



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**ŚRÓDROCZNE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE
FINANSOWE**

**ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY
30 CZERWCA 2011 ROKU**

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU.....	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH.....	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	9
1. INFORMACJE OGÓLNE	9
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	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	46
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	47
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	50
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	51
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE	53
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	53
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO	54
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	54
18. ZAPASY	55
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	56
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO.....	57
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	57
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE.....	57
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	58
24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	58
25. KAPITAŁ PODSTAWOWY	58
26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE.....	59
27. REZERWY	62
28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	64
29. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY	64
30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	64
31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA.....	65
32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY POZYCJAMI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH ORAZ ROZBICIE POZYCJI POZSTAŁE KOREKTY W DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ	65
33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	67
34. INSTRUMENTY POCHODNE	82
35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	95
36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	96
37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	97
38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	106
39. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ	106
40. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM.....	107
41. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	107

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Marek Karabuła

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szałuba

Warszawa, 26 sierpnia 2011 roku

WYBRANE DANE FINANSOWE
za okres zakończony 30 czerwca 2011 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
I. Przychody ze sprzedaży	11 523 362	10 761 916	2 904 585	2 687 657
II. Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 072 795	1 201 671	270 409	300 103
III. Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 239 611	1 216 630	312 457	303 838
IV. Zysk/Strata netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 003 474	991 870	252 936	247 707
V. Zysk/Strata netto	1 004 863	994 225	253 286	248 296
VI. Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	1 084 192	1 078 153	273 282	269 256
VII. Całkowite dochody razem	1 085 581	1 080 508	273 632	269 844
VIII. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 256 511	2 638 455	568 778	658 922
IX. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 107 855)	(1 439 794)	(531 307)	(359 571)
X. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(487 518)	(302 302)	(122 884)	(75 496)
XI. Środki pieniężne netto razem	(338 862)	896 359	(85 414)	223 855
XII. Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN / EUR)	0,17	0,17	0,04	0,04
	Stan na 30 czerwca 2011	Stan na 31 grudnia 2010	Stan na 30 czerwca 2011	Stan na 31 grudnia 2010
XIII. Aktywa razem	34 337 952	34 316 239	8 613 343	8 665 060
XIV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	10 445 901	10 796 769	2 620 253	2 726 250
XV. Zobowiązania długoterminowe	5 299 454	4 973 340	1 329 317	1 255 799
XVI. Zobowiązania krótkoterminowe	5 146 447	5 823 429	1 290 936	1 470 451
XVII. Kapitał własny	23 892 051	23 519 470	5 993 090	5 938 810
XVIII. Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000	1 479 958	1 489 786
XIX. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XX. Wartość księgową i rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (w PLN / EUR)	4,05	3,99	1,02	1,01
XXI. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,12	0,08	0,03	0,02

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

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

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010	30 czerwca 2010
Średni kurs w okresie	3,9673	4,0044	4,0042
Kurs na koniec okresu	3,9866	3,9603	4,1458

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 30 czerwca 2011 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011 nie badane	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010 nie badane
Przychody ze sprzedaży	3	11 523 362	10 761 916
Zużycie surowców i materiałów	4	(6 890 056)	(5 940 676)
Świadczenia pracownicze	4	(1 380 222)	(1 282 851)
Amortyzacja		(776 896)	(745 201)
Usługi obce	4	(1 567 526)	(1 518 088)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		481 410	361 441
Pozostałe koszty operacyjne netto	4	(317 277)	(434 870)
Koszty operacyjne razem		(10 450 567)	(9 560 245)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej		1 072 795	1 201 671
Przychody finansowe	5	192 689	34 841
Koszty finansowe	5	(25 478)	(19 510)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	(395)	(372)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem		1 239 611	1 216 630
Podatek dochodowy	7	(234 748)	(222 405)
Zysk/Strata netto		1 004 863	994 225
Przypisany/a:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 003 474	991 870
Udziałom niekontrolującym		1 389	2 355
Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej	9	0,17	0,17

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU
za okres zakończony 30 czerwca 2011 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011 nie badane	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010 nie badane
Zysk/Strata netto		1 004 863	994 225
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(14 150)	17 977
Wycena instrumentów zabezpieczających		169 803	87 888
Wycena instrumentów finansowych		(52 689)	(3 560)
Podatek odroczonej dotyczący innych całkowitych dochodów		(22 246)	(16 022)
Inne całkowite dochody netto		80 718	86 283
Całkowite dochody razem		1 085 581	1 080 508
Przypisane:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 084 192	1 078 153
Udziałom niekontrolującym		1 389	2 355

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 30 czerwca 2011 roku

	Informacja dodatkowa	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
		nie badane	zbadane
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	11	26 686 607	25 662 220
Nieruchomości inwestycyjne	12	9 507	9 915
Wartości niematerialne	13	240 895	246 710
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	555 433	555 828
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	51 179	170 442
Inne aktywa finansowe	15	9 663	39 868
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	729 597	676 817
Pozostałe aktywa trwałe	17	74 856	71 075
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		28 357 737	27 432 875
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	1 513 396	1 049 567
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	2 590 029	4 061 187
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	227 972	229 666
Rozliczenia międzyokresowe	21	263 181	78 801
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	30 474	8 833
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	316 271	77 873
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	1 034 496	1 373 292
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	24	4 396	4 145
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		5 980 215	6 883 364
Suma Aktywów		34 337 952	34 316 239
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	25	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(71 470)	(57 320)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		14 178 039	12 268 163
Zyski/Straty zatrzymane		2 135 613	3 655 110
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej		23 882 275	23 506 046
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym		9 776	13 424
Kapitał własny razem		23 892 051	23 519 470
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	1 196 058	969 864
Rezerwy	27	1 571 986	1 501 164
Przychody przyszłych okresów	28	1 097 743	1 089 192
Rezerwa na podatek odroczonego	29	1 412 053	1 392 010
Inne zobowiązania długoterminowe	30	21 614	21 110
Zobowiązania długoterminowe razem		5 299 454	4 973 340
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	31	3 187 935	3 291 472
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	632 082	1 229 237
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	162 237	104 443
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	126 565	225 972
Rezerwy	27	309 106	289 647
Przychody przyszłych okresów	28	728 522	682 658
Zobowiązania krótkoterminowe razem		5 146 447	5 823 429
Suma Zobowiązań		10 445 901	10 796 769
Suma Pasywów		34 337 952	34 316 239

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres zakończony 30 czerwca 2011 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
	nie badane	nie badane
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/Strata netto	1 004 863	994 225
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	395	372
Amortyzacja	776 896	745 201
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(25 494)	(115 927)
Odsetki i dywidendy netto	(5 326)	(6 251)
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej	34 685	59 614
Podatek dochodowy bieżącego okresu	234 748	222 405
Podatek dochodowy zapłacony	(382 594)	3 118
Pozostałe pozycje netto	32 136 574	93 222
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	1 774 747	1 995 979
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	32 1 513 276	1 094 587
Zmiana stanu zapasów	32 (463 829)	(124 784)
Zmiana stanu rezerw	32 42 492	9 026
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	32 (429 723)	(115 033)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	32 (192 047)	(203 316)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	32 11 595	(18 004)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 256 511	2 638 455
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	12 608	10 760
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	153 339	254
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	-	10 726
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(2 276 056)	(1 475 555)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	(18 872)	(446)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	(22 720)	(5 250)
Otrzymane odsetki	1 121	9 514
Otrzymane dywidendy	1 298	87
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	1 228	10 030
Pozostałe pozycje netto	40 199	86
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 107 855)	(1 439 794)
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	288 759	1 677 396
Wpływy z emisji papierów dłużnych	497 566	-
Spłata kredytów i pożyczek	(131 435)	(1 930 396)
Wykup papierów dłużnych	(1 090 517)	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(16 769)	(19 397)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wypłacone dywidendy	-	-
Zapłacone odsetki	(35 264)	(29 561)
Pozostałe pozycje netto	142	(344)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(487 518)	(302 302)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(338 862)	896 359
Różnice kursowe netto	66	1 153
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 372 918	1 196 316
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 034 056	2 092 675

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

za okres zakończony 30 czerwca 2011 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane			Razem
	(w tysiącach złotych)							
Stan na 1 stycznia 2011 (zbadane)	5 900 000	(57 320)	1 740 093	12 268 163	3 655 110	23 506 046	13 424	23 519 470
Przeniesienia	-	-	-	1 815 008	(1 814 971)	37	(37)	-
Wykup akcji (udziałów) od udziałowców niekontrolujących	-	-	-	-	-	-	(5 000)	(5 000)
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(708 000)	(708 000)	-	(708 000)
Zysk/Strata netto za I półrocze 2011 roku	-	-	-	-	1 003 474	1 003 474	1 389	1 004 863
Inne całkowite dochody netto za I półrocze 2011 roku	-	(14 150)	-	94 868	-	80 718	-	80 718
Stan na 30 czerwca 2011 (nie badane)	5 900 000	(71 470)	1 740 093	14 178 039	2 135 613	23 882 275	9 776	23 892 051
Stan na 1 stycznia 2010 (zbadane)	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 382 452	21 426 830	10 477	21 437 307
Przeniesienia	-	-	-	712 524	(712 531)	(7)	7	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(472 000)	(472 000)	(503)	(472 503)
Zysk/Strata netto za I półrocze 2010 roku	-	-	-	-	991 870	991 870	2 355	994 225
Inne całkowite dochody netto za I półrocze 2010 roku	-	17 977	-	68 306	-	86 283	-	86 283
Stan na 30 czerwca 2010 (nie badane)	5 900 000	(33 185)	1 740 093	12 236 277	2 189 791	22 032 976	12 336	22 045 312

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 30 czerwca 2011 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna („PGNiG S.A.”, „Spółka”; „Jednostka Dominująca”) z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 01-224, przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG („GK PGNiG”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa”).

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

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

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i 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, Niemiec i Czech, 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

W śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zaprezentowane zostały dane na dzień 30 czerwca 2011 roku oraz obejmujące okres od dnia 1 stycznia 2011 roku do 30 czerwca 2011 roku wraz z danymi porównawczymi za odpowiednie okresy 2010 roku.

1.4. Sprawozdanie zawiera dane skonsolidowane

Sprawozdanie zawiera skonsolidowane dane: Jednostki Dominującej, 26 spółek zależnych (w tym: 2 grup kapitałowych oraz 4 spółek zależnych 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 30 czerwca 2011 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziło PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 40 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

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

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Nazwa jednostki	Kapitał zakładowy w PLN	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w PLN	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	Procentowy udział PGNiG S.A. w liczbie głosów	
Spółki zależne od PGNiG S.A.					
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000	100 000 000	100%	100%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000	105 231 000	100%	100%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000	60 000 000	100%	100%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000	64 400 000	100%	100%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000	66 000 000	100%	100%
6	Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	62 000 000	62 000 000	100%	100%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000	26 903 000	100%	100%
8	PGNiG Norway AS	951 327 000 (NOK) ¹⁾	951 327 000 (NOK) ¹⁾	100%	100%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.	20 000 (EUR) ¹⁾	20 000 (EUR) ¹⁾	100%	100%
10	INVESTGAS S.A.	502 250	502 250	100%	100%
11	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000	658 384 000	100%	100%
12	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000	1 300 338 000	100%	100%
13	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000	1 484 953 000	100%	100%
14	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000	1 255 800 000	100%	100%
15	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000	614 696 000	100%	100%
16	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000	1 033 186 000	100%	100%
17	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000	86 139 000	100%	100%
18	PGNiG Technologie Sp. z o.o.	120 398 000	120 398 000	100%	100%
19	PGNiG Energia S.A.	20 000 000	20 000 000	100%	100%
20	BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o.	51 760	51 760	100%	100%
21	POGC Trading GmbH	10 000 000 (EUR) ¹⁾	10 000 000 (EUR) ¹⁾	100%	100%
22	PGNiG Finance AB (publ)	500 000 (SEK) ¹⁾	500 000 (SEK) ¹⁾	100%	100%
23	PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.	20 000	20 000	100%	100%
24	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	1 000 000	1 000 000	100%	100%
25	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	1 212 000	1 212 000	100%	100%
26	BSiPG Gazoprojekt S.A.	4 000 000	3 000 000	75%	75%
27	NYSAGAZ Sp. z o.o.	6 800 000	3 468 000	51%	51%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.					
28	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000	39 220 000	100%	100%
29	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000	23 500 000	100%	100%
30	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	9 244 000	9 244 000	100%	100%
31	Geofizyka Toruń Kish Ltd (Rial)	10 000 000 (IRR) ¹⁾	10 000 000 (IRR) ²⁾	100%	100%
32	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 (USD) ¹⁾	20 000 (USD) ¹⁾	100%	100%
33	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500	1 806 500	100%	100%
34	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000	105 000	100%	100%
35	Powisłe Park Sp. z o.o. (Warszawa)	81 131 000	81 131 000	100%	100%
36	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000	44 751 000	100%	100%
37	Poltava Services LLC	20 000 (EUR) ¹⁾	19 800 (EUR) ²⁾	99%	99%
38	CHEMKOP Sp. z o.o. Kraków	3 000 000	2 550 000	85%	85%
39	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000	153 000	51%	51%
40	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000	153 000	51%	51%

¹⁾ Wartości podane w walutach obcych.

