 5 lat	-	-	6 252	6 252
Razem	843 996	73 370	3 246 602	4 163 968

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 2009	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	(254 586)	(246 735)	558	(247 293)	-
- wpływy	-	1 859 021	98 030	1 760 991	-
- wypływy	-	(2 105 756)	(97 472)	(2 008 284)	-
- opcje walutowe**	(13 778)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	25 938	-	-	-	-
Razem	(242 426)	(246 735)	558	(247 293)	-

	księgowa netto na dzień 31 grudnia 2008*	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	2 527	68 633	9 961	58 672	-
- wpływy	-	1 349 674	95 874	1 253 800	-
- wypływy	-	(1 281 041)	(85 913)	(1 195 128)	-
- opcje walutowe**	122 166	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	32 770	-	-	-	-
Razem	157 463	68 633	9 961	58 672	-

* 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.

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

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

Polityka Zarządzania Ryzykiem

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym Zarząd Jednostki Dominującej przyjął w dniu 17 lutego 2003 roku do realizacji „Politykę zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG 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.

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zamian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego Jednostka Dominująca wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 15% dla analizy wrażliwości na koniec 2009 roku (dla 2008 roku była przyjęta zmienność na poziomie 30%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG S.A. ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2009 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 245,15 milionów 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 234,56 milionów złotych z powodu umocnienia NOK i o 16,7 milionów złotych z powodu umocnienia USD, przy jednoczesnym wzroście o 6,32 milionów złotych z powodu umocnienia EUR i wzroście o 0,21 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma spadek wyceny dodatniej i wzrost 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 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 oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług i nieznaczny wzrost ujemnej wyceny instrumentów pochodnych na walucie EUR.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2009 roku byłby o 247,22 milionów 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 234,56 milionów złotych z powodu osłabienia NOK i o 21,17 milionów złotych z powodu osłabienia USD przy jednoczesnym spadku o 8,72 milionów złotych z powodu osłabienia EUR i o 0,21 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Analiza wrażliwości na ryzyko walutowe przeprowadzona na dzień 31 grudnia 2008 roku wykazała, że zysk netto byłby o 271,51 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 30% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 296,53 milionów złotych z powodu umocnienia NOK i o 5,65 milionów złotych z powodu umocnienia USD oraz 0,28 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut, przy jednoczesnym wzroście o 30,94 milionów złotych z powodu umocnienia EUR).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma spadek wyceny dodatniej i wzrost 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 częściowo osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach. Z powodu wzrostu kursu o 30% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na tych walutach od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2008 roku byłby o 419,73 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 30% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 316,93 milionów złotych z powodu osłabienia NOK i o 111,96 milionów złotych z powodu osłabienia USD przy jednoczesnym spadku o 9,43 milionów złotych z powodu osłabienia EUR, oraz wzroście o 0,28 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w znacznym stopniu 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 2009 i 2008 roku.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2009								
	Zmian kursu o: 15%					Ryzyko walutowe			
						-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	167	23	2	-	-	(23)	(2)	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	315 160	19 063	8 926	13 729	5 555	(19 063)	(8 926)	(13 729)	(5 555)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	18 002	-	26 579	-	-	(1 821)	(21 063)	302 572	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	291 372	6 510	7 954	27 541	1 701	(6 510)	(7 954)	(27 541)	(1 701)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	25 596	43 461	41 270	7 256	7 256	(27 417)	(37 945)	261 302	(7 256)
Podatek 19%	(4 863)	(8 258)	(7 841)	(1 379)	(1 379)	5 209	7 210	(49 647)	1 379
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	20 733	35 203	33 429	5 877	5 877	(22 208)	(30 735)	211 655	(5 877)
<i>razem waluty</i>									
		95 242					152 835		
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	32 833	103	1 110	-	3 711	(103)	(1 110)	-	(3 711)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	744 009	16 546	62 970	28 279	3 807	(16 546)	(62 970)	(28 279)	(3 807)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	260 428	1 143	-	302 572	-	-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	17 792	64 080	330 851	7 518	7 518	(16 649)	(64 080)	(28 279)	(7 518)
Podatek 19%	-	(3 381)	(12 175)	(62 862)	(1 428)	3 163	12 175	5 373	1 428
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	14 411	51 905	267 989	6 090	6 090	(13 486)	(51 905)	(22 906)	(6 090)
<i>razem waluty</i>									
		340 395					(94 387)		
Razem zwiększenie/zmniejszenie									
<i>razem waluty</i>		6 322	(16 702)	(234 560)	(213)	(8 722)	21 170	234 561	213
		(245 153)					247 222		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,1082	0,0000	4,1082	4,1082	4,1082	0,0000	4,1082	4,1082	4,1082
kurs USD/PLN	2,8503	2,8503	0,0000	2,8503	2,8503	2,8503	0,0000	2,8503	2,8503
kurs NOK/PLN	0,4946	0,4946	0,4946	0,0000	0,4946	0,4946	0,4946	0,0000	0,4946

*W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem z dniem 1 kwietnia 2009 roku w Jednostce Dominującej rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały. W przypadku zmiany kursów walut o +15% kapitały zwiększyłyby się o kwotę 86.869 tysięcy złotych (70.364 tysiące złotych po opodatkowaniu). Natomiast w przypadku zmiany kursów o -15% kapitały zostałyby zmniejszone o kwotę 61.842 tysięcy złotych (50.092 tysiące złotych po opodatkowaniu).

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Grupa od bieżącego okresu sprawozdawczego 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 2009 roku
(w tysiącach złotych)

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2008								
	Ryzyko walutowe								
	Zmian kursu o: 30%					-30%			
	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	435	125	5	-	-	(125)	(5)	-	-
Inne aktywa finansowe	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	123 757	5 465	25 013	438	6 210	(5 465)	(25 013)	(438)	(6 210)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	174 186	63 474	251 441	(7 489)	-	(36 921)	(113 871)	368 753	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	92 830	10 826	4 602	7 302	5 119	(10 826)	(4 602)	(7 302)	(5 119)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	79 890	281 061	251	11 329		(53 337)	(143 491)	361 013	(11 329)
Podatek 19%	(15 179)	(53 402)	(48)	(2 152)		10 134	27 263	(68 592)	2 152
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	64 711	227 659	203	9 177		(43 203)	(116 228)	292 421	(9 177)
<i>razem waluty</i>									
					301 750				123 813
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	39 578	-	3 934	-	7 939	-	(3 934)	-	(7 939)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	1 182 740	41 692	284 097	25 301	3 732	(41 692)	(284 097)	(25 301)	(3 732)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	16 723	-	-	341 033	-	-	6 322	(4 962)	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	41 692	288 031	366 334	11 671		(41 692)	(281 709)	(30 263)	(11 671)
Podatek 19%	-	(7 922)	(54 726)	(69 603)	(2 218)	7 922	53 525	5 750	2 218
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	33 770	233 305	296 731	9 453		(33 770)	(228 184)	(24 513)	(9 453)
<i>razem waluty</i>									
					573 259				(295 920)
Razem zwiększenie/zmniejszenie									
<i>razem waluty</i>									
	30 941	(5 646)	(296 528)	(276)		(9 433)	111 956	316 934	276
					(271 509)				419 733
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,1724	5,4241	4,1724	4,1724	4,1724	2,9207	4,1724	4,1724	4,1724
kurs USD/PLN	2,9618	2,9618	3,8503	2,9618	2,9618	2,9618	2,0733	2,9618	2,9618
kurs NOK/PLN	0,4238	0,4238	0,4238	0,5509	0,4238	0,4238	0,4238	0,2967	0,4238

Grupa zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie. Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka stopy procentowej Grupa przyjmuje średnie wartości o które nastąpiły zmiany stóp procentowych w okresie ostatniego roku (z wyłączeniem stóp procentowych na których nie zanotowano zmiany). Średni zakres zmiany stóp przyjętych do analizy wrażliwości stopy procentowej przyjęto na poziomie +/-200 punktów bazowych dla 2009 roku (dla 2008 roku zmienność była ustalona na +/-300 punktów bazowych).