²⁾ Kapitał nieopłacony.

Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją w I półroczu 2011 roku

Nazwa jednostki	Kraj siedziby	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	
		30 czerwca 2011	30 czerwca 2010
PGNiG S.A. (podmiot dominujący)	Polska		
Spółki zależne od PGNiG S.A.			
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków ¹⁾	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Norway AS	Norwegia	100,00%	100,00%
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
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 ²⁾	Polska	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Geovita Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
INVESTGAS S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Energia S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Technologie Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
POGC Trading GmbH	Niemcy	100,00%	-
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	Polska	100,00%	-
Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.			
BUG Gazobudowa Sp. z o. o. Zabrze	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	Polska	100,00%	100,00%
Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	Polska	100,00%	88,83%
NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej ³⁾	Polska	-	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
SGT EUROPOL GAZ S.A. ⁴⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

¹⁾ GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o. o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E.

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

³⁾ W dniu 29 czerwca 2010 r. Sąd Rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku spółki NAFT – STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej. W związku z tym nastąpiła utrata kontroli nad tą spółką, co spowodowało wyłączenie jej z konsolidacji w III kwartale 2010 roku.

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

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

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

- W dniu 9 lutego 2011 roku, postanowieniem sądu, nastąpiło wykreślenie spółki TE-MA WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji z rejestru przedsiębiorców KRS;
- W dniu 10 lutego 2011 roku spółka POGC Trading GmbH została wpisana do Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Monachium;
- W dniu 11 lutego 2011 roku, postanowieniem Sądu Rejonowego Katowice-Wschód w Katowicach, zostało ukończone postępowanie upadłościowe Huty Szkła „Szcakowa” S.A. w Jaworznie. W dniu 7 czerwca 2011 roku Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach wydał postanowienie o wykreśleniu spółki z Krajowego Rejestru Sądowego;
- W dniu 15 kwietnia 2011 roku zbyte zostały 4.000.001 akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. o wartości nominalnej 5 zł każda, po cenie wynoszącej 37 złotych za akcję. Akcje te stanowiły 10,23% kapitału zakładowego;
- W dniu 29 kwietnia 2011 roku dokonana została rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki PGNiG Energia S.A. o kwotę 14.000 tysięcy złotych, do poziomu 20.000 tysięcy złotych, wszystkie akcje nowej emisji objęte zostały przez PGNiG S.A.;
- W dniu 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyło udziały spółki Goldcup 5839 AB z siedzibą w Sztokholmie, o kapitale zakładowym 500 tysięcy SEK. W dniu 20 czerwca 2011 roku została zarejestrowana zmiana nazwy spółki na PGNiG Finance AB. Celem Spółki jest pozyskanie finansowania poprzez emisję euroobligacji i udzielenie pożyczki PGNiG S.A.;
- W dniu 5 maja 2011 roku dokonano transakcji sprzedaży pakietu 680.000 akcji spółki IZOSTAL S.A. z siedzibą w Zawadzkiem po cenie 7 złotych za akcję. Akcje te stanowiły 2,08% kapitału zakładowego spółki;
- W dniu 7 czerwca 2011 roku została zawarta umowa sprzedaży 1 udziału w spółce Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o. na rzecz Metallum Corporation, za cenę w wysokości 570 tysięcy złotych. PGNiG S.A. posiadało 1,49% udziału w kapitale zakładowym spółki;
- W dniu 17 czerwca 2011 roku ustały warunki zawieszające umowę kupna udziałów przez PGNiG S.A. spółki PGNiG SPV1 Sp. z o.o., kapitał zakładowy spółki wynosi 20 tysięcy złotych. Obecnie trwa proces rejestracji zmian właścicielskich w KRS;
- W dniu 29 czerwca 2011 roku Spółka PGNiG Technologie Sp. z o.o. (spółka 100% zależna od PGNiG S.A.) odkupiła od udziałowców niekontrolujących 11,07% udziałów w spółce Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. za kwotę 5.632,4 tysięcy złotych. Tym samym udział PGNiG Technologie Sp. z o.o. w spółce Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. na 30 czerwca 2011 roku wynosił 100%;
- W dniu 23 czerwca 2011 roku Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. (spółka 100% zależna od PGNiG S.A.) zawiązała spółkę zależną na Ukrainie Poltava Services LLC; PNiG Kraków Sp. z o.o. posiada 99% udziałów w Poltava Services LLC.

Pozostałe zmiany w udziałach i akcjach GK PGNiG w I półroczu 2011 roku:

- W marcu 2011 roku PGNiG S.A. otrzymało informację o dokonaniu rejestracji w sądzie, w dniu 8 października 2010 roku, podwyższenia kapitału zakładowego spółki Zakłady Przemysłu Jedwabniczego „Dolwis” S.A., wynikającego z konwersji wierzytelności na udziały. W związku z tym, PGNiG S.A. objęło 109.204 akcje spółki stanowiące 6,11% jej kapitału zakładowego. W dniu 29 kwietnia 2011 roku Sąd Rejonowy w Jeleniej Górze uchylił układ zawarty pomiędzy dłużnikiem (spółką Zakłady Przemysłu Jedwabniczego „DOLWIS” S.A.) a wierzycielami oraz zmienił wcześniejsze postanowienie o ogłoszeniu upadłości spółki, określając sposób prowadzenia postępowania upadłościowego, jako obejmujący likwidację majątku;
- W dniu 16 lutego 2011 roku spółka IZOSTAL S.A. wprowadziła do obrotu giełdowego 12.000.000 nowych akcji serii K. W związku z tym, że PGNiG S.A. nie uczestniczyło w podwyższeniu kapitału zakładowego spółki – udział PGNiG S.A. w głosach na WZ spadł do poziomu 2,08%;

- W dniu 22 marca 2011 roku została zawarta umowa sprzedaży 3.314 akcji spółki AUTOSAN S.A. z siedzibą w Sanoku na rzecz Sobiesław ZASADA S.A., za łączną kwotę 9 tysięcy złotych. Przedmiotowe akcje stanowiły 0,04% kapitału zakładowego spółki;
- W związku ze zmianami w strukturze akcjonariatu spółki Agencja Rynku Energii S.A. udział PGNiG S.A. w głosach na WZ spółki wzrósł do poziomu 16,78%.

1.7. Skład Zarządu PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa organ powołujący Zarząd. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. Każdy z Członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy.

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

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2011 roku wchodziło pięć osób:

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

W I półroczu 2011 roku miały miejsce następujące zdarzenia dotyczące składu Zarządu PGNiG S.A.:

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

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

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

Po 30 czerwca 2011 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 30 czerwca 2011 roku prokurentami PGNiG S.A. byli:

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

W I półroczu 2011 roku nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

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

Po 30 czerwca 2011 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

1.9. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

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

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

Powiązania, o których mowa wyżej, nie dotyczą członkostwa w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.

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

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

Na dzień 30 czerwca 2011 roku Rada Nadzorcza składała się z siedmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

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

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

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

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

Po 30 czerwca 2011 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

1.10. Akcjonariat PGNiG S.A.

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

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. przedstawia się następująco:

Akcjonariusz	Siedziba	Liczba akcji	Procentowy udział w kapitale	Procentowy udział w ogólnej liczbie głosów
<i>Na dzień 30 czerwca 2011 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 272 416 557	72,41%	72,41%
Pozostali	-	1 627 583 443	27,59%	27,59%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%
<i>Na dzień 31 grudnia 2010 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 273 650 532	72,43%	72,43%
Pozostali	-	1 626 349 468	27,57%	27,57%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%

1.11. Założenie kontynuacji działalności

Niniejsze śródroczne 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 I półroczu 2011 roku nie wystąpiły połączenia Jednostki Dominującej oraz spółek Grupy z innymi spółkami handlowymi.

1.13. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 31 sierpnia 2011 roku.

2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

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

2.1.1. Oświadczenie o zgodności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2011 roku.

Zgodnie z MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, MSSF składają się z: Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR) oraz 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 30 czerwca 2011 roku, za wyjątkiem spółek zależnych, których wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny.

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

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

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

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

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

2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień

2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy

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

- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” - klasyfikacja emisji praw poboru, zatwierdzone w UE w dniu 23 grudnia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lutego 2010 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” - ograniczone zwolnienie jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy z ujawniania informacji porównawczych zgodnie z MSSF 7, zatwierdzone w UE w dniu 30 czerwca 2010 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do KIMSF 14 „MSR 19 – Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności” - przedpłaty w ramach minimalnych wymogów finansowania, zatwierdzone w UE w dniu 19 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie);
- Interpretacja KIMSF 19 „Regulowanie zobowiązań finansowych przy pomocy instrumentów kapitałowych”, zatwierdzona w UE w dniu 23 lipca 2010 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do różnych standardów i interpretacji „Poprawki do MSSF (2010)” - dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF opublikowane w dniu 6 maja 2010 roku (MSSF 1, MSSF 3, MSSF 7, MSR 1, MSR 27, MSR 34 oraz KIMSF 13) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa, zatwierdzone w UE w dniu 18 lutego 2011 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się w dniu lub po ich dacie - 1 lipca 2010 roku lub 1 stycznia 2011 roku - w zależności od standardu/interpretacji).

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

Zastosowanie zaktualizowanego MSR 1

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

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

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie wystąpiły standardy, zmiany standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie weszły jeszcze w życie.

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 30 czerwca 2011 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 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSSF 11 „Wspólne ustalenia umowne” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSSF 12 „Ujawnienia na temat zaangażowania w inne jednostki” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSSF 13 „Wycena wartości godziwej” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSR 27 (znowelizowany w 2011 roku) „Jednostkowe sprawozdania finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- MSR 28 (znowelizowany w roku 2011) „Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych oraz wspólne przedsięwzięcia” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” – Ciężka Hiperinflacja i usunięcie sztywnych terminów dla stosujących MSSF po raz pierwszy (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2011 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” - transfery aktywów finansowych (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2011 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” - prezentacja składników innych całkowitych dochodów (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2012 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSR 12 „Podatek dochodowy” - Podatek odroczony: realizacja aktywów (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2012 roku lub po tej dacie);
- Zmiany do MSR 19 „Świadczenia pracownicze” – poprawki do rachunkowości świadczeń po okresie zatrudnienia (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie).

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 jednogłośnego 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. Przeliczanie 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 i Oddziału w Danii, a dla jednostek zależnych (POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS) jest odpowiednio dolar amerykański (USD) 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 przeliczania są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym, jako jego odrębny składnik. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane odroczone różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

2.3.4. Rzeczowe aktywa trwałe

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3.5. Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

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

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

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

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

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

2.3.6. Koszty finansowania zewnętrznego

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

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

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

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

Powyższe zasady kapitalizacji nie są stosowane do:

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

2.3.7. Nieruchomości inwestycyjne

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

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

Nieruchomości inwestycyjne usuwane są ze sprawozdania z sytuacji finansowej w momencie ich zbycia lub w przypadku trwałego wycofania z użytkowania, jeżeli nie oczekuje się uzyskania w przyszłości żadnych korzyści wynikających z ich zbycia.

Wszelkie zyski lub straty wynikające ze sprzedaży, likwidacji lub zaprzestania użytkowania nieruchomości inwestycyjnej stanowią różnicę między przychodami ze sprzedaży a wartością księgową netto i ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym dokonano takiej operacji.

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

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

2.3.8. Wartości niematerialne

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Okresy użyteczności stosowane dla poszczególnych składników wartości niematerialnych są następujące:

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

Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

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

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

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

2.3.9. Leasing

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

2.3.9.1. Grupa jako leasingodawca

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

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

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

2.3.9.2. Grupa jako leasingobiorca

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

Płatności leasingowe dzielone są na część odsetkową oraz część kapitałową tak, by stopa odsetek od pozostającego zobowiązania była wielkością stałą. Koszty finansowe są odnoszone do rachunku zysków i strat.

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

2.3.10. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

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

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

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

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

W przypadku, gdy strata z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości księgowej netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w rachunku zysków i strat jako przychód.

2.3.11. Aktywa finansowe

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

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

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

2.3.11.1. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

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

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

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

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

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

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

2.3.11.2. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności

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

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

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

2.3.11.3. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

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

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

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

2.3.11.4. Pożyczki i należności

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

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

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

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

Należności nieściągalne są odpisywane w straty w momencie stwierdzenia ich nieściągalności. Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

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

2.3.11.5. Instrumenty pochodne – wycena dodatnia

Instrumenty pochodne (dodatnia wycena), które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej,

z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat. Dodatnia wycena instrumentów pochodnych jest wykazywana w odrębnych pozycjach w aktywach krótkoterminowych.

2.3.12. Utrata wartości aktywów finansowych

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

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

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

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

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

2.3.13. Rachunkowość zabezpieczeń

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

Celem podejmowanych przez 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.