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu, opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-200 punktów bazowych wyniosła +/- 40,55 milionów złotych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-300 punktów bazowych wyniosła +/- 27,38 milionów złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	<i>wartość księgowa netto</i>		
	<i>zmiana o:</i>		
	<i>stan na 31.12.2009</i>	+200 bp	-200 bp
Otrzymane kredyty	1 956 883	39 138	(39 138)
Zobowiązania leasingowe	71 280	1 426	(1 426)
Razem	2 028 163	40 564	(40 564)

	<i>wartość księgowa netto</i>		
	<i>zmiana o:</i>		
	<i>stan na 31.12.2008</i>	+300 bp	-300 bp
Otrzymane kredyty	843 996	25 320	(25 320)
Zobowiązania leasingowe	68 814	2 064	(2 064)
Razem	912 810	27 384	(27 384)

Ze względu na brak możliwości precyzyjnego zidentyfikowania ryzyka cen towarów analiza wrażliwości dla tego ryzyka nie została przeprowadzona.

35. 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 2009 roku Jednostka Dominująca posiadała 3 rodzaje instrumentów pochodnych: Currency Basis Swap, zakupione opcje Call oraz tzw. strategie risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put). Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Exante.

Wycena do wartości godziwej opcji Call i Put została przeprowadzona wg modelu Garmana-Kohlhagena przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility), z dnia 31 grudnia 2009 roku.

Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.3.13. W związku z tym, że na dzień 31 grudnia 2009 roku nie wystąpiła część stanowiąca efektywne zabezpieczenie zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych wszystkie zmiany wartości godziwej otwartych instrumentów pochodnych zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za bieżący okres sprawozdawczy. W poprzednich okresach porównawczych nie była stosowana rachunkowość zabezpieczeń w związku z tym wszelkie zmiany wartości godziwej odnoszone były w rachunek zysków i strat danego okresu sprawozdawczego.

Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Cross Currency Interest Rate Swap						
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	8 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4686	(13 119)	3 430
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	12 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4627	(14 979)	(1)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	15 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4596	(15 939)	1 645
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	19 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4534	(17 859)	(2 954)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	22 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4588	(16 187)	1 388
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	30 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4461	(20 091)	(1 682)
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(20 539)	1 026
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(20 554)	(325)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(30 620)	-
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(30 803)	-
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4380	(27 616)	-
PGNiG Norway pożyczka	322 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4400	(26 280)	-
					(254 586)	2 527
Opcje call						
Płatności za gaz	10 mln USD	25 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,1900	-	7 738
Płatności za gaz	5 mln EUR	25 lipiec 2008	9 styczeń 2009	3,3200	-	4 270
Płatności za gaz	20 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,3000	-	13 279
Płatności za gaz	20 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	1,9100	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,2000	-	11 457
Płatności za gaz	15 mln USD	29 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,2200	-	11 158
Płatności za gaz	15 mln USD	29 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,2200	-	11 197
Płatności za gaz	5 mln EUR	29 lipiec 2008	20 styczeń 2009	3,3200	-	4 279
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,3100	-	13 134
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,2300	-	14 729
Płatności za gaz	20 mln USD	1 sierpień 2008	9 styczeń 2009	2,3350	-	12 579
Płatności za gaz	6 mln EUR	17 wrzesień 2008	9 styczeń 2009	3,4500	-	4 345
Płatności za gaz	7 mln EUR	17 wrzesień 2008	10 luty 2009	3,4900	-	4 852

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Opcje call						
Płatności za gaz	8 mln EUR	18 wrzesień 2008	20 luty 2009	3,5050	-	5 463
Płatności za gaz	8 mln EUR	19 wrzesień 2008	10 marzec 2009	3,4600	-	5 848
Płatności za gaz	9 mln EUR	22 wrzesień 2008	20 marzec 2009	3,4400	-	6 785
Płatności za gaz	3 mln EUR	23 wrzesień 2008	20 luty 2009	3,4300	-	2 265
Płatności za gaz	20 mln USD	15 październik 2008	10 luty 2009	2,8000	-	4 819
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2008	10 luty 2009	3,0000	-	1 392
Płatności za gaz	15 mln USD	5 listopad 2008	9 styczeń 2009	3,3000	-	114
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	10 luty 2009	3,4000	-	506
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	20 styczeń 2009	3,3800	-	193
Płatności za gaz	10 mln USD	14 listopad 2008	10 luty 2009	3,3000	-	639
Płatności za gaz	10 mln USD	14 listopad 2008	10 luty 2009	3,3000	-	639
Płatności za gaz	10 mln USD	17 listopad 2008	20 styczeń 2009	3,3000	-	264
Płatności za gaz	10 mln USD	17 listopad 2008	10 luty 2009	3,3800	-	530
Płatności za gaz	10 mln USD	24 listopad 2008	20 luty 2009	3,4500	-	597
Płatności za gaz	10 mln USD	24 listopad 2008	20 luty 2009	3,4500	-	597
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4500	-	762
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4500	-	762
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	20 luty 2009	3,4200	-	633
Płatności za gaz	10 mln USD	26 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	27 listopad 2008	10 marzec 2009	3,3300	-	944
Płatności za gaz	10 mln USD	28 listopad 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	20 luty 2009	3,3800	-	686
Płatności za gaz	10 mln USD	9 grudzień 2008	20 luty 2009	3,4000	-	659
Płatności za gaz	10 mln USD	9 grudzień 2008	20 luty 2009	3,4000	-	659
Płatności za gaz	10 mln USD	12 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945
Płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	4,6000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5500	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	31 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,3000	1	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	41	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,2000	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	4 sierpień 2009	10 luty 2010	4,4000	77	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	41	-
Płatności za gaz	10 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	3,4000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	3,4000	34	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	3,4000	18	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,3000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	131	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,3000	41	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3300	113	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,2000	85	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3300	55	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,4000	34	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	68	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	68	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	131	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,3000	166	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2800	181	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2500	205	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,2500	166	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 październik 2009	10 marzec 2010	3,2500	166	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 październik 2009	19 styczeń 2010	3,2000	4	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Opcje call cd.						
Płatności za gaz	10 mln USD	5 październik 2009	19 styczeń 2010	3,2000	4	-
Płatności za gaz	10 mln USD	6 październik 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 październik 2009	19 marzec 2010	3,2500	205	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 październik 2009	8 styczeń 2010	3,1200	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 październik 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2009	8 styczeń 2010	3,0800	1	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	14 październik 2009	10 marzec 2010	4,5000	106	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 październik 2009	19 styczeń 2010	3,0500	44	-
Płatności za gaz	10 mln USD	20 październik 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	280	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	20 październik 2009	19 styczeń 2010	4,4000	13	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	21 październik 2009	19 luty 2010	4,4000	124	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 październik 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	280	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 październik 2009	10 luty 2010	3,0500	221	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	10 luty 2010	3,1000	164	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	19 luty 2010	3,1000	216	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopada 2009	19 luty 2010	3,1200	194	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	19 marzec 2010	3,1700	283	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	395	-
Płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3500	247	-
Płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	10 maj 2010	3,3500	319	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3000	289	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	10 maj 2010	3,3000	366	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	19 luty 2010	3,0000	364	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopada 2009	10 marzec 2010	3,0500	398	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	10 listopada 2009	9 kwiecień 2010	4,4000	288	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	12 listopada 2009	10 maj 2010	4,3800	400	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 listopada 2009	10 maj 2010	3,2500	421	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	353	-
Płatności za gaz	10 mln USD	18 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	353	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	395	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,2000	534	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,2300	493	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,0500	814	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	10 luty 2010	2,9500	400	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,0000	701	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	10 maj 2010	3,0500	750	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudnia 2009	20 maj 2010	3,2000	534	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	3,2100	604	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	583	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	583	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	10 maj 2010	3,0500	750	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudnia 2009	10 marzec 2010	2,9500	626	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudnia 2009	18 czerwiec 2010	3,2100	636	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	3 grudnia 2009	19 marzec 2010	4,2700	412	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudnia 2009	10 marzec 2010	3,0000	497	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	8 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	4,3500	536	-
					18 002	154 936
Opcje put						
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	1,9230	-	-
Płatności za gaz	20 mln USD	1 sierpień 2008	9 styczeń 2009	1,9300	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 listopad 2008	9 styczeń 2009	2,4705	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8030	(83)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8100	(99)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,7980	(73)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,7285	(58)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,6900	(27)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	2,7425	(75)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	2,7070	(214)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	2,6720	(113)	-

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 2009	31 grudnia 2008
Opcje put cd.						
Płatności za gaz	15 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	2,6350	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,7025	(292)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	2,6570	(94)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,6595	(207)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6575	(131)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6800	(165)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6445	(214)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6070	(158)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	20 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5980	(204)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	23 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	(192)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	6 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6600	(343)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	6 listopad 2009	10 maj 2010	2,6685	(423)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	9 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6320	(286)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	9 listopad 2009	10 maj 2010	2,6300	(339)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	12 listopad 2009	10 maj 2010	2,5800	(249)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	13 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	(192)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	18 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5550	(147)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,5680	(185)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5850	(285)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5680	(257)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	1 grudzień 2009	20 maj 2010	2,5665	(255)	-
Płatności za gaz	16 mln USD	2 grudzień 2009	10 czerwiec 2010	2,5280	(239)	-
Płatności za gaz	17 mln USD	3 grudzień 2009	18 czerwiec 2010	2,5200	(243)	-
Razem					(5 842)	-
Z tego:						
premia od opcji aktywa					25 938	32 770
wycena pozytywna* aktywa					(7 936)	141 416
Wycena negatywna zobowiązania					(260 428)	(16 723)

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

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 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych- niezrealizowane	(270 890)	143 839
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	2 332	216 612
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	(268 558)	360 451
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(229 771)	360 451
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów*	(38 787)	-

*Od 1 kwietnia 2009 Jednostka Dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń.

36. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE

36.1. Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji

Beneficjent	Udzielone zobowiązanie warunkowe w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego	Udzielone zobowiązanie warunkowe* w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.A.					
NATIONAL OIL CORPORATION	108 000	USD	307 832	1 czerwiec 2013	gwarancja
PAŃSTWO NORWESKIE	627 556	EUR	2 578 124	1 styczeń 2050	gwarancja
SOCIETE GENERALE S.A. ODDZIAŁ W POLSCE	5 299	EUR	15 103	22 czerwiec 2010	poręczenie gwarancji
TMF NEDERLAND BV	1 000	EUR	4 108	30 listopad 2010	gwarancja
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa					
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa	1 250 000	EUR	5 135 250	27 styczeń 2012	gwarancja spłaty
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.					
Urząd Celny w Pakistanie	800	USD	2 280	31 grudzień 2010	gwarancja celna
Oil India Limited Libya	664	EUR	2 728	23 marzec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Komercni Banka AS	5 000	CZK	777	26 styczeń 2010	gwarancja wadialna
Nafta Gbely AS Słowacja	170	EUR	698	27 maj 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
KGHM HMS Bergabu AG	18	EUR	74	10 marzec 2010	gwarancja przetargowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o.					
Oil India	558	USD	1 589	15 listopad 2010	gwarancja bankowa
Oil India	1 801	USD	5 133	15 kwiecień 2010	gwarancja bankowa
Cairn	1 240	USD	3 534	8 luty 2010	gwarancja bankowa
Cairn	1 194	USD	3 403	11 listopad 2010	gwarancja bankowa
Oil India	333	USD	949	15 kwiecień 2010	gwarancja bankowa
ADANI	1 259	USD	3 590	25 lipiec 2010	gwarancja bankowa
ADANI	20 000	THB	1 714	11 luty 2010	gwarancja bankowa
Oil India	658	USD	1 874	17 grudzień 2010	gwarancja bankowa
PPC	1 598	USD	4 555	17 grudzień 2010	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	2 223	INR	137	10 luty 2010	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	50	EUR	205	2010	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	255	USD	727	2010	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	451	PLN	451	2009-2012	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Jasło Sp. z o.o.					
RWE DEA GmbH	550	EUR	2 260	4 czerwiec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez BUG Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.					
GAZ-SYSTEM S.A.	388	PLN	388	30 maj 2012	gwarancja należytego wykonania kontraktu
IMP Promont Montaza Lubljana	308	EUR	1 266	8 marzec 2013	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Hydrobudowa Polska S.A. Przeźmierowo	2 298	PLN	2 298	31 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
GAZ-SYSTEM S.A.	655	PLN	655	30 grudzień 2012	gwarancja należytego wykonania kontraktu
ALKATKraków	1 519	PLN	1 519	1 wrzesień 2015	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PN Diament Sp. z o.o.					
GS Engineering&Construction Poland Sp. z o.o.	535	PLN	535	14 luty 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	2 270	PLN	2 270	2009-2013	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geovita Sp. z o.o.					
PKO BP S.A.	1 300	PLN	1 300	31 marzec 2010	hipoteka kaucyjna
PKO BP S.A.	2 000	PLN	2 000	31 marzec 2010	przelew prawa do wierzytelności z tyt. umowy ubezpiec.
Razem			8 089 326		

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku.