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

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

W przypadku towarowych instrumentów zabezpieczających wyznaczonych do rachunkowości zabezpieczeń są to: zakupione kontrakty Swap (buy fix / sell float) na indeks Gasoil 0,1% oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's), zakupione azjatyckie towarowe opcje kupna na indeks Gasoil 0,1% oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's), zerokosztowe struktury opcyjne stanowiące złożenie zakupionych azjatyckich towarowych opcji kupna oraz sprzedanych azjatyckich towarowych opcji sprzedaży na indeks Gasoil 0,1% oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's).

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

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

Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4, tworzone są wg metody statystycznej. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowych. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności, które są podstawą ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowym.

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

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

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

Należności nieściągalne są odpisywane w rachunek zysków i strat w momencie stwierdzenia ich nieściągalności. Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

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

2.3.16. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

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

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

2.3.17. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość księgowa 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 trwale przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się także w rachunku zysków i strat, ale tylko do wysokości wcześniej utworzonego odpisu.

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

2.3.18. Kapitały własne

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

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

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

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

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

Efekt wyceny wynikający z zastosowania MSR po raz pierwszy został odniesiony na pozycję zyski/straty zatrzymane.

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

postanowieniach MSR. Z tego powodu, Grupa wykazuje wymienione zmniejszenia zysku jako koszty okresu, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Podział zysku dla pracowników ujmowany jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

2.3.19. Kredyty bankowe i pożyczki

Oprocentowane kredyty bankowe ujmowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednie pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki wyceniane są w skorygowanej cenie nabycia przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania. Różnica pomiędzy wpływami netto a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.20. Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Grupie ciąży istniejący obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność rozchodu środków stanowiących korzyści ekonomiczne oraz można dokonać wiarygodnego szacunku kwoty tego zobowiązania, przy czym 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 deputaty gazowe wypłacane byłym pracownikom,
- rezerwy związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na kary,
- rezerwa na potencjalne zobowiązania,
- rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

2.3.20.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Jednostka Dominująca tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. W Grupie dokonywane są odpisy na fundusz 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 rozliczane 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 deputaty gazowe wypłacane byłym pracownikom

Do końca 2010 roku Jednostka Dominująca dokonywała wypłat deputatów gazowych byłym pracownikom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. Wysokość rezerwy na koszty deputatów była ustalana 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. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, spółki Grupy zawierały umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesyłu.

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

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

W związku z powyższym Grupa, kierując się zasadą istotności, szacuje i ujmuje w księgach wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

Przy kalkulacji kwot rezerwy rozpatrywane są zasadne roszczenia zgłoszone, w przypadku których w ciągu ostatnich 3 lat nie nastąpiło przerwanie toczącej się korespondencji.

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

2.3.20.8. 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 Jednostki 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 (otrzymaną do 30 czerwca 2009 roku). Przychody z tych tytułów realizowane są równolegle wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy.

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

2.3.22. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania

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

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

2.3.23. Zobowiązania finansowe

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

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

2.3.23.1. Zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

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

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

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

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

2.3.23.2. Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu

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

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

Następnie są one wyceniane według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględniane są koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania. Różnica pomiędzy wpływami netto, a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.24. Przychody ze sprzedaży

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

2.3.24.1. Sprzedaż towarów i produktów

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

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

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

2.3.24.2. Świadczenie usług

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli na świadczenie usług składa się nie dająca się dokładnie określić liczba działań

wykonywanych w określonym przedziale czasu to przychody ujmuje się w oparciu o metodę liniową (równomiernie) na przestrzeni danego okresu. Jeżeli określone działanie jest ważniejsze od wszystkich pozostałych, ujęcie przychodów jest odłożone do momentu wykonania tego działania. W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

2.3.24.3. Przychody z tytułu odsetek

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

2.3.24.4. Dywidendy

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

2.3.24.5. Przychody z tytułu wynajmu

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

2.3.25. Dotacje państwowe

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

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

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

2.3.26. Świadczenia pracownicze

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

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

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

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

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

Świadczenia po okresie zatrudnienia w formie programów określonych świadczeń (odprawy emerytalne) oraz inne długoterminowe świadczenia (nagrody jubileuszowe, renty inwalidzkie) ustalane są przy użyciu metody prognozowanych uprawnień jednostkowych, z wyceną aktuarialną przeprowadzaną na każdy dzień bilansowy. Zyski i straty aktuarialne ujmowane są w całości w rachunku zysków i strat. Koszty przeszłego zatrudnienia rozpoznawane są natychmiast w stopniu, w

jakim dotyczą świadczeń już nabytych, a w pozostałych przypadkach amortyzuje się je metodą liniową przez średni okres, po którym świadczenia zostają nabyte.

2.3.27. Podatek dochodowy

Na obowiązkowe obciążenia wyniku składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (CIT) oraz podatek odroczony.

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

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

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

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

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

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

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 węgłowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzą zarówno PGNiG S.A., POGC Libya BV, PGNiG Norway AS jak i spółki Grupy Kapitałowej świadczące usługi w tym zakresie.

b) *Segment obrót i magazynowanie.* Segment ten prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, a także wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe. W konsekwencji zakończenia procesu integracji obrotu, sprzedaż gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierchowicach i Husowie. Obsługą oraz rozbudową magazynów gazu zajmuje się PGNiG S.A. oraz INVESTGAS S.A. – spółka wchodząca w skład Grupy Kapitałowej. Segment prowadzi sprzedaż gazu wysokometanowego i azotanowanego 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 dystrybucja*. Podstawową działalność tego segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć spółek – Spółki Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej.

d) *Segment 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. Ponadto w 2010 roku rozpoczęto działalność w obszarze elektroenergetyki. Spółki Grupy Kapitałowej należące do tego segmentu prowadzą działalność niekwalifikującą się do pozostałych segmentów.

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

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

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

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

2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W wyniku stosowanych przez Grupę zasad rachunkowości opisanych powyżej, Grupa przyjęła założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następnych okresach sprawozdawczych dotyczące głównie następujących obszarów:

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

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

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

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

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

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

2.4.2. Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny paliwa gazowego. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Grupa skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, planowanych likwidacji lub sprzedaży. Dla pewnych składników założenia przyjęte w związku z możliwością użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w notce 11.2.

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

2.4.3. Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

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

2.4.4. Szacowanie sprzedaży gazu

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

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

2.4.5. Rezerwy na koszty likwidacji i ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz inne rezerwy na ochronę środowiska zaprezentowane w nocie 27. Rezerwy te są oparte na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

2.4.6. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, spółki Grupy zawierały umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesyłu.

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

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

Grupa, kierując się zasadą istotności, oszacowała na koniec 2010 roku wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów. W I półroczu 2011 roku Grupa dokonała aktualizacji tej rezerwy.

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

Szacując wartość rezerwy analizowano: operaty szacunkowe sporządzone przez profesjonalnych rzeczoznawców w odniesieniu do kwoty roszczeń; kalkulacje przeprowadzone przez spółki Grupy, w oparciu o powierzchnię strefy kontrolowanej, w której zainstalowano dane urządzenie, wyrażonej w metrach kwadratowych; roczną wysokość czynszu dzierżawnego za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu, nie dłuższy niż 10 lat; dane

historyczne na temat wskaźnika spłacalności zgłoszonych roszczeń oraz średnich kwotach wypłaconych roszczeń.

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

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

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

2.4.8. Postępowanie przed Prezesem UOKiK

W dniu 28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

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

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

2.4.9. Sprawa sporna Jednostki Dominującej ze spółką PBG S.A.

Spółka PBG S.A. w dniu 27 czerwca 2011 roku wystąpiła do Sądu Okręgowego w Warszawie XX Wydział Gospodarczy przeciwko PGNiG S.A. z pozwem o zapłatę kwoty 14.747,36 tysięcy złotych wraz z odsetkami i kosztami postępowania. Sporna kwota stanowi równowartość potrąconych przez PGNiG S.A. z wynagrodzenia PBG S.A. naliczonych kar umownych z tytułu opóźnienia w realizacji przedmiotu umowy.

W ocenie Spółki roszczenia jest niezasadne ze względu na fakt, iż oddany przedmiot umowy obarczony był poważnymi wadami, a także z powodu faktycznie występujących, istotnych opóźnień w realizacji w/w umowy, uzasadniających naliczenie kar umownych.

Dodatkowo według PGNiG S.A. roszczenia powoda uległy przedawnieniu

W dniu 27 lipca 2011 roku Spółka złożyła odpowiedź na pozew, wnosząc o oddalenie powództwa w całości. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania termin rozprawy nie został wyznaczony.

Biorąc pod uwagę powyższe Jednostka Dominująca nie ujęła powyższej kwoty roszczenia w swoich księgach a także nie zawiązała z tego tytułu rezerwy.

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

W sprawozdaniu za I półrocze 2011 roku Spółka nie dokonywała żadnych zmian porównywalnych danych finansowych w stosunku do uprzednio sporządzonych i opublikowanych sprawozdań finansowych.

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 30 czerwca 2011 roku i 30 czerwca 2010 roku.

Okres zakończony 30 czerwca 2011 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 275 300	10 094 607	54 570	98 885	-	11 523 362
Sprzedaż między segmentami	564 415	152 905	1 777 189	160 229	(2 654 738)	-
Przychody segmentu razem	1 839 715	10 247 512	1 831 759	259 114	(2 654 738)	11 523 362
Amortyzacja	(297 248)	(62 092)	(410 445)	(7 111)	-	(776 896)
Pozostałe koszty	(1 095 993)	(10 050 313)	(919 338)	(249 204)	2 641 177	(9 673 671)
Koszty segmentu razem	(1 393 241)	(10 112 405)	(1 329 783)	(256 315)	2 641 177	(10 450 567)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	446 474	135 107	501 976	2 799	(13 561)	1 072 795
Koszty finansowe netto						167 211
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(395)				(395)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 239 611
Podatek dochodowy						(234 748)
Zysk/Strata netto						1 004 863
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	13 572 901	10 088 566	12 516 599	420 715	(3 914 521)	32 684 260
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		555 433				555 433
Aktywa nieprzypisane						368 662
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						729 597
Aktywa razem						34 337 952
Kapitał własny razem						23 892 051
Zobowiązania segmentu	2 070 782	3 175 454	2 311 339	107 411	(3 914 521)	3 750 465
Zobowiązania nieprzypisane						5 283 383
Rezerwa na podatek odroczonego						1 412 053
Pasywa razem						34 337 952
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(1 328 124)	(488 277)	(452 701)	(6 954)	-	(2 276 056)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 257 863)	(1 832 766)	(84 886)	(11 563)	-	(3 187 078)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(37 241)

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Okres zakończony 30 czerwca 2010 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 055 219	9 552 903	43 225	110 569	-	10 761 916
Sprzedaż między segmentami	596 719	178 349	1 791 684	98 024	(2 664 776)	-
Przychody segmentu razem	1 651 938	9 731 252	1 834 909	208 593	(2 664 776)	10 761 916
Amortyzacja	(300 115)	(67 118)	(372 478)	(5 490)	-	(745 201)
Pozostałe koszty	(1 012 042)	(9 321 528)	(936 303)	(187 407)	2 642 236	(8 815 044)
Koszty segmentu razem	(1 312 157)	(9 388 646)	(1 308 781)	(192 897)	2 642 236	(9 560 245)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	339 781	342 606	526 128	15 696	(22 540)	1 201 671
Koszty finansowe netto						15 331
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(372)				(372)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 216 630
Podatek dochodowy						(222 405)
Zysk/Strata netto						994 225
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	11 733 397	10 115 296	11 478 227	320 524	(3 168 583)	30 478 861
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 151				556 151
Aktywa nieprzypisane						224 129
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						725 250
Aktywa razem						31 984 391
Kapitał własny razem						22 045 312
Zobowiązania segmentu	1 719 412	2 975 309	2 074 560	84 976	(3 168 583)	3 685 674
Zobowiązania nieprzypisane						4 986 167
Rezerwa na podatek odroczonego						1 267 238
Pasywa razem						31 984 391
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(853 362)	(233 233)	(385 074)	(3 886)	-	(1 475 555)
Odpisy aktualizujące aktywa	(933 715)	(2 195 344)	(849 489)	(3 778)	-	(3 982 326)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 269)

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 w obrocie eksportowym w I półroczu 2011 roku stanowiły 3,70% (4,43% w I półroczu 2010 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Sprzedaż krajowa	11 096 757	10 284 913
Gaz wysokometanowy	9 637 584	9 111 680
Gaz zaazotowany	627 509	603 306
Ropa naftowa	311 218	210 887
Hel	9 027	6 178
Gaz propan butan	24 208	22 286
Gazolina	1 716	1 877
Gaz LNG	15 056	13 832
Usługi magazynowania gazu	15 253	16 122
Usługi geofizyczno - geologiczne	174 829	55 635
Usługi poszukiwawcze	79 053	41 110
Produkcja budowlano-montażowa	55 929	60 278
Usługi projektowe	18 350	18 606
Usługi hotelowe	13 845	15 590
Pozostałe usługi	60 025	65 591
Pozostałe produkty	13 631	9 320
Towary i materiały	8 850	7 630
Opłata przyłączeniowa	30 674	24 985
Sprzedaż eksportowa	426 605	477 003
Gaz wysokometanowy	33 048	29 387
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	161 126	163 229
Hel	17 329	15 276
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz LNG	-	-
Usługi magazynowania gazu	-	-
Usługi geofizyczno - geologiczne	34 946	80 711
Usługi poszukiwawcze	160 805	167 018
Produkcja budowlano-montażowa	10 574	6 873
Usługi projektowe	71	215
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	3 751	12 064
Pozostałe produkty	4 955	1 952
Towary i materiały	-	278
Opłata przyłączeniowa	-	-
Razem	11 523 362	10 761 916

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

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 30 czerwca 2011 roku stanowiła 12,54% (12,22% na dzień 31 grudnia 2010 roku) ogólnej kwoty aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe.