Na koniec poprzedniego okresu wartość zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji wynosiła 8.276.643 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku obowiązywała umowa zawarta 22 września 2005 roku przez PGNiG S.A. ze Spółkami Gazownictwa, dotycząca udzielenia gwarancji w związku z Umową Kredytową zawartą przez PGNiG S.A. z konsorcjum banków w dniu 27 lipca 2005 roku. Umowa ta dotyczy udzielonych solidarnie przez Spółki, Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A. (Agentowi Kredytu) nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty kredytu do kwoty 1.250.000 tysięcy EUR do dnia przypadającego 18 miesięcy po dacie rozwiązania umowy odnośnie Transzy A Kredytu, tj. do dnia 27 stycznia 2012 roku. Spółka dokonała spłaty kredytu terminowego w kwocie 600.000 tysięcy EUR zapewniając sobie jednocześnie możliwość wykorzystania kwoty w tej samej wysokości w ramach kredytu odnawialnego. Kredyt odnawialny był wykorzystywany w 2009 i 2008 roku. Gwarancje Spółek Gazownictwa stanowią teraz jego zabezpieczenie.

W tabeli 36.1. Spółka nie prezentuje gwarancji bankowych, które na zlecenie Jednostki Dominującej zostały wystawione przez banki na rzecz beneficjentów, wobec których Jednostka Dominująca posiada istotne zobowiązania z tytułu zawartych umów na dostawę towarów i usług. Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość takich gwarancji bankowych wynosiła 912.546 tysięcy złotych a na dzień 31 grudnia 2008 roku 754.714 tysięcy złotych.

36.2. Zobowiązania warunkowe z tytułu wystawionych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawione go weksla w walucie	Waluta wystawione go weksla	Wysokość wystawione go weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle wystawione przez PGNiG S.A.				
Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości	2 557	PLN	2 557	31 grudzień 2014
Weksle wystawione przez PNiG Jasło Sp. z o.o.				
Bank Pekao S.A.	5 000	PLN	5 000	31 grudzień 2010
Bank Pekao S.A.	7 000	PLN	7 000	31 grudzień 2010
ING BANK ŚLAŃSKI S.A.	12 000	PLN	12 000	26 sierpień 2010
Weksle wystawione przez PN Diament Sp. z o.o.				
BRE BANK S.A.	4 000	PLN	4 000	bezterminowo
Weksle wystawione przez BUG Gazobudowę Zabrze Sp. z o.o.				
PKN Orlen S.A.	20	PLN	20	14 marzec 2010
TU ALLIANZ Polska S.A.	8 000	PLN	8 000	14 marzec 2010
ERGO HESTIA S.A.	6 000	PLN	6 000	bezterminowo
PKN Orlen S.A.	10	PLN	10	bezterminowo
ING BANK ŚLAŃSKI S.A.	6 000	PLN	6 000	30 styczeń 2010
Deutsche Bank Polska S.A.	5 000	PLN	5 000	30 styczeń 2010
Bank Pekao S.A.	3 000	PLN	3 000	31 grudzień 2009
Bank Pekao S.A.	1 600	PLN	6 573	31 lipiec 2010
Bank Pekao S.A.	180	PLN	741	31 sierpień 2013
GENERALI TU S.A.	4 000	PLN	4 000	31 sierpień 2010
Weksle wystawione przez BN Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.				
TU InterRisk S.A.	647	PLN	647	2010-2012
Weksle wystawione przez Geovitę Sp. z o.o.				
PKO BP S.A.	1 000	PLN	1 000	31 marzec 2010
Razem			71 548	

Na koniec poprzedniego okresu wartość zobowiązań warunkowych z tytułu wystawionych weksli wynosiła 63.920 tysięcy złotych.

36.3. 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 ropy 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 – 2009. Ewentualne nie przeterminowane zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2009 roku 127.514,3 tysięcy złotych (na koniec 2008 roku zobowiązanie to wynosiło 123.145,6 tysięcy złotych).

Roszczenia dotyczące nieruchomości

W swojej działalności gospodarczej Grupa wykorzystuje obiekty, które mogą być położone na gruntach nie będących własnością Grupy. Grupa nie posiada dla części z tych obiektów tytułu prawnego do korzystania z gruntów, na których te obiekty są położone. W przyszłości Grupa może być zobowiązana do ponoszenia kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości lub konieczności przebudowy (likwidacji) obiektu. Zdaniem Grupy wiarygodne oszacowanie potencjalnych zobowiązań z tego tytułu jest niemożliwe z uwagi na nieokreśloną liczbę gruntów i brak jednolitego orzecznictwa sądowego. Koszty z tytułu bezumownego korzystania z gruntów Grupa ujmuje w sprawozdaniu finansowym w momencie uregulowania statusu prawnego (zawarcie umowy, prawomocny wyrok sądowy). Zdaniem Grupy dotychczasowe doświadczenie wskazuje, że ewentualne opłaty z tego tytułu nie wpłyną w sposób istotny na sytuację finansową Grupy.

37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

37.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
W okresie 1 roku	-	18
W okresie od 1 do 5 lat	-	30
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	-	48

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	3 810 209	3 071 099
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	914 763	302 909
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	2 895 446	2 768 190

38. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

38.1. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Saldo na dzień	Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	31 grudnia 2009	25 345	103 750	31 grudnia 2009	2 626	2 625	-	-	8 943
	31 grudnia 2008	26 814	74 554	31 grudnia 2008	3 840	3 840	120 526	-	7 955
Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2009	42 292	225 632	31 grudnia 2009	143 231	9 598	28 622	9 551	143 540
	31 grudnia 2008	19 872	253 341	31 grudnia 2008	130 270	2 859	16 343	-	134 570
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2009	67 637	329 382	31 grudnia 2009	145 857	12 223	28 622	9 551	152 483
	31 grudnia 2008	46 686	327 895	31 grudnia 2008	134 110	6 699	136 869	-	142 525

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2009 oraz 2008 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

W 2009 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).

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

W roku 2009 roku PGNiG S.A. największe obroty uzyskała z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych „GAZ-SYSTEM” Spółka Akcyjna, Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KEDZIERZYN S.A.

Wartość sprzedaży do powyższych jednostek w 2009 roku wyniosła 2.761 milionów złotych, co stanowiło 14,3% przychodów ze sprzedaży. Wartość zakupów od powyższych jednostek w 2009 roku wyniosła 1.403 milionów złotych, co stanowiło 7,8% kosztów operacyjnych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość bilansowa należności wyniosła 729 milionów złotych natomiast wartość zobowiązań na dzień 31 grudnia 2009 roku wyniosła 86 milionów złotych.

W roku 2008 roku PGNiG S.A. uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych „GAZ-SYSTEM” Spółka Akcyjna, Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe POLICE S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A.

Wartość sprzedaży do powyższych jednostek w 2008 roku wyniosła 3.019 milionów złotych, co stanowiło 16,4% przychodów ze sprzedaży. Wartość zakupów od powyższych jednostek w 2008 roku wyniosła 1.401 milionów złotych, co stanowiło 7,9% kosztów operacyjnych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku wartość bilansowa należności wyniosła 1.119 milionów złotych natomiast wartość zobowiązań wyniosła 84 miliony złotych.

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

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Wynagrodzenie osób zarządzających	28 751	20 799
Jednostka dominująca	3 396	4 641
Jednostki zależne	14 714	13 570
Jednostka współzależna	9 807	1 929
Jednostki stowarzyszone	834	659
Wynagrodzenie osób nadzorujących	6 455	7 682
Jednostka dominująca	337	312
Jednostki zależne	4 073	3 677
Jednostka współzależna	1 313	3 119
Jednostki stowarzyszone	732	574
Razem	35 206	28 481

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-3,5%	1%-5%
Warunki spłaty (na ile lat)	1,5-10 lat	3-10 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	72	128
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-4%	0%-5%
Warunki spłaty (na ile lat)	1,5-3 lat	1,25-5 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	4	8
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	76	136

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

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2009 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2009 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2009 roku
Razem Zarząd w tym:	3 396,15	3 379,74	6 775,89
Michał Szubski - prezes zarządu	322,02	820,78	1 142,80
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	274,17	410,17	684,34
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	279,81	736,69	1 016,50
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	278,85	747,52	1 026,37
Mirosław Szałuba - wiceprezes zarządu	298,40	199,55	497,95
Waldemar Wójcik - wiceprezes zarządu*	381,85	224,52	606,37
Ewa Bernacik - prokurent	343,31	80,85	424,16
Mieczysław Jakiel - prokurent	240,31	39,84	280,15
Tadeusz Kulczyk - prokurent	334,79	33,20	367,99
Osoby zarządzające w 2009 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2009 roku:			
Stanisław Radecki - prokurent	541,84	39,84	581,68
Marek Dobryniwski - prokurent	33,00	6,64	39,64
Zbigniew Król - prokurent	67,80	40,14	107,94
Razem Rada Nadzorcza w tym:	337,06	217,15	554,21
Stanisław Rychlicki	39,84	80,00	119,84
Marcin Moryń	39,84	-	39,84
Mieczysław Kawecki	39,84	52,16	92,00
Agnieszka Chmielarz	39,84	45,15	84,99
Grzegorz Banaszek	39,84	-	39,84
Marek Karabuła	39,84	-	39,84
Mieczysław Puławski	39,84	-	39,84
Jolanta Siergiej	39,84	39,84	79,68
Osoby nadzorujące w 2009 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2009 roku:			
Maciej Kaliski	18,34	-	18,34
Razem	3 733,21	3 596,89	7 330,10

*Łącznie z wynagrodzeniem z tytułu pełnienia funkcji prokurenta w okresie od 1 do 28 stycznia 2009 roku.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2008 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2008 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2008 roku
Razem Zarząd w tym:	4 641,25	2 716,97	7 358,22
Michał Szubski - prezes zarządu	211,37	240,04	451,41
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	184,80	82,39	267,19
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	189,35	203,00	392,35
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	184,12	218,33	402,45
Mirosław Szałuba - wiceprezes zarządu	192,83	130,33	323,16
Ewa Bernacik - prokurent	334,57	74,39	408,96
Marek Dobryniewski - prokurent	342,25	37,24	379,49
Stanisław Radecki - prokurent	401,39	37,24	438,63
Waldemar Wójcik - prokurent	442,51	36,95	479,46
Osoby zarządzające w 2008 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2008 roku:			
Krzysztof Głogowski	318,05	386,91	704,96
Jan Anysz	337,75	271,76	609,51
Zenon Kuchciak	315,85	323,64	639,49
Stanisław Niedbalec	268,22	270,33	538,55
Tadeusz Zwierzyński	318,59	174,69	493,28
Jan Czerepok	352,90	133,26	486,16
Bogusław Marzec	246,70	96,47	343,17
Razem Rada Nadzorcza w tym:	312,23	165,30	477,53
Stanisław Rychlicki	32,65	48,49	81,14
Marcin Moryń	37,24	-	37,24
Mieczysław Kawecki	37,24	34,89	72,13
Agnieszka Chmielarz	24,96	21,65	46,61
Grzegorz Banaszek	32,65	-	32,65
Maciej Kaliski	4,65	-	4,65
Marek Karabuła	4,65	-	4,65
Mieczysław Puławski	37,24	-	37,24
Jolanta Siergiej	24,96	18,91	43,87
Osoby nadzorujące w 2008 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2008 roku:			
Wojciech Arkuszewski	4,73	-	4,73
Kazimierz Chrobak	12,27	2,00	14,27
Hubert Konarski	20,48	-	20,48
Andrzej Rościszewski	4,73	-	4,73
Joanna Stuglik	20,48	19,34	39,82
Mirosław Szałuba	3,84	-	3,84
Piotr Szwarc	4,73	20,02	24,75
Jarosław Wojtowicz	4,73	-	4,73
Razem	4 953,48	2 882,27	7 835,75

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

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG oraz sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za rok 2009 weryfikuje spółka Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2007-2009) w dniu 16 sierpnia 2007 roku. Zakres umowy obejmuje:

- badanie sprawozdań finansowych za lata 2007, 2008, 2009
- przegląd sprawozdań finansowych za I kwartał 2008, 2009, 2010 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za I półrocze 2007, 2008, 2009 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za trzy kwartały 2007, 2008, 2009 roku.

Wynagrodzenie dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2008-2009 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	145	155
Badanie rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	165	175
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	510	540
Usługi doradztwa podatkowego	-	
Pozostałe usługi	125	288
Razem	945	1 158

38.7. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W 2009 roku PGNiG S.A. współpracowała 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., Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.

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

W 2009 roku PGNiG S.A. kontynuowała prowadzenie wspólnych prac 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 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%

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

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

W ramach „Porozumienia w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka 11” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka. Ponadto na obszarze „Płotki” zakończono reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych.

W 2009 roku na obszarze „Poznań” prowadzono reprocessing i interpretację zdjęcia 3D Żerków-Pleszew, zakończono wiercenie otworu Kromolice-2 oraz reprocessing i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D Lutynia-Taczanów. Na obszarze „Płotki”-„PTZ” prowadzono eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl.

W 2009 roku zakończono wydobycie gazu ziemnego ze złoża Wilga (Blok 255) oraz zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Ostrowiec-1 (obszar „Ostrowiec”). Otwór został zlikwidowany ze względu na brak przepływu węglowodorów.

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

W 2009 roku PGNiG S.A. wspólnie z Eurogas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o., na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach „Bieszczady” z dnia 1 czerwca 2007 roku, zakończyła prace sejsmiczne 2D Kostarowce-Zahutyń w rejonie Karpat oraz rozpoczęła processing i interpretację zdjęć. Koncesje oraz prawo użytkowania górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na powyższym obszarze należą do PGNiG S.A.

Orlen Upstream Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 02-159, ul. J. G. Bennetta 2B,

22 czerwca 2009 roku Spółka podpisała z Orlen Upstream Sp. z o.o. umowę na zagospodarowanie złóż ropy naftowej w obrębie złoża Sieraków, na terenie koncesji należącej do PGNiG S.A. Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%. W 2009 roku w na obszarze złoża rozpoczęto prace rekonstrukcyjne w otworze Sieraków-4.

Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

17 grudnia 2009 roku Spółka podpisała Umowę o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. obejmującą obszar Karpaty Zachodnie. Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 60% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 40% udziałów.

Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

17 grudnia 2009 roku PGNiG S.A. podpisała Umowę o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. obejmującą obszar Karpaty Wschodnie. Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 80% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 20% udziałów.

Wszystkie opisane powyżej wspólne przedsięwzięcia nie były konsolidowane w 2009 oraz 2008 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.