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	23 560 442	22 752 207
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą*	3 376 567	3 166 638
Razem	26 937 009	25 918 845

*Z tego kwota 3.170.046 tysięcy złotych na dzień 30 czerwca 2011 roku dotyczyła PGNiG Norway AS (2.877.710 - na koniec 2010 roku)

3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

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

4. KOSZTY OPERACYJNE

4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Koszt sprzedanego gazu	(6 562 077)	(5 668 521)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(327 979)	(272 155)
Razem	(6 890 056)	(5 940 676)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Wynagrodzenia	(1 004 772)	(934 379)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(375 450)	(348 472)
Razem	(1 380 222)	(1 282 851)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zakup usług przesyłowych od OGP Gaz - System S.A.	(764 496)	(787 666)
Koszt spisanych odwertów negatywnych	(139 589)	(90 085)
Pozostałe usługi obce	(663 441)	(640 337)
Razem	(1 567 526)	(1 518 088)

4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zmiana stanu odpisów netto	(60 020)	(165 754)
Zmiana stanu rezerw netto	(12 904)	2 308
Podatki i opłaty	(371 572)	(353 457)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	37 189	41 480
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	17 363	124 827
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(30 250)	(155 504)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(15 069)	(9 580)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	32 491	32 699
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	-	-
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(5 586)	(11 105)
Ubezpieczenia majątkowe	(30 332)	(16 429)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(23 945)	(25 542)
Zmiana stanu zapasów	162 354	147 663
Przychody z tytułu odszkodowań, kar, grzywien, itp.	61 315	13 456
Koszty z tyt. odszkodowań, kar, grzywien, itp.	(8 007)	(3 752)
Pozostałe koszty netto	(70 304)	(56 180)
Razem	(317 277)	(434 870)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Przychody finansowe	192 689	34 841
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	25 051	27 303
Zysk na różnicach kursowych	89 449	-
Aktualizacja wartości inwestycji	1 385	674
Zysk ze zbycia inwestycji	73 074	1 243
Dywidendy i udziały w zyskach	2 506	5 312
Pozostałe przychody finansowe	1 224	309
Koszty finansowe	(25 478)	(19 510)
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(15 744)	(6 892)
Strata na różnicach kursowych	-	(4 840)
Aktualizacja wartości inwestycji	(346)	(3 390)
Strata ze zbycia inwestycji	-	-
Prowizje od kredytów	(5 646)	(393)
Koszt udzielonych gwarancji	(1 948)	(2 935)
Pozostałe koszty finansowe	(1 794)	(1 060)
Zysk/Strata z działalności finansowej	167 211	15 331

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

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

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Udział GK PGNiG w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył paliwa gazowego	Przesył paliwa gazowego
Wycena udziałów metodą praw własności	1 421 422	1 456 855
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 459 822	1 495 255
Odpis z tytułu utraty wartości	(921 122)	(956 555)
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	15 442	15 837
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	16 733	17 128
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość księgowa netto inwestycji	16 733	17 128
Razem wartość księgowa netto inwestycji	555 433	555 828

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

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

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Wartość księgowa netto inwestycji na początek okresu	555 828	556 523
Wypłacona dywidenda przez GAS-TRADING S.A.	-	-
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	(395)	(372)
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	-	-
Wycena GAS-TRADING S.A.	(395)	(372)
Wartość księgowa netto inwestycji na koniec okresu	555 433	556 151

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

Na dzień 30 czerwca 2011 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.421.422 tysięcy złotych. Wartość spółki wyliczona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 571.530 tysięcy złotych.

Biorąc pod uwagę rzeczywiste bieżące wyniki spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. oraz zasadę ostrożności Jednostka Dominująca pozostawiła wartość księgową netto spółki na dotychczasowym poziomie to jest 538.700 tysięcy złotych. Wycena ta nie uległa zmianie w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2010 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 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 239 611	1 216 630
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(235 526)	(231 160)
Różnice trwałe pomiędzy zyskiem/stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	778	8 755
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(234 748)	(222 405)
Bieżący podatek dochodowy	7.2. (287 208)	(347 618)
Odroczony podatek dochodowy	7.3. 52 460	125 213
Efektywna stopa podatkowa	19%	18%

7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zysk/Strata przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	1 239 611	1 216 630
Korekty konsolidacyjne	590 968	300 458
Różnice pomiędzy zyskiem/ stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(460 870)	107 246
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	111 777	112 803
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 318 774)	(1 135 169)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	295 387	7 375
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(1 042 878)	(1 135 899)
Odliczenia od dochodu	(1 364)	1 088
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 369 709	1 624 334
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(260 245)	(308 623)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(26 963)	(38 995)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(287 208)	(347 618)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(287 208)	(347 618)

7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	50 277	129 417
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	(1 781)	4 808
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	6 907	1 216
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	1 315	25 530
Ujemne różnice kursowe	101	(89)
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	33 889	88 408
Strata podatkowa bieżącego okresu	-	-
Pozostałe	9 846	9 544
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	2 183	(4 204)
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	4 186	5 314
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(5 605)	(13 705)
Dodatnie różnice kursowe	(152)	(1 067)
Naliczone odsetki	(151)	(289)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	17 606	7 108
Pozostałe	(13 701)	(1 565)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	52 460	125 213
Odroczony podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach netto, w tym:	(19 723)	(3 938)
- dotyczące wyceny instrumentów finansowych	(22 246)	(16 022)
- dotyczące różnic z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych	2 523	12 084
Refundacja podatku dotycząca ulg inwestycyjnych (Norwegia)	-	-
Odniesiony na majątek trwały (Norwegia)	-	-
Odniesiony na należności z tytułu podatku bieżącego (Norwegia)	-	-
Przeniesienie z należności z tytułu podatku bieżącego	-	13 547
Zmiany w Grupie	-	-
Razem zmiany	32 737	134 822

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2011 roku do 30 czerwca 2011 roku. W I półroczu 2011 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. w I półroczu 2010 roku stawka ta wynosiła również 19%.

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych, fizycznych, czy składek na ubezpieczenia społeczne podlegają częstym zmianom, wskutek czego niejednokrotnie brakuje odniesienia do utrwalonych regulacji bądź precedensów prawnych. Obowiązujące przepisy zawierają również niejasności, które powodują różnice w opiniach, co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno między organami państwowymi, jak i między organami państwowymi i przedsiębiorstwami. Rozliczenia podatkowe oraz inne (na przykład celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów, które uprawnione są do nakładania wysokich kar, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań muszą zostać wpłacone wraz z wysokimi odsetkami. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym. W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą zostać poddane kontroli przez okres pięciu lat. W efekcie kwoty wykazane w sprawozdaniu finansowym mogą ulec zmianie w późniejszym terminie po ostatecznym ustaleniu ich wysokości przez organy skarbowe.

Spółki zależne zagraniczne oraz oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej oraz polskich spółek zależnych podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych spółek zależnych, w I półroczu 2011 i w I półroczu 2010 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 3 do 38 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w I półroczu 2011 i w I półroczu 2010 roku nie płaciły podatku dochodowego.

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

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

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

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

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

Istotne dla GK PGNiG jest też to, że norweski system podatkowy pozwala rozliczać straty bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo straty poniesione po 2002 roku są oprocentowane. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka powiększona o marżę po uwzględnieniu podatku dochodowego (28%). Innymi słowy wszystkie straty poniesione przez PGNiG

Norway AS w okresie 2007-2011 powiększone o oprocentowanie obniżą wysokość podatku bieżącego, płaconego po uruchomieniu produkcji ze złoża Skarv. Salda podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych nie jest w 100% uprawdopodobniona.

8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W I półroczu 2011 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 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zysk/strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 003 474	991 870
Zysk/strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję	1 003 474	991 870
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk/strata podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej (w złotych)	0,17	0,17
Zysk/strata rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej (w złotych)	0,17	0,17

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.)
30 czerwca 2011				
2011-01-01	2011-06-30	5 900 000	181	5 900 000
Razem			181	5 900 000
30 czerwca 2010				
2010-01-01	2010-06-30	5 900 000	181	5 900 000
Razem			181	5 900 000

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Dywidendy zadeklarowane w okresie		
Zadeklarowana dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,12	0,08
Liczba akcji (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Wartość zadeklarowanej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	708 000	472 000
- dywidenda w formie rzeczowej do Skarbu Państwa	30 104	339 994
- dywidenda w formie pieniężnej do Skarbu Państwa oraz dla pozostałych akcjonariuszy	677 896	132 006

Dzień dywidendy za 2010 rok został ustalony na 20 lipca 2011 roku, a wypłaty na 6 października 2011 roku. Dywidenda za 2009 rok została wypłacona 4 października 2010 roku.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Grunty	50 876	50 617
Budynki i budowle	14 321 032	14 506 236
Urządzenia techniczne i maszyny	2 377 921	2 449 873
Środki transportu i pozostałe	972 699	979 530
Razem środki trwałe	17 722 528	17 986 256
Środki trwałe w budowie	8 964 079	7 675 964
Razem rzeczowe aktywa trwałe	26 686 607	25 662 220

ŚRODKI TRWAŁE

30 czerwca 2011

Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za rok obrotowy

Na dzień 30 czerwca 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256
Zwiększenie stanu	6	77 410	17 757	22 573	117 746
Zmniejszenie stanu	(142)	(60 302)	(8 446)	(5 053)	(73 943)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	366	285 568	104 187	70 635	460 756
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	29	(7 484)	(6 763)	(1 928)	(16 146)
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(480 396)	(178 687)	(93 058)	(752 141)
Na dzień 30 czerwca 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	50 876	14 321 032	2 377 921	972 699	17 722 528

Na dzień 1 stycznia 2011 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku

Na dzień 1 stycznia 2011 roku					
Wartość brutto	52 801	21 424 854	4 539 164	1 811 479	27 828 298
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 184)	(6 918 618)	(2 089 291)	(831 949)	(9 842 042)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256

Na dzień 30 czerwca 2011 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2011 roku

Na dzień 30 czerwca 2011 roku					
Wartość brutto	53 032	21 849 614	4 623 974	1 869 097	28 395 717
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 156)	(7 528 582)	(2 246 053)	(896 398)	(10 673 189)
Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2011 roku	50 876	14 321 032	2 377 921	972 699	17 722 528

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

11.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

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

	30 czerwca 2011				31 grudnia 2010			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto
Budynki i budowle	92	(14)	-	78	92	(9)	-	83
Urządzenia techniczne i maszyny	100 790	(11 017)	-	89 773	93 349	(21 877)	-	71 472
Środki transportu i pozostałe	39 055	(10 191)	(354)	28 510	45 398	(12 432)	(333)	32 633
	139 937	(21 222)	(354)	118 361	138 839	(34 318)	(333)	104 188

11.2. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	2 184	541 033	100 967	6 109	650 293	543 034	1 193 327
Zwiększenie stanu	-	13 415	7 557	1 996	22 968	81 143	104 111
Zmniejszenie stanu	(29)	(5 931)	(794)	(68)	(6 822)	(25)	(6 847)
Na dzień 30 czerwca 2011 roku	2 155	548 517	107 730	8 037	666 439	624 152	1 290 591
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	4 689	1 209 333	97 858	20 756	1 332 636	346 075	1 678 711
Zwiększenie stanu	-	105 599	16 003	483	122 085	196 959	319 044
Zmniejszenie stanu	(2 505)	(773 899)	(12 894)	(15 130)	(804 428)	-	(804 428)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	2 184	541 033	100 967	6 109	650 293	543 034	1 193 327

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

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

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 22.968 tysięcy złotych (z tego na majątek służący działalności wydobywczej przypada 10.229 tysięcy złotych a kwota 12.728 tysięcy złotych dotyczy majątku pozostałego tj. majątku przesyłowego nie przekazanego do OGP Gaz - System S.A. oraz majątku nieużywanego lub o nieuregulowanej sytuacji prawnej) oraz nieznaczne zmniejszenie na kwotę 6.822 tysiące złotych (z czego większość dotyczy majątku pozostałego).

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 666.439 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 440.855 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 6.517 tysięcy złotych,
- pozostały 219.067 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec I półrocza 2011 roku 576.402 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2010 roku odpis ten wynosił 501.529 tysięcy złotych). Z kwoty tej 422.562 tysiące złotych (425.464 tysiące złotych na koniec 2010 roku) dotyczyło odwiertów na terenie Polski a 153.840 tysięcy złotych (76.065 tysięcy złotych na koniec 2010 roku) dotyczyło Norwegii.

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	9 915	7 480
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	-	(614)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	(61)	3 612
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	(2)
Amortyzacja za rok obrotowy	(347)	(561)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	9 507	9 915
Na początek okresu		
Wartość brutto	13 898	9 829
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 983)	(2 349)
Wartość księgowa netto	9 915	7 480
Na koniec okresu		
Wartość brutto	13 650	13 898
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(4 143)	(3 983)
Wartość księgowa netto	9 507	9 915

Składnikami nieruchomości inwestycyjnych w Grupie 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 4.128 tysięcy złotych (4.164 tysiące złotych na koniec 2010 roku), natomiast wartość księgowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 5.129 tysięcy złotych (5.451 tysięcy złotych na koniec 2010 roku). Wartość gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów wynosiła 250 tysięcy złotych na koniec bieżącego okresu (300 tysięcy złotych na koniec 2010 roku).

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 2.653 tysięcy złotych (2.072 tysiące złotych w I półroczu 2010 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 1.466 tysięcy złotych (1.244 tysiące złotych w I półroczu 2010 roku).

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

13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

30 czerwca 2011	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie *	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 214	-	73 474	171 022	246 710
Zwiększenie stanu	-	-	-	60	60
Zmniejszenie stanu	-	-	(73)	(1 914)	(1 987)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	345	-	74	20 472	20 891
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(350)	(21)	(371)
Amortyzacja za rok obrotowy	(327)	-	(1 099)	(22 982)	(24 408)
Na dzień 30 czerwca 2011 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 232	-	72 026	166 637	240 895
Na dzień 1 stycznia 2011 roku					
Wartość brutto	4 366	-	103 579	343 203	451 148
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 152)	-	(30 105)	(172 181)	(204 438)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2011 roku	2 214	-	73 474	171 022	246 710
Na dzień 30 czerwca 2011 roku					
Wartość brutto	4 711	-	85 327	360 264	450 302
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 479)	-	(13 302)	(193 627)	(209 408)
Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2011 roku	2 232	-	72 025	166 637	240 894

* Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na koniec 30 czerwca 2011 roku 487.836 tysięcy złotych (485.422 tysiące złotych na koniec 2010 roku).

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

13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	-	-	2 822	132	2 954
Zwiększenie stanu	-	-	388	21	409
Zmniejszenie stanu	-	-	(38)	-	(38)
Na dzień 30 czerwca 2011 roku	-	-	3 172	153	3 325
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	-	-	278	16	294
Zwiększenie stanu	-	-	2 544	-	2 544
Zmniejszenie stanu	-	-	-	116	116
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	-	-	2 822	132	2 954

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	49 298	36 058
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	101	78 101
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	39 078	56 379
Razem brutto	88 477	170 538
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	45 910	32 670
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	44	130 765
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	5 225	7 007
Razem netto	51 179	170 442

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

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

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

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

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.1.)	-	30 538
Udzielone pożyczki	-	-
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	6 338	6 673
Lokaty długoterminowe	500	754
Należności z tytułu koncesji i użytkowania górniczego	-	-
Pozostałe	3 273	2 142
Razem brutto	10 111	40 107
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(448)	(239)
Razem netto	9 663	39 868

15.1. Leasing finansowy

Umowa leasingu z dnia 6 lipca 2005 roku zawarta pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz - System Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz - System S.A.) 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 używania Gaz-System S.A. Przedmiot leasingu stanowią nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe.

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

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:

	30 czerwca 2011	30 czerwca 2010
Rata odsetkowa	1 093	9 325
Rata kapitałowa	1 228	10 030
Razem	2 321	19 355

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

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
- poniżej 1 roku	33 084	2 335
- powyżej 1 roku do 5 lat	-	9 549
- powyżej 5 lat	-	20 989
Razem	33 084	32 873
- należności krótkoterminowe	33 084	2 335
- należności długoterminowe	-	30 538

16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów gazowych	47	47
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	65 107	62 301
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	1 894	3 784
Rezerwa na likwidację odwiertów	119 358	120 767
Pozostałe rezerwy	63 076	57 777
Odpisy aktualizujące środki trwałe	84 929	84 441
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	6 871	9 819
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	4 330	4 307
Wycena negatywna transakcji terminowych	25 218	23 903
Ujemne różnice kursowe	822	751
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	309	1 412
Opłata przyłączeniowa	72 574	73 697
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	11 530	5 044
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	8 219	8 733
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	234 217	197 805
Pozostałe	31 096	22 229
Razem	729 597	676 817

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Udostępnienie informacji geologicznej	30 280	27 877
Opłaty za ustanowienie użytkownika górniczego	12 215	6 114
Opłata przyłączeniowa	22 838	23 466
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	9 523	13 618
Razem	74 856	71 075

18. ZAPASY

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 503 943	1 040 511
- paliwo gazowe	1 172 837	753 078
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 486 500	1 026 506
- paliwo gazowe	1 172 837	753 078
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	18 528	13 556
Według wartości netto możliwej do uzyskania	18 499	13 510
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	7 587	8 394
Według wartości netto możliwej do uzyskania	7 232	8 207
Towary		
Według cen nabycia	1 187	1 350
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 165	1 344
Zapasy razem, według ceny nabycia (kosztu wytworzenia)	1 531 245	1 063 811
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	1 513 396	1 049 567

18.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 063 811	1 276 229
Zakup	8 125 555	6 968 487
Inne zwiększenia	63 867	51 201
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(7 568 000)	(6 555 558)
Sprzedaż	(8 461)	(6 818)
Inne zmniejszenia	(145 527)	(333 326)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	1 531 245	1 400 215

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Należności z tytułu dostaw i usług	2 998 991	4 519 383
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	883	43 013
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	213 287	326 943
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	16 177	10 439
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanym	21 972	22 372
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 616	2 671
Należności z tytułu leasingu finansowego	33 084	2 335
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	1 444	234
Zaliczki na środki trwałe w budowie	48 818	35 729
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	84 552	84 552
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	-
Pozostałe należności	120 963	96 930
Razem należności brutto	3 541 787	5 144 601
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych (nota 37.1.)	110 467	152 842
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(951 758)	(1 083 414)
Razem należności netto	2 590 029	4 061 187
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	2 253 230	3 657 085
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	876	1 538
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	213 287	326 943
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	13 400	7 449
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanym	-	-
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 616	2 671
Należności z tytułu leasingu finansowego	33 084	2 335
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	1 222	11
Zaliczki na środki trwałe w budowie	48 637	35 729
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	-	-
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	-
Pozostałe należności	24 677	27 426
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych (nota 37.1.)	3 714	4 220

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

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

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

19.1. Odpisy aktualizujące należności

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Odpis aktualizujący na początek okresu	(1 083 414)	(1 102 718)
Utworzenie odpisu	(39 383)	(131 068)
Rozwiązanie odpisu	104 416	127 624
Wykorzystanie odpisu	66 629	21 757
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(6)	991
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(951 758)	(1 083 414)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
1. Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	225 972	47 409
2. Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego (a.-b.-c.-d.-e.)*	(4 021)	43 513
a. Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	229 666	199 413
b. Należności z tytułu podatku bieżącego przeniesione na podatek odroczony	-	(13 547)
c. Zmiany w Grupie	-	287
d. Różnice kursowe z przeliczenia	2 327	-
e. Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	227 972	229 666
3. Podatek odroczony ujęty w należnościach z tytułu podatku bieżącego	-	(207 059)
4. Podatek dochodowy (koszt okresu)	287 208	558 184
5. Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(382 594)	(216 075)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu (suma od 1. do 5.)	126 565	225 972

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

21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Podatek od nieruchomości	150 665	-
Odpis na ZFŚS	31 009	-
Wycena kontraktów długoterminowych	19 805	26 701
Licencje, serwis, aktualizacja programów	11 603	11 054
Ubezpieczenia majątkowe	6 042	9 095
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji i itp.	7 316	7 590
Udostępnienie informacji geologicznej	4 203	3 763
Czynsze i opłaty	1 163	1 191
Koszty przygotowania realizacji kontraktów	1 736	407
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	29 639	19 000
Razem	263 181	78 801

22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	1 212	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	29 262	1 839
Bony skarbowe (wartość brutto)	-	6 994
Razem brutto	30 474	8 833
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	1 212	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	29 262	1 839
Bony skarbowe (wartość netto)	-	6 994
Razem netto	30 474	8 833

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Środki pieniężne w kasie i w banku	212 782	242 954
Lokaty bankowe	817 759	1 126 187
Krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokiej płynności *	-	-
Inne środki pieniężne**	3 955	4 151
Razem	1 034 496	1 373 292

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

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

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

24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

W Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano aktywa o wartości księgowej netto 4.396 tysięcy złotych (4.145 tysięcy złotych na koniec 2010 roku). Są to głównie budynki i prawa wieczystego użytkowania gruntów, które planowane są do zbycia w II połowie 2011 roku.

25. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał podstawowy (akcyjny), razem	5 900 000	5 900 000

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010	Zabezpieczenie
Długoterminowe								
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	19 963	18 128	Wibor 1M+marża; 8 - 10%	2012-2015	19 963	18 128	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową; przelew wierzycelności z umowy ubezpieczenia
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	2 575	3 424	Średnio 8%	2013	8 497	10 835	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	28 182	10 173	Libor 1M+marża; średnio 8%	2015-2018	77 549	30 154	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt inwestycyjny w banku Pekao S.A.	PLN	4 845	-	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2013	4 845	-	Hipoteka umowna zwykła, hipoteka umowna kaucja, cesja praw
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	1 100	1 400	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	1 100	1 400	Zastaw na udziałach w PGNiG Norway ³
Linia kredytowa konsorcjum Credit Agricole CIB ²	USD	398 000	313 500	Libor 3M+marża	31 sierpień 2017	1 083 327	909 347	Zastaw rejestrowy, weksel własny, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt inwestycyjny w banku BGK S.A.	EUR	195	-	Euribor 1M+marża	31 maj 2016	777	-	
Razem długoterminowe						1 196 058	969 864	
Krótkoterminowe								
	Waluta	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010	Zabezpieczenie
		Wartości w walucie				Wartości w PLN		
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	8 904	10 629	Wibor 1M+marża; średnio 8%	2011-2012	8 904	10 629	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją; przelew wierzycelności z umowy ubezpieczenia
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	1 689	1 684	Średnio 8%	2011-2012	5 574	5 327	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	USD	6 655	3 633	Libor 1M+marża; średnio 8%	2011-2012	18 311	10 769	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	7 037	11 402	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2011	7 037	11 402	Cesja należności, weksel in blanco
Linia kredytowa w banku Societe Generale S.A.	PLN	2 151	1 131	Wibor 1M+marża	31 sierpień 2011	2 151	1 131	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	8 776	8 069	Wibor 1M+marża	23 sierpień 2011	8 776	8 069	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt inwestycyjny w banku Pekao S.A.	PLN	3 876	1 832	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2013	3 876	1 832	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w Societe Generale S.A.	USD	2 704	633	Libor 1M+marża	31 sierpień 2011	7 440	1 878	Hipoteka, weksel in blanco, cesja wierzycelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	20 000	19 708	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2011	20 000	19 708	Hipoteka, cesją praw z polisy ubezpieczeniowej, weksel własny in blanco wraz z deklaracją, pełnomocnictwo do rach. bież., cesja wierzycelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BRE S.A.	USD	2 183	3 013	Libor 1M+marża	30 maj 2012	6 007	8 932	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do rachunku bieżącego

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE cd.