38.8. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Ukraina

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

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 3.966,0 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku) i dzieli się na 120,0 tysięcy akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 1.442,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku, wynosi 2.499,4 tysięcy złotych i w całości została 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 Ltawa Sp. z o.o. 0,01%

Produkcja gazu ziemnego została uruchomiona przez spółkę w listopadzie 2003 roku. Obiektem eksploatacji jest sachalińskie złożo gazokondensatu w Rejonie Krasnokuckim Obwodu Charkowskiego (wschodnia Ukraina). Spółka wydobywa węglowodory, prowadzi produkcję gazu ziemnego i kondensatu oraz zajmuje się ich sprzedażą na rynku ukraińskim.

Eksploatacja złoża 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, która była posiadana przez NAK „Nadra Ukrainy”. Od tego czasu 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 RO (omańskich riali), to jest 1.120,2 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 grudnia 2009) i dzieli się na 150,0 tysięcy udziałów o wartości 1 RO każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 548,9 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku wynosi 879,0 tysięcy złotych i w całości została 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 zawiązana została z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku Oddział PGNiG S.A. a obecnie jest to spółka, w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów) w 2000 roku. Głównym celem zawiązania spółki było prowadzenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką linową, konserwacji głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technologicznego PGNiG 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. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tysięcy EURO (to jest 893,9 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 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 Bornicke – Hintersee – Police, zatwierdzenia planu gospodarczego na rok 2009 oraz wpłaty na kapitał rezerwy przez wspólników po 3 miliony EURO. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał rezerwy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwy w wysokości po 750 tysięcy EURO od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Pozostała część wpłaty na kapitał rezerwy nastąpi po uzgodnieniu przez wspólników dalszych warunków współpracy przy realizacji budowy

gazociągu „Interkonektor Niemcy – Polska”, zwłaszcza w odniesieniu do praw i obowiązków współników ITG. Zakłada się, że decyzja o realizacji budowy interkonektora zostanie podjęta w 2011 roku.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce InterTransGas GmbH wynosiło 3.100 tysięcy EURO (to jest 13.855,8 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku wynosi 13.602,5 tysięcy złotych

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), a w szczególności dla wykonania umowy zawartej 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dotyczącą nabycia (które nastąpiło 30 października 2007 roku) 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 (po unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun) PGNiG Norway AS posiada prawo do 11,9175% produkcji pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun i w takiej samej proporcji obowiązek udziału w nakładach inwestycyjnych. Pozostałe udziały należą do: British Petroleum (Operator) – 24%, StatoilHydro – 36%, E.ON Ruhrgas Norge – 28%.

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), a projekt wydobywania jest w fazie zagospodarowania złoża. W 2009 roku kontynuowano projekt zagospodarowania złoża Skarv. Projekt zagospodarowania złóż obejmuje wykonanie 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 – gazu ziemnego i 4 odwiertów iniekcyjnych (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Złoże będzie zagospodarowane przy pomocy geostacjonarnej pływającej platformy wydobywczej (FPSO) o długości 292 metrów i masie 62 tysięcy ton, budowanej w stoczni w Korei Południowej. Zakończenie budowy nastąpi w IV kwartale 2010 roku. Pierwsze dochody z eksploatacji złoża są oczekiwane od 2011 roku.

Zgodnie z szacunkami nakłady inwestycyjne na rozwój złóż wyniosą około 5 miliardów USD, z czego nakłady inwestycyjne Grupy wyniosą około 600 milionów USD.

Na koniec 31 grudnia 2009 roku dotychczas poniesione przez Grupę (poprzez spółkę zależną Jednostki Dominującej) nakłady inwestycyjne ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy wyniosły 4.349.237 tysięcy NOK to jest 2.151.133 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku), natomiast związane z tym przedsięwzięciem bezpośrednie koszty ujęte w rachunku zysków i strat za 2009 rok wyniosły 111.290 tysięcy NOK to jest 55.523 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie NOK stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca okresu sprawozdawczego).

W 2009 roku PGNiG Norway AS nabyło udziały w dwóch nowych koncesjach: 30% udział w koncesji PL350 i 25% udział w koncesji PL419. W styczniu 2010 roku PGNiG Norway AS nabyła 15% udział w licencji PL558 zlokalizowanej w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv i licencji PL350. Operatorem tej licencji jest E.ON Ruhrgas Norge (30%), pozostałymi partnerami są: Nexen Exploration Norge (15%), Det norske oljeselskap (20%) i Petoro (20%).

Na koniec stycznia 2010 roku spółka posiadała udziały w 8 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Na potrzeby zakupu udziału w złożach oraz potrzeby inwestycyjne Jednostka Dominująca udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka jest uruchomiana w transzach a datę spłaty ustalono na grudzień 2022 roku. W 2009 roku spółka otrzymała następną transzę pożyczki w wysokości 1.312.000 tysięcy NOK. Saldo otrzymanej pożyczki przez spółkę PGNiG Norway AS na dzień 31 grudnia 2009 roku osiągnęło poziom docelowy i wynosiło 3.800.000 tysięcy NOK to jest 1.879.480 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Odsetki są naliczane według stopy procentowej 3M NIBOR powiększonej o marżę. W dniu 8 października 2009 roku Zgromadzenie Wspólników PGNiG Norway AS podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 454.000 tysięcy NOK, do wysokości 951.327 tysięcy NOK. Nowe udziały zostały w całości objęte przez Jednostkę Dominującą za wkład gotówkowy. Środki finansowe mają być przeznaczone na finansowanie kontynuacji realizacji projektu Skarv. Struktura finansowania

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

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG S.A. w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego i inną działalność podobnego typu, jak również wszelką inną działalność 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.

Na koniec 31 grudnia 2009 roku zaangażowanie kapitałowe Jednostki Dominującej w spółce wynosiło 951.327 tysięcy NOK to jest 470.526,3 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku).

Holandia - Libia

Spółka PGNiG Finance B.V. została zawiązana w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w EURO. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy EURO to jest 82,2 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku).

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na wykorzystanie spółki PGNiG Finance B.V. 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.).

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 wygranym 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 307.832,4 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku).

W styczniu 2009 roku został zatwierdzony przez stronę libijską raport z audytu środowiskowego i archeologicznego, co umożliwi rozpoczęcie prac sejsmicznych 2D i 3D przez spółkę Geofizyka Kraków Sp. z o.o. (spółka zależna z GK PGNiG), która wygrała przetarg na realizację tych prac.

Pierwszy etap prac sejsmicznych został zakończony na przełomie lat 2009 i 2010. Jednocześnie w IV kwartale 2009 roku ze spółką Geofizyka Kraków podpisano aneks do umowy na realizację II etapu sejsmicznych prac poszukiwawczych. W II połowie 2009 roku rozpoczęto proces przetwarzania danych otrzymanych w wyniku prac sejsmicznych, a w grudniu 2009 roku przystąpiono do analizy danych 2D i 3D.

Wartość tych prac w 2009 roku wyniosła 28.900 tysięcy EURO to jest 125.443 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie EURO stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca okresu sprawozdawczego).

W marcu 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokapitalizowaniu POGC Libya BV kwotą 47.500 tysięcy EURO z przeznaczeniem głównie na finansowanie wydatków poszukiwawczych w Libii. Dokapitalizowanie zostało dokonane bez emisji nowych udziałów. W dniu podjęcia uchwały o dokapitalizowaniu dokonano potrącenia części kwoty wpłaty na kapitał rezerwowy z wierzycielnością 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 gotówce w

trzech transzach. Pierwsza transza w kwocie 11.603,3 tysięcy EURO została przekazana na rachunek POGC Libya B.V. w dniu 19 marca 2009 roku, druga w kwocie 10.000 tysięcy EURO 1 lipca 2009 roku a trzecia również w kwocie 10.000 tysięcy EURO w dniu 1 października 2009 roku.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku zaangażowanie Jednostki Dominującej w spółkę wynosiło 47.520,0 tysięcy EURO to jest 195.221,7 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku).

Działalność bezpośrednia Jednostki Dominującej poza granicami kraju - udziały w koncesjach poszukiwawczych:

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy z 18 maja 2005 roku, zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Rządem Pakistanu na realizację poszukiwań i eksploatację węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. W 2009 roku, wynikiem pozytywnym zakończono wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego Rehman-1 oraz rozpoczęto testy mające na celu określenie wydajności otworu.

W dniu 6 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. podpisała umowę cesji udziałów w koncesji poszukiwawczej 1/05 na obszarze Dani i objęła operatorstwo na tej koncesji. W marcu 2009 roku PGNiG S.A. odkupiła od dotychczasowego udziałowca Odin Energi AS 40% udziałów w koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 80%, Nordsofonden – 20%. W 2009 roku rozpoczęto wykonanie zdjęć sejsmicznych 2D i 3D oraz processing danych sejsmicznych.

W 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg na koncesję poszukiwawczą Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie. W dniu 17 maja 2009 roku PGNiG S.A i Rząd Egiptu podpisali umowę EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement). W 2009 roku rozpoczęto prace przygotowawcze związane z wykonaniem reprocessingu 1.450 km sejsmiki 2D oraz prac grawimetrycznych.

Oddziały Grupy poza granicami kraju:

Grupa posiada 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,
Oddział w Algierii – Algier.

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

Oddział Pakistan Branch – Islamabad;
Zakład Słowacja w Bratysławie;
Zakład Czechy w Ostrawie;
Oddział Libia Branch - Trypolis.

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

Oddział w Tajlandii – Bangkok.

PNiG Jasło Sp. z o.o.

Oddział w Libii - Trypolis.

PNiG Kraków Sp. z o.o.

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

PNiG Piła Sp. z o.o.

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

ZRG Krosno Sp. z o.o.

Oddział w Czechach – Ostrava.

POGC Libya BV

Oddział w Libii

39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Centrala Spółki PGNiG S.A.*	833	837
Poszukiwanie i wydobywanie	10 800	10 725
Obrót i magazynowanie	4 128	4 088
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	292	295
Dystrybucja	13 851	13 746
Pozostałe	2 073	2 044
Razem	31 685	31 440

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

40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ

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

W przypadku PGNiG S.A., decyzje o zastosowaniu Programu (czyli między innymi zgoda na uruchomienie wpłat tak zwanych osłon na zasadach sprecyzowanych w Programie), w odniesieniu do oddziałów i Centrali Spółki podejmuje Zarząd PGNiG S.A. w formie uchwały.

Do końca okresu sprawozdawczego tj. do dnia 31 grudnia 2009 roku, z wyłączeniem przypadków szczególnych, o których mowa poniżej, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki oraz w podmiotach Grupy Kapitałowej.

Wymienione wyżej wyjątki dotyczyły 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, jak i w poprzednich latach, wnioskowania o skorzystanie przez ich byłych pracowników, z którymi rozwiązano stosunek pracy, ze środków kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji („CFR”), o ile WZ PGNiG S.A. wyraziło na to zgodę. Z takiej możliwości skorzystała spółka ZUN Naftomet 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 26 byłych pracowników w wysokości 1.088,2 tysięcy złotych. Wniosek ten został przyjęty uchwałą NWZ PGNiG S.A.

W grudniu 2009 roku z analogicznym wnioskiem wystąpiła spółka PNiG Kraków Sp. z o.o. Ze względu na konieczność uzyskania w tej kwestii wymaganych opinii odpowiednich jednostek organizacyjnych oraz zgód korporacyjnych wniosek ten zostanie prawdopodobnie zrealizowany pod koniec I kwartału 2010 roku.

W 2009 roku - zgodnie z kierunkami określonymi w Strategii PGNiG S.A. - trwały prace analityczno-projektowe dla porządkowania struktur Grupy Kapitałowej przez konsolidowanie spółek o zbliżonym profilu działania. Jedną z przesłanek takich projektów jest tworzenie silniejszych pod względem wykonawczym i finansowym spółek PGNiG S.A., mogących w przyszłości podjąć się realizacji kluczowych dla polskiego gazownictwa i górnictwa naftowego projektów inwestycyjnych oraz prac poszukiwawczych w Polsce i zagranicą.

41. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

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

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Kredyty i pożyczki oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	2 028 163	912 810
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	2 799 472	3 294 154
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 196 325)	(1 421 939)
Zadłużenie netto	3 631 310	2 785 025
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	21 391 571	20 706 895
Kapitał i zadłużenie netto	25 022 881	23 491 920
Wskaźnik dźwigni	14,5%	11,9%

42. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW

Pracownicy Spółki na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji („Ustawa”), są uprawnieni do bezpłatnego nabycia 15% akcji Spółki. Powyższe prawo przysługuje tzw. uprawnionym pracownikom, to jest osobom o których mowa w artykule 2 pkt 5 Ustawy. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji powstaje po upływie trzech miesięcy od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych.

W dniu 30 czerwca 2008 roku Skarb Państwa zbył na zasadach ogólnych jedną akcję Spółki PGNiG S.A.

W związku z powyższym, zgodnie z art. 38 ust. 2 Ustawy, prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników powstało w dniu 1 października 2008 roku i wygaśnie w dniu 1 października 2010 roku.

Zgodnie z art. 36 ust. 1 Ustawy uprawnionym pracownikom przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 sztuk akcji o wartości nominalnej 1 złoty każda. Lista uprawnionych pracowników została ustalona w grudniu 1997 roku i wynosi 61.516 osób.

Wartość rynkowa pakietu 750.000.000 sztuk akcji na koniec 31 grudnia 2009 roku wynosiła 2.842.500 tysięcy złotych (na dzień sporządzenia sprawozdania to jest na koniec 3 marca 2010 wartość tego pakietu wynosiła 2.670.000 tysięcy złotych).

Zgodnie z przyjętym harmonogramem, proces wydawania akcji został uruchomiony w dniu 6 kwietnia 2009 roku. Na dzień 31 grudnia 2009 roku zostało objętych (zapisanych na rachunkach papierów wartościowych) przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców 696.313.631 sztuk akcji.

Zgodnie z art. 38 ust. 3 Ustawy akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników nie mogą być przedmiotem obrotu przed dniem 1 lipca 2010 roku natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków zarządu Spółki przed dniem 1 stycznia 2011 roku.