	Waluta	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	30 czerwca 2011		31 grudnia 2010		Zabezpieczenie
						Wartości w walucie		Wartości w PLN		
Krótkoterminowe										
Pożyczka krótkoterminowa z Pracowniczej Kasy Zapomogowo Pożyczkowej	PLN	500	500	4,80%	15 sierpień 2012	500	500	-	-	
Kredyt w rachunku bieżącym BGK S.A.	PLN	-	13 187	Wibor 3M+marża	31 maj 2011	-	13 187			Zastaw rejestrowy, cesja należności, hipoteka kaucyjna, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt obrotowy w banku BGK S.A.	PLN	-	5 455	Wibor 1M+marża	28 lipiec 2012	-	5 455			Zastaw rejestrowy, hipoteka, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	8 872	6 000	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2011	8 872	6 000			Przelew wierzytelności
Kredyt inwestycyjny w banku BGK S.A.	EUR	1 505	-	Euribor 1M+marża	31 maj 2016	6 000	-			Zastaw rejestrowy, weksel własny, pełnomocnictwo do dysponowania rachunku, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt w rachunku bieżącym Kredyt Bank S.A.	PLN	163	182	limit kart VISA	31 grudzień 2011	163	182			-
Linia kredytowa konsorcjum Credit Agricole CIB ²	USD	2 439	2 099	Libor 3M+marża	31 sierpień 2017	2 439	2 099			Zastaw na udziałach w PGNiG Norway ³
Kredyt inwestycyjny w banku PKO BP S.A.	PLN	5 140	3 100	Wibor 3M+marża	30 wrzesień 2011	5 140	3 100			Weksel in blanco
Linia kredytowa w baku ING Bank Śląski S.A.	PLN	5 923	5 880	Wibor 1M+marża	31 sierpień 2011	5 923	5 880			Weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska S.A.	PLN	6 745	4 891	Wibor 1M+marża	4 styczeń 2012	6 745	4 891			Weksel in blanco, pełnomocnictwo do rachunku, oświadczenie o poddaniu się egzekucji, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	6 795	4 864	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2011	6 795	4 864			Weksel in blanco, pełnomocnictwo do rachunku
Pożyczka krótkoterminowa w banku Pekao S.A.	EUR	84	1 020	Euribor 1M+marża	29 lipiec 2011	336	4 038			Weksel in blanco z deklaracją, pełnomocnictwo do dysponowania środkami na rachunku
Kredyt krótkoterminowy w banku PKO BP S.A.	PLN	-	818	Wibor 1M+marża	31 marzec 2011	-	818			Hipoteka kaucyjna
Kredyt krótkoterminowy w banku Nordea Bank Polska S.A.	PLN	1 482	1 438	Wibor 1M+marża	28 styczeń 2012	1 482	1 438			Hipoteka kaucyjna
Kredyt krótkoterminowy w banku BRE S.A.	PLN	975	-	Wibor 1M+marża	19 kwiecień 2012	975	-			Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	600	600	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	600	600			Hipoteka, cesja wierzytelności
Obligacje seria D110126A	PLN	-	597 884	Wibor 1M+marża	26 styczeń 2011	-	597 884			-
Obligacje seria D110121A	PLN	-	498 624	Wibor 1M+marża	21 styczeń 2011	-	498 624			-
Obligacje seria D1107725A	PLN	498 036	-	Wibor 1M+marża	25 lipiec 2011	498 036	-			-
Razem krótkoterminowe						632 082	1 229 237			

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

26.1. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	30 czerwca 2011		31 grudnia 2010	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
Pekao S.A.	25 000	11 419	25 000	13 598
Societe Generale S.A.	3 000	849	3 000	1 869
Komerčni Banka AS	821	821	790	790
Pekao S.A.	6 000	6 000	6 000	6 000
Societe Generale S.A.	6 000	6 000	6 000	6 000
Deutsche Bank Polska S.A.	-	-	6 000	6 000
Pekao S.A.	29 000	10 224	29 000	19 098
Societe Generale S.A.	12 383	4 943	13 338	11 461
BRE Bank S.A.	9 631	3 624	10 374	1 443
Pekao S.A.	20 000	-	20 000	292
HSBC Polska	8 255	3 495	8 892	3 058
Pekao S.A.	3 000	2 800	-	-
Kredyt Bank S.A.	4 000	4 000	3 500	3 500
BRE Bank S.A.	3 100	3 100	-	-
BRE Bank S.A.	670	670	-	-
Konsorcjum Credit Agricole CIB ¹	1 105 228	5 526	1 187 912	255 105
ING Bank Śląski S.A.	6 000	77	6 000	120
Deutsche Bank Polska S.A.	7 000	255	5 000	110
Pekao S.A.	7 000	205	7 000	2 136
BZ WBK S.A.	3 900	3 900	3 900	3 900
PKO BP S.A.	-	-	818	-
Nordea S.A.	1 500	18	1 500	62
BRE Bank S.A.	1 000	25	-	-
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	1 155	40 000	40 000
Pekao S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank S.A.	40 000	38 469	40 000	40 000
ING Bank Śląski S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Razem	1 542 488	307 575	1 624 024	614 542

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

Zapadalność w terminie:	30 czerwca 2011		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	32 789	3 825	36 614
od 1 roku do 5 lat	88 295	8 819	97 114
pow. 5 lat	17 714	1 988	19 702
Razem	138 798	14 632	153 430

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

27. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2011 roku	327 415	1 117 441	179	134 284	79 964	21 292	110 236	1 790 811
Utworzone w ciągu roku	25 078	52 661	-	947	13 571	5 000	96 037	193 294
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	-	-
Wykorzystane	(9 955)	(634)	-	(11 316)	(2 450)	(1 774)	(76 884)	(103 013)
Na dzień 30 czerwca 2011 roku	342 538	1 169 468	179	123 915	91 085	24 518	129 389	1 881 092
Długoterminowe	291 983	1 145 895	-	106 241	8 931	-	18 936	1 571 986
Krótkoterminowe	50 555	23 573	179	17 674	82 154	24 518	110 453	309 106
Na dzień 30 czerwca 2011 roku	342 538	1 169 468	179	123 915	91 085	24 518	129 389	1 881 092
Długoterminowe	278 615	1 085 369	-	109 943	7 969	-	19 268	1 501 164
Krótkoterminowe	48 800	32 072	179	24 341	71 995	21 292	90 968	289 647
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	327 415	1 117 441	179	134 284	79 964	21 292	110 236	1 790 811

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,7%, jako wypadkowa stopy zwrotu z aktywów w wysokości 5,8% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 3,0% (na koniec 2010 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,07% i 3,0%).

W I półroczu 2011 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 3,22%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 5,8% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2010 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3,48% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,07% i 2,5%).

W I półroczu 2011 roku rezerwa na koszt likwidacji odwiertów ujętych w sprawozdaniu spółki zależnej PGNiG Norway AS działającej na terenie Norwegii nie uległa zmianie. Dla tych odwiertów spółka PGNiG Norway AS zastosowała stopę dyskonta w wysokości 3,74%.

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, Spółki Grupy zawierały umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesyłu.

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

I półroczu Grupa, zwiększyła rezerwę na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów do wysokości 91.085 tysięcy złotych (na koniec roku 2010 saldo rezerwy wyniosło 79.964 tysięcy złotych).

Do dyskontowania rezerw długoterminowych jest wykorzystywana stopa dyskonta w wysokości 3,22%.

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

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	208 661	210 914
Koszty odsetek	3 101	6 325
Koszty bieżącego zatrudnienia	8 543	8 234
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	-
Wypłacone świadczenia	(18 413)	(50 285)
Aktuarialny zysk/strata	14 661	30 752
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(1 925)	-
Zmiany w Grupie	-	2 721
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	214 628	208 661
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	118 754	110 129
Koszty bieżącego zatrudnienia	7 041	6 829
Koszty odsetek	2 772	5 320
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	3 105	3 168
Wypłacone świadczenia	(4 534)	(7 851)
Koszty przeszłego zatrudnienia	497	1 064
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	275	-
Zmiany w Grupie	-	95
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	127 910	118 754
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	342 538	327 415

28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	510 638	539 765
Opłata przyłączeniowa	459 951	470 225
Dotacje	106 791	63 827
Pozostałe	20 363	15 375
Razem długoterminowe	1 097 743	1 089 192
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	53 368	51 927
Opłata przyłączeniowa	18 055	18 273
Prognoza sprzedaży gazu	628 703	588 570
Pozostałe	28 396	23 888
Razem krótkoterminowe	728 522	682 658

Dotacje

W 2010 roku Jednostka Dominująca zawarła 4 umowy z Instytutem Nafty i Gazu jako instytucją wdrażającą o dofinansowanie projektów: Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice, Podziemny Magazyn Gazu Strachocina, Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo, Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno.

Realizacja wszystkich czterech projektów ma na celu zwiększenie pojemności magazynowych z obecnych 1,6 miliarda m³ do ponad 3 miliardów m³ w 2015 roku.

Do dnia 30 czerwca 2011 roku Jednostka Dominująca zarejestrowała wpływy dofinansowania dotyczące projektu Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice w wysokości 95.468 tysięcy złotych (63.815 tysięcy złotych na koniec 2010 roku) oraz dofinansowania dotyczące projektu Podziemny Magazyn Gazu Strachocina w wysokości 11.170 tysięcy złotych.

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

29. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Dodatnie różnice kursowe	881	751
Naliczone odsetki	495	344
Wycena instrumentów zabezpieczających i finansowych	42 250	14 386
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	2 614	20 220
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 355 207	1 345 900
Pozostałe	10 606	10 409
Razem	1 412 053	1 392 010

30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	15 793	14 828
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	5 821	6 282
Razem	21 614	21 110
W tym jednostki powiązane (nota 37.1.)	364	1 262

31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	893 267	1 093 830
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	5 195	12 033
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	566 605	1 038 996
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	272 857	157 914
Zobowiązanie z tytułu dywidendy dla właściciela	708 007	-
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	75 551	59 440
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	17 317	33 397
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	218 124	602 930
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	8 428	6 454
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	84 552	84 552
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6 733	7 917
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	1 432	718
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	233 437	139 980
Pozostałe	96 430	53 311
Razem	3 187 935	3 291 472
W tym jednostki powiązane (nota 37.1.)	106 340	111 674

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

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

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zmiana stanu środków pieniężnych		
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	1 373 292	1 196 325
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	374	9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych na początek okresu (1-a)	1 372 918	1 196 316
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	1 034 496	2 093 837
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	440	1 162
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	1 034 056	2 092 675
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	(338 796)	897 512
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	66	1 153
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych (I. - II.)	(338 862)	896 359
* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych różnice te są eliminowane.		

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zmiana stanu należności		
Zmiana innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	30 205	20 131
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	1 471 158	1 101 100
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	(30 538)	(17 974)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekty działań. inwest.	30 749	1 194
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	8 951	(6 671)
Zmiany w Grupie	2 751	(3 193)
Pozostałe	1 513 276	1 094 587
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych	30 205	20 131

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Zmiana stanu zapasów		
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(463 829)	(124 784)
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy - korekty dział. inwest.	-	-
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(463 829)	(124 784)
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	90 281	64 273
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	(47 789)	(55 247)
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	42 492	9 026
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych		
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(103 537)	254 065
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	382 832	105 523
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu dywidendy do właściciela	(708 000)	(472 000)
Pozostałe	(1 018)	(2 621)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(429 723)	(115 033)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów		
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(3 780)	428
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(184 381)	(203 744)
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	-	-
Koszt prowizji dot programu emisji obligacji	(3 886)	-
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(192 047)	(203 316)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów		
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	54 415	(18 007)
PPO dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	3	3
Nieodpłatnie otrzymany majątek trwały	-	-
Dotacje otrzymane na rzeczowy majątek trwały	(42 823)	-
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	11 595	(18 004)
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej		
Instrumenty pochodne	(10 985)	24 982
Spisane w koszty nakłady na niefinansowe aktywa trwałe	139 294	59 551
Pozostałe	8 265	8 689
Razem	136 574	93 222

33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

33.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości księgowe netto)

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nienotowane na giełdzie)	52 347	39 677
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	44	130 765
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	3 220 026	4 901 683
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	316 271	77 873
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czek i środki pieniężne w drodze)	216 737	247 105
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	4 105 359	4 221 936
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	162 237	104 443

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

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

33.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	21	-
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	21	-
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności, w tym:	90 191	(59 406)
Odsetki od lokat, BSB, REPO	24 789	23 697
Odsetki od należności*	37 627	41 908
Odsetki od udzielonych pożyczek	263	3 606
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	525	1 474
Odpisy aktualizujące należności	46 700	(120 110)
Odpisy aktualizujące pożyczki	(19 055)	(11 666)
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	(658)	1 685
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	275 762	175 163
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	73 626	(11 700)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(267 171)	(258 413)
Razem wpływ na wynik finansowy	172 429	(154 356)

*W tym 1.093 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (9.325 tysięcy złotych w I półroczu 2010 roku).

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	(52 689)	(3 560)
Wycena instrumentów zabezpieczających (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	169 803	87 888
Razem wpływ na kapitały	117 114	84 328

33.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

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

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

Ryzyko kredytowe

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

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

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

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

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Udzielone pożyczki	-	-
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	847 521	1 135 774
Należności handlowe	2 372 505	3 765 909
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	316 271	77 873
Udzielone gwarancje finansowe	2 862 877	2 867 934
Razem	6 399 174	7 847 490

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

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

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

Przed zawarciem umów sprzedaży o znacznej wartości przeprowadzana jest weryfikacja i analiza sytuacji finansowej przyszłego odbiorcy na podstawie ogólnie dostępnych informacji finansowych spółki (sprawdzenie przyszłego odbiorcy w rejestrach dłużników) w celu określenia jego wiarygodności finansowej. W przypadku ujawnienia wpisów w rejestrze dłużników PGNiG S.A. żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Jednostka Dominująca przeprowadza bieżące analizy w zakresie wykonywania przez odbiorców warunków umów w obszarze rozliczeń finansowych. Większość zawartych umów zobowiązuje odbiorców do dokonywania przedpłat w terminach określonych w umowach. Na koniec okresu rozliczeniowego określonego w umowach odbiorcy są zobowiązani dokonać zapłaty za faktycznie odebrane paliwo gazowe w terminach przewidzianych w umowach. Standardowo jest to termin 14 dni od daty wystawienia faktury. Stosowane są również inne terminy płatności.