Podstawową zasadą MSSF 2 Płatności w formie akcji jest ujmowanie kosztu świadczeń pracowniczych w okresie ich faktycznego świadczenia. Prawa do bezpłatnego nabycia akcji wynikające z Ustawy miały z założenia stanowić rekompensatę za świadczenie pracy przez uprawnionych pracowników za okres przed wejściem ustawy w życie w szczególności za okres sprzed 1989 r., kiedy miały miejsce zmiany ustrojowe w Polsce. Zgodnie z MSSF 2 wartość powyższego programu powinna zostać określona na dzień ustalenia ilości akcji przypadającej na poszczególnych pracowników, w oparciu o wartość godziwą tych akcji. W przypadku PGNiG S.A. akcje będą

wydawane z puli akcji należących do Skarbu Państwa. W związku z tym Spółka ponosi jedynie koszty administracyjne związane z operacją wydania akcji uprawnionym pracownikom.

Bezpośrednie koszty związane z udostępnianiem akcji poniesione w 2009 roku ujęte w rachunku zysków i strat wyniosły 1.852,8 tysięcy złotych. Z tego koszt ogłoszeń prasowych wyniósł 121,4 tysięcy złotych, koszt zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez CDM Pekao S.A. wyniósł 1.309,9 tysięcy złotych a koszt zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez pracowników GK PGNiG wyniósł 421,5 tysięcy złotych.

43. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

- a. W dniu 10 stycznia 2010 roku został złożony wniosek o likwidację spółki Geofizyka Kraków Libia S.A. z siedzibą w Janzur, okręg Al-Jifara, Libia (spółki pośrednio zależnej od PGNiG S.A. poprzez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.) do Komisji Ludowej ds. Gospodarki, Handlu i Inwestycji, Biuro Głównego Rejestru Handlowego Wielkiej Arabskiej Libijskiej Dżamahiriji Ludowo-Socjalistycznej. Na likwidatora wyznaczono Pana Ash-Sharif Ali bin Iyad - audytor prawny. Geofizyka Kraków Sp. z o.o. (jednostka w 100% zależna od PGNiG S.A.) posiada 60% udziału w kapitale zakładowym spółki zależnej Geofizyka Kraków Libia S.A. W dniu 22 stycznia 2010 roku do spółki PGNiG S.A. wpłynęło pismo Głównego Komitetu Ludowego ds. Przemysłu, Gospodarki i Handlu, datowane na 19 stycznia 2010 roku, informujące o wykreśleniu z Głównego Rejestru Handlowego Wielkiej Libijskiej Dżamahiriji Ludowo – Socjalistycznej spółki pośrednio zależnej od PGNiG S.A. działającej pod firmą Geofizyka Kraków Libia S.A.
- b. W dniu 20 stycznia 2010 roku Zarząd Jednostki Dominującej powziął wiadomość o tym, że spółce PGNiG Norway AS („PGNiG Norway”), (jednostka w 100% zależna od PGNiG S.A.) w wyniku rozstrzygnięcia rundy licencyjnej APA 2009 zostało przyznane przez norweskie Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii 15% udziałów w licencji poszukiwawczo-wydobywczej PL558 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym („Licencja”). Bezpośrednim operatorem na Licencji został E.ON Ruhrgas Norge AS (30% udziałów). Pozostałymi partnerami są: Nexen Exploration Norge AS (15% udziałów), Det norske oljeselskap AS (20% udziałów) oraz Petoro AS (20% udziałów). Pozyskanie udziałów w licencji PL558 jest ważnym elementem strategii PGNiG Norway. Koncesja ta zlokalizowana jest w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv oraz graniczy z licencją PL350, gdzie PGNiG Norway posiada 30% udziałów. PGNiG Norway uzyskało udziały w ww. koncesji w oparciu o Wniosek Koncesyjny złożony do Ministerstwa ds. Węglowodorów i Energii wspólnie z firmą E.ON Ruhrgas Norge AS. Koncepcja geologiczna oraz interpretacja danych geofizycznych wykonana została w całości przez PGNiG Norway.
- c. W dniu 27 stycznia 2010 roku, w związku z bardzo niskimi temperaturami i znacznym wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny, PGNiG S.A. zmniejszyła dostawy do Zakładów Chemicznych Police S.A. Decyzja ta została podjęta na podstawie obowiązującej umowy handlowej między firmami, która przewiduje możliwość zmniejszenia dostaw. Powyższe ograniczenia dostaw gazu ziemnego zostało zniesione w dniu 1 lutego 2010 roku.
- d. W dniu 27 stycznia 2010 roku w Moskwie podpisano trójstronne Porozumienie pomiędzy PGNiG, OAO Gazprom Export z siedzibą w Moskwie, Rosja („Gazprom Export”) i spółką System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, Polska („EuRoPol GAZ”). Zawarte Porozumienie przewiduje:
 - a. przedłużenie Kontraktu Jamalskiego („Kontrakt”) na dostawę gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Polski do 31 grudnia 2037 roku;
 - b. możliwość zwiększenia wolumenu dostaw gazu ziemnego zgodnie z obowiązującym Kontraktem maksymalnie do poziomu 10,2 mld m³ gazu wg polskiej normy (11 mld m³ wg GOST).Dodatkowo PGNiG i Gazprom Export zobowiązały się do wprowadzenia odpowiednich zmian w obowiązującym Kontrakcie. Porozumienie stwarza jednocześnie warunki do wprowadzenia niezbędnych zmian w Porozumieniu pomiędzy Rządem Federacji Rosyjskiej, a rządem Rzeczypospolitej Polskiej o budowie systemu gazociągów do tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku i Protokołu Dodatkowego z dnia 12 lutego 2003 roku. Oprócz tego, podpisane Porozumienie przewiduje przedłużenie kontraktu na przesył gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej gazociągiem Jamalskim należącym do EuRoPol GAZ do 2045 roku na dotychczasowych warunkach.
- e. W dniu 2 lutego 2010 roku został podpisany aneks do porozumienia z dnia 8 grudnia 2009 roku („Aneks”) z Zakładami Chemicznymi Police S.A. („ZCh Police”). Aneks przewiduje, że ZCh Police zobowiązują się do zapłaty należności za dostarczone paliwo gazowe w miesiącu styczniu 2010 roku do dnia 5 marca 2010 roku wraz z odsetkami ustawowymi.

- f. W dniu 10 lutego 2010 roku Zarząd PGNiG S.A. potwierdził pakiet uzgodnień zawartych w trójstronnym porozumieniu pomiędzy PGNiG S.A., OAO Gazprom Export z siedzibą w Moskwie i spółką System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie („Porozumienie trójstronne”). Porozumienie trójstronne, zostało zawarte w dniu 27 stycznia 2010 roku w Moskwie. Dodatkowo PGNiG S.A. informuje, że Rada Nadzorcza na posiedzeniu w dniu 10 lutego 2010 roku zaakceptowała uprzednio zatwierdzone przez Zarząd uzgodnienia zawarte w Porozumieniu trójstronnym.
- g. W dniu 12 lutego 2010 roku PGNiG S.A. zawarła z sześcioma bankami Umowę zlecenia w przedmiocie organizacji programu emisji obligacji do kwoty 3 miliardów złotych oraz udzielenia gwarancji objęcia emisji obligacji przez te banki. Środki uzyskane z emisji obligacji przeznaczone zostaną przede wszystkim na refinansowanie kredytu zawartego z grupą banków w dniu 27 lipca 2005 roku, którego termin spłaty przypada na dzień 27 lipca 2010 roku.