PGNiG S.A. 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 poniższy katalog zabezpieczeń należytego wykonania umowy:

- hipoteka (zwykła, kaucyjna),
- gwarancja bankowa,
- kaucja,
- zastaw zwykły i rejestrowy,
- gwarancja ubezpieczeniowa,
- weksel in blanco,
- oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji na podstawie art. 777 k.p.c.,
- cesja wierzytelności na umowach długoterminowych,
- depozyt pieniężny na rachunku wskazanym przez PGNiG S.A.,
- rating,
- poręczenie.

W odniesieniu do nowo zawieranych umów wybór formy zabezpieczenia uzgadniany jest pomiędzy PGNiG S.A., a odbiorcą. W ramach obligatoryjnego procesu dostosowania zawartych umów do wymogów prawa energetycznego podejmowane są z niektórymi odbiorcami negocjacje zmierzające do ustanowienia lub wzmocnienia zabezpieczenia wykonania umowy.

Stan należności od odbiorców jest monitorowany na bieżąco, zgodnie z wewnętrznymi procedurami funkcjonującymi w Jednostce Dominującej. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane są stosowne czynności windykacyjne.

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

Opóźnienia w uregulowaniu płatności skutkują naliczeniem odsetek ustawowych.

W przypadku, gdy odbiorca znajduje się przejściowo w trudnej sytuacji finansowej, na jego wniosek zawierane są porozumienia o ratalnej spłacie zadłużenia oraz jednocześnie negocjowane wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy.

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

Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek (przekraczające równowartość 5 000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej o uzyskanie zgody.

Na dzień 30 czerwca 2011 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 373.849 tysięcy złotych (421.623 tysięcy złotych na koniec 2010 roku).

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

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
do 1 miesiąca	248 314	333 555
od 1 do 3 miesięcy	93 207	60 240
od 3 miesięcy do 1 roku	27 008	17 430
od 1 roku do 5 lat	4 882	9 132
pow. 5 lat	438	1 266
Razem należności netto przeterminowane	373 849	421 623

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w I półroczu 2011 roku Grupa lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa. Grupa wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez agencje ratingowe Fitch, Standards&Poor's i Moody's.

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Grupa Kapitałowa zasadniczo ogranicza się do ryzyka defaultu banku, w którym Grupa zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Grupa zakupiła gwarancje są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu, zatem prawdopodobieństwo wystąpienia defaultu i ryzyko związane z tym jest znikome.

Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi, ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków wystawiających gwarancje.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości księgowej netto dodatniej wyceny według wartości godziwej. Podobnie jak w przypadku transakcji lokacyjnych pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto ze wszystkimi współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe.

Dzięki wszystkim tym działaniom Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Poprzez ryzyko rynkowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy. Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka, do których zalicza się:

- ryzyko walutowe,
- ryzyko stopy procentowej,
- ryzyko cen towarów (gaz, ropa naftowa).

Ryzyko walutowe

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

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

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

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

Głównym celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach

płatnościom za dostawy paliwa gazowego. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Grupa wykorzystuje opcje call, strategie opcyjne oraz transakcje forward.

Ryzyko stopy procentowej

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

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

Na dzień 30 czerwca 2011 roku Grupa posiadała wyemitowane obligacje korporacyjne w kwocie 500.000 tysięcy złotych. Ze względu na krótkie terminy wykupu obligacji oraz okresowe ustalanie kosztów długu ryzyko stopy procentowej z tego tytułu jest nieistotne dla Grupy.

Natomiast kredyt w wysokości 398.000 tysięcy USD zaciągnięty przez spółkę zależną PGNiG Norway AS nie był na koniec 2010 roku zabezpieczony przed zmianami stopy procentowej. Kredyt ten jest oprocentowany stawką Libor3M plus marża. W związku z tym istnieje ryzyko wzrostu kosztów finansowych w przypadku wzrostu stawki Libor3M.

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

Ryzyko towarowe

Przez ryzyko towarowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

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

Grupa od 2010 roku szczegółowo identyfikuje i zabezpiecza ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów, w I półroczu 2011 roku, Grupa wykorzystywała opcje azjatyckie call z rozliczeniem europejskim, strategie opcyjne risk reversal oraz swapy towarowe.

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

Ryzyko płynności

Głównym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowany cyklicznie co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki. Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez spółkę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Grupa Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Grupa na dzień 30 czerwca 2011 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 1.542.488 tysięcy złotych (1.624.024 tysięcy złotych na koniec 2010 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 26.1.

Dodatkowo, w celu zoptymalizowania procesu zarządzania środkami pieniężnymi w Grupie Kapitałowej, Jednostka Dominująca zawarła 1 grudnia 2010 roku z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. umowę programu emisji obligacji krótkoterminowych na łączną kwotę 397.270 tysięcy złotych. Program został podwyższony w dniu 1 czerwca 2011 roku do kwoty 1.000.000 tysięcy złotych. Umowa obowiązuje do 30 listopada 2013 roku. W ramach tego programu PGNiG S.A. emituje krótkoterminowe obligacje dyskontowe do swoich „nadpłynnych” spółek dystrybucyjnych. Pierwsza emisja została przeprowadzona 22 grudnia 2010 roku. Zadłużenie z tytułu emisji obligacji do spółek z Grupy Kapitałowej wynosiło na dzień 30 czerwca 2011 roku 650.200 tysięcy złotych.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Jednostka Dominująca zawarła Umowę programu emisji obligacji w dniu 10 czerwca 2010 roku. Zadłużenie z tytułu tej Umowy wynosiło na dzień 30

czerwca 2011 roku 500.000 tysięcy złotych. Umowa obowiązuje do 31 lipca 2013 roku a jej łączna wartość wynosi 3.000.000 tysięcy złotych.

Ponadto w dniu 17 września 2010 roku została zawarta umowa zlecenia w przedmiocie programu emisji euroobligacji do kwoty 1.200.000 tysięcy euro. Umowa na organizację programu EMTN oraz na pierwszą emisję została zawarta z 3 bankami: Societe Generale SA, BNP Paribas SA i Unicredit AG. Przewidywany termin emisji euroobligacji to trzeci kwartał 2011 roku. Środki uzyskane z emisji zostaną przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego PGNiG S.A.

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

Ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.”. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki i systematyzuje działania zapewniające prawidłowe zarządzanie jej płynnością finansową, poprzez: realizację płatności, prognozowanie przepływów pieniężnych, optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi, pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych, zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu.

30 czerwca 2011	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek oraz obligacji	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	601 257	36 614	3 187 935	3 825 806
od 1 roku do 5 lat	6 722	97 114	20 175	124 011
pow. 5 lat	1 083 326	19 702	1 439	1 104 467
Razem	1 691 305	153 430	3 209 549	5 054 284

31 grudnia 2010	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	1 203 905	28 929	3 291 472	4 524 306
od 1 roku do 5 lat	1 400	62 595	19 613	83 608
pow. 5 lat	931 026	-	1 497	932 523
Razem	2 136 331	91 524	3 312 582	5 540 437

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

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

Analiza wymagalności instrumentów pochodnych.

	wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2011	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka*	(129 977)	(17 747)	(3 418)	(14 329)	-
- wpływy	-	2 266 566	91 700	2 174 866	-
- wypływy	-	(2 284 313)	(95 118)	(2 189 195)	-
- transakcje forward	(2 664)	(1 932)	(1 932)	-	-
- wpływy	-	105 756	105 756	-	-
- wypływy	-	(107 688)	(107 688)	-	-
- opcje walutowe**	(25 290)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	241 036	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	6 578	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	64 351	-	-	-	-
- walutowych	46 007	-	-	-	-
- towarowych	18 344	-	-	-	-
Razem	154 034	(19 679)	(5 350)	(14 329)	-

	wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka*	(97 874)	29 242	65 626	(36 384)	-
- wpływy	-	2 288 164	65 626	2 222 538	-
- wypływy	-	(2 258 922)	-	(2 258 922)	-
- transakcje forward	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje walutowe**	(34 373)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	(7 626)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	37 260	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	76 043	-	-	-	-
- walutowych	59 248	-	-	-	-
- towarowych	16 795	-	-	-	-
Razem	(26 570)	29 242	65 626	(36 384)	-

* Wartość księgowa netto (pozytywna wycena z aktywów minus ujemna wycena z aktywów) pokazuje wartość godziwą, czyli płatności z tytułu transakcji swap zdyskontowane, natomiast przepływy pieniężne są przedstawione bez dyskontowania. Przepływy z tytułu transakcji CCIRS policzone na podstawie systemu Exante, płatności odsetkowe prognozowane.

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

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

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

Polityka Zarządzania Ryzykiem

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

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

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

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

W dniu 28 grudnia 2010 roku Zarząd Jednostki Dominującej zatwierdził „Procedurę zarządzania ryzykiem podatkowym i rachunkowym w PGNiG S.A.”, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2011 roku. Niniejsza Procedura zawiera zasady postępowania związane z wykonywaniem przez PGNiG

S.A. obowiązków podatkowych i sprawozdawczych wynikających z przepisów ustaw podatkowych oraz wykonywaniem przez PGNiG S.A. obowiązków w zakresie rachunkowości i sprawozdawczości finansowej wynikających z ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości, wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, MSR/MSSF oraz wymagań Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie.

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

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zamian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego oraz stopy procentowej Grupa wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 15% dla analizy wrażliwości na koniec I półrocza 2011 roku dla kursów walut (na koniec 2010 roku była przyjęta zmienność również na poziomie 15%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG S.A. ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 30 czerwca 2011 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 497.697 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 291.778 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 196.866 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD, spadek o 7.832 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR oraz spadek o 1.221 z powodu umocnienia pozostałych walut).

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

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

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

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałyby w dużym stopniu wzmocnione przez wzrost wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS, i nieznacznie osłabiony przez wzrost wyceny aktywów w tych walutach.

W przeciwieństwie do poprzednich okresów nie byłoby dużego pozytywnego wpływu na wynik finansowy wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR ponieważ jest ona w większości odnoszona bezpośrednio na kapitały (patrz tabela „Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszonych na kapitał własny”). Jednocześnie pozostałby negatywny wpływ z tytułu wzrostu ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 30 czerwca 2011 roku byłby o 474.478 tysięcy złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 291.778 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 178.521 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD, wzrost o 2.958 tysięcy złotych z powodu osłabienia EUR oraz wzrost o 1.221 tysięcy złotych z powodu osłabienia pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w dużym stopniu wzmocniony przez spadek wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS oraz pozytywny wpływ z tytułu wzrostu dodatnich różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług. W związku z posiadaną strukturą transakcji (głównie transakcje opcyjne) zmiana dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego nie miałyby większego wpływu na wynik.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2010 roku wskazała, że zysk netto byłby o 288.218 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 264.650 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 56.641 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD oraz spadek o 823 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut, przy jednoczesnym wzroście o 33.896 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR).

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

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

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

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

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

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2010 roku byłby o 352.829 tysięcy złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 264.650 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 98.098 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD oraz wzrost o 823 tysięcy złotych z powodu osłabienia pozostałych walut przy jednoczesnym spadku zysku netto o 10.742 tysięcy złotych z powodu osłabienia się EUR). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w dużym stopniu wzmocniony przez spadek wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS i w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

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

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

	Wartość księgowa netto na 30 czerwca 2011				Ryzyko walutowe				
	Zmian kursu o:				-15%				
	15%		-15%		15%		-15%		
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14 039	-	-	-	-	-	-	-	
Inne aktywa finansowe	320	-	48	-	-	(48)	-	-	
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	124 584	7 908	5 539	4 066	1 174	(7 908)	(5 539)	(4 066)	(1 174)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	25 370	(3 179)	(4 844)	-	-	-	-	338 194	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	78 650	3 653	4 246	1 209	2 690	(3 653)	(4 246)	(1 209)	(2 690)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	8 382	4 989	5 275	3 864	(11 561)	(9 833)	332 919	(3 864)	
Podatek 19%	(1 593)	(948)	(1 002)	(734)	2 197	1 868	(63 255)	734	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	6 789	4 041	4 273	3 130	(9 364)	(7 965)	269 664	(3 130)	
<i>razem waluty</i>			18 233				249 205		
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	1 216 257	1 067	179 261	-	2 111	(1 067)	(179 261)	-	(2 111)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	775 451	16 984	68 772	27 301	3 260	(16 984)	(68 772)	(27 301)	(3 260)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	137 294	-	-	338 194	-	2 838	17 803	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	18 051	248 033	365 495	5 371	(15 213)	(230 230)	(27 301)	(5 371)	
Podatek 19%	-	(3 430)	(47 126)	(69 444)	(1 020)	2 891	43 744	5 187	1 020
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	14 621	200 907	296 051	4 351	(12 322)	(186 486)	(22 114)	(4 351)	
<i>razem waluty</i>			515 930				(225 273)		
Razem zwiększenie/zmniejszenie	(7 832)	(196 866)	(291 778)	(1 221)	2 958	178 521	291 778	1 221	
<i>razem waluty</i>			(497 697)				474 478		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	3,9866	-	4,5846	4,5846	4,5846	-	3,3886	3,3886	3,3886
kurs USD/PLN	2,7517	3,1645	-	3,1645	3,1645	2,3389	-	2,3389	2,3389
kurs NOK/PLN	0,5128	0,5897	0,5897	-	0,5897	0,4359	0,4359	-	0,4359

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2010				Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:				-15%			
	15%		-15%		15%		-15%	
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
Aktywa finansowe								
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	13 819	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	192	26	2	-	(26)	(2)	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	258 296	17 826	18 030	1 239	1 649	(17 826)	(18 030)	(1 239)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	30 580	31 196	117 044	-	-	-	315 036	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	191 851	14 202	7 819	4 275	2 481	(14 202)	(7 819)	(4 275)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	63 250	142 895	5 514	4 130	(32 054)	(25 851)	309 522	(4 130)
Podatek 19%		(12 018)	(27 150)	(1 048)	(785)	6 090	4 912	(58 809)
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	51 232	115 745	4 466	3 345	(25 964)	(20 939)	250 713	(3 345)
<i>razem waluty</i>			174 788				200 465	
Zobowiązania finansowe								
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	983 379	606	144 477	-	2 424	(606)	(144 477)	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	727 144	20 797	68 345	17 206	2 722	(20 797)	(68 345)	(17 206)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	103 579	-	-	315 036	-	2 610	65 863	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	21 403	212 822	332 242	5 146	(18 793)	(146 959)	(17 206)	(5 146)
Podatek 19%	-	(4 067)	(40 436)	(63 126)	(978)	3 571	27 922	3 269
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	17 336	172 386	269 116	4 168	(15 222)	(119 037)	(13 937)	(4 168)
<i>razem waluty</i>			463 006				(152 364)	
Razem zwiększenie/zmniejszenie								
<i>razem waluty</i>		33 896	(56 641)	(264 650)	(823)	(10 742)	98 098	264 650
			(288 218)				352 829	
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:								
kurs EUR/PLN	3,9603	-	4,5543	4,5543	4,5543	-	3,3663	3,3663
kurs USD/PLN	2,9641	3,4087	-	3,4087	3,4087	2,5195	-	2,5195
kurs NOK/PLN	0,5071	0,5832	0,5832	-	0,5832	0,4310	0,4310	-

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

	30 czerwca 2011		31 grudnia 2010	
	dla USD		dla USD	
<i>Kurs</i>				
<i>Zmiany kursów o:</i>	15%	-15%	15%	-15%
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	200 816	(41 557)	53 830	(11 506)
Podatek 19%	(38 155)	7 896	(10 228)	2 186
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	162 661	(33 661)	43 602	(9 320)

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost kursu USD o 15% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku kursu USD o 15% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Jednostka Dominująca wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczania się przed wzrostem kursu USD, po którym to realizowane i przeliczane są zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Grupa zbadała wrażliwość pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych. Dla analizy wrażliwości za I półrocze 2011 roku przyjęto 30% zmienność dla tego typu instrumentów (na koniec 2010 roku była przyjęta zmienność na poziomie 25%).

W poniższej tabeli została zaprezentowana analiza wrażliwości dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych na zmiany cen dla I półrocza 2011 roku i dla 2010 roku.

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

	Wartość księgowa netto na 30 czerwca 2011				
	Zmian ceny o: 30%		-30%		
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil	
Aktywa finansowe					
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	290 901	102 555	150 513	(97 450)	(106 111)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		102 555	150 513	(97 450)	(106 111)
Podatek 19%		(19 485)	(28 597)	18 516	20 161
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		83 070	121 916	(78 934)	(85 950)
<i>razem towary</i>		204 986		(164 884)	
Zobowiązania finansowe					
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	24 943	-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		-	-	-	-
Podatek 19%		-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		-	-	-	-
<i>razem towary</i>		-	-	-	-
Razem zwiększenie/zmniejszenie		83 070	121 916	(78 934)	(85 950)
<i>razem towary</i>		204 986		(164 884)	

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2010		Ryzyko cenowe	
	<i>Zmian ceny o:</i>		<i>-25%</i>	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	47 293	39 614	11 625	(14 279)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		39 614	11 625	(14 279)
Podatek 19%		(7 527)	(2 209)	2 713
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		32 087	9 416	(11 566)
<i>razem towary</i>		<i>41 503</i>		<i>(16 305)</i>
Zobowiązania finansowe				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	864	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		-	-	-
Podatek 19%		-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		-	-	-
<i>razem towary</i>				<i>-</i>
Razem zwiększenie/zmniejszenie		32 087	9 416	(11 566)
<i>razem towary</i>		<i>41 503</i>		<i>(16 305)</i>

W powyższych tabelach został przedstawiony jedynie wpływ zmiany cen na rachunek zysków i strat. Część zmiany pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały.

Wpływ zmian pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszonych na kapitał własny został zaprezentowany w poniższej tabeli.

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

	30 czerwca 2011			
	30%		-30%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	270 833	158 049	(208 503)	(89 471)
Podatek 19%	(51 458)	(30 029)	39 615	16 999
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	219 375	128 020	(168 888)	(72 472)

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na dzień 30 czerwca 2011 roku na zmiany cen pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost cen towarów o 30% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku cen o 30% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Jednostka Dominująca wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczenia się przed wzrostem cen surowców energetycznych, które to stanowią największą pozycję kosztową Grupy w rachunku zysków i strat.

Większe wartości w porównaniu do analizy wrażliwości na koniec 2010 roku wynikają przede wszystkim z przyjętej większej zmienności (30% w I półroczu 2011 w porównaniu do 25% na koniec 2010 roku) oraz z większego wolumenu posiadanych instrumentów pochodnych na 30 czerwca 2011 roku.

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

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na dzień 31 grudnia 2010 roku na zmiany cen pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost cen towarów o 25% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku cen o 25% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Jednostka Dominująca wykorzystuje instrumenty pochodne, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, do zabezpieczenia się przed wzrostem cen surowców energetycznych, które to stanowią największą pozycję kosztową Grupy w rachunku zysków i strat.

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 wykorzystała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego. Średni zakres zmiany stóp przyjętych do analizy wrażliwości stopy procentowej przyjęto na poziomie +/-60 punktów bazowych dla I półroczu 2011 roku (dla 2010 roku zmienność była ustalona na +/-100 punktów bazowych).

Na dzień 30 czerwca 2011 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów, leasingu (opartych o zmienną stopę) oraz wyemitowanych obligacji na zmianę stóp procentowych o +/-60 punktów bazowych wyniosła +/- 10.969 tysięcy złotych.

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

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	wartość księgową netto		
	zmiana o:		
	stan na 30.06.2011	+60 bp	-60 bp
Otrzymane kredyty	1 191 306	7 148	(7 148)
Wyemitowane obligacje	498 036	2 988	(2 988)
Zobowiązania leasingowe	138 798	833	(833)
Razem	1 828 140	10 969	(10 969)

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

34. INSTRUMENTY POCHODNE

Metody wyceny instrumentów pochodnych

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

Na dzień 30 czerwca 2011 roku Grupa posiadała 4 rodzaje walutowych instrumentów pochodnych: Cross Currency Basis Swapy, forwardy, zakupione opcje Call oraz tzw. strategie risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put). Wycena do wartości godziwej opcji walutowych Call i Put została przeprowadzona według modelu Garmana-Kohlhagena a wycena forwardów do wartości godziwej polega na dyskontowaniu przyszłych przepływów pieniężnych osobno w każdej walucie. W obydwu przypadkach do wyceny użyto danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility) z dnia 30 czerwca 2011 roku.

Ponadto w I półroczu 2011 roku Grupa zabezpieczała ryzyko towarowe korzystając z: opcji azjatyckich Call, strategii risk reversal (zakupione opcje towarowe azjatyckie Call i sprzedane opcje Put) oraz swapów towarowych. Wycena towarowych opcji azjatyckich Call i Put została przeprowadzona według modelu Turnbulla-Wakemana przy użyciu danych rynkowych: cen towarów, kursów walutowych oraz zmienności towarowej (volatility) z dnia 30 czerwca 2011 roku.

Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Exante.

Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji walutowych a od dnia 1 czerwca 2010 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji towarowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.3.13.

Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Cross Currency Interest Rate Swap						
PGNiG Norway pożyczka	930 mln NOK	9 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5056	(31 788)	(24 211)
PGNiG Norway pożyczka	1596 mln NOK	13 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5052	(52 257)	(39 071)
PGNiG Norway pożyczka	674 mln NOK	14 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5040	(23 339)	(17 795)
PGNiG Norway pożyczka	700 mln NOK	15 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5054	(22 593)	(16 797)
					(129 977)	(97 874)

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Forward						
Płatności za gaz	70 mln NOK	20 maj 2011	29 grudzień 2011	0,5027	(949)	-
Płatności za gaz	70 mln NOK	20 maj 2011	29 grudzień 2011	0,5028	(943)	-
Płatności za gaz	70 mln NOK	21 czerwiec 2011	29 grudzień 2011	0,5053	(772)	-
					(2 664)	-
Opcje call						
Płatności za gaz	10 mln USD	29 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,3000	-	9
Płatności za gaz	10 mln USD	29 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,2700	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3000	-	82
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4700	-	20
Płatności za gaz	5 mln EUR	2 sierpień 2010	10 styczeń 2011	4,2000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2500	-	19
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4500	-	24
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4600	-	22
Płatności za gaz	10 mln USD	5 sierpień 2010	18 luty 2011	3,4700	-	37
Płatności za gaz	5 mln EUR	16 sierpień 2010	10 luty 2011	4,2000	-	43
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3300	-	100
Płatności za gaz	5 mln EUR	17 sierpień 2010	18 luty 2011	4,1700	-	78
Płatności za gaz	10 mln USD	18 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2700	-	14
Płatności za gaz	10 mln USD	19 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3000	-	122
Płatności za gaz	10 mln USD	26 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3700	-	77
Płatności za gaz	10 mln USD	26 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3600	-	51
Płatności za gaz	10 mln USD	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,5600	-	62
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3500	-	184
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	9 wrzesień 2010	10 marzec 2011	4,1500	-	233
Płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3200	-	212
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,2300	-	187
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	-	341
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2800	-	254
Płatności za gaz	10 mln USD	20 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2800	-	302
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	-	341
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2010	10 luty 2011	3,2000	-	167
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,1800	-	249
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,4650	-	136
Płatności za gaz	10 mln USD	23 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2100	-	347
Płatności za gaz	10 mln USD	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	3,3800	-	2
Płatności za gaz	10 mln USD	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3600	-	175
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	18 marzec 2011	3,2000	-	417
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	3,1500	-	69
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	10 luty 2011	2,9500	-	804
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9200	-	715
Płatności za gaz	10 mln USD	25 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9300	-	651
Płatności za gaz	10 mln USD	25 październik 2010	10 styczeń 2011	2,9300	-	443
Płatności za gaz	10 mln USD	28 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9815	-	393
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	20 styczeń 2011	2,8800	-	1 007
Płatności za gaz	8 mln EUR	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	4,0700	-	512
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,0000	-	1 116
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	10 luty 2011	2,9500	-	804
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	10 marzec 2011	2,9800	-	957
Płatności za gaz	5 mln EUR	5 listopad 2010	10 luty 2011	4,0500	-	147
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0000	-	946
Płatności za gaz	9 mln EUR	10 listopad 2010	20 styczeń 2011	4,0000	-	189

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje call cd.						
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopad 2010	18 luty 2011	2,9900	-	717
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0300	-	835
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	18 luty 2011	3,0500	-	514
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	-	465
Płatności za gaz	10 mln USD	18 listopad 2010	18 luty 2011	3,0300	-	574
Płatności za gaz	9 mln EUR	18 listopad 2010	10 maj 2011	4,1000	-	654
Płatności za gaz	10 mln USD	19 listopad 2010	18 luty 2011	3,0200	-	607
Płatności za gaz	10 mln USD	22 listopad 2010	18 luty 2011	3,0000	-	678
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2600	-	327
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	10 luty 2011	3,2000	-	167
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	18 luty 2011	3,2000	-	223
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	10 styczeń 2011	3,1300	-	4
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	10 luty 2011	3,1700	-	203
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	20 styczeń 2011	3,1700	-	55
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	-	465
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1700	-	264
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2200	-	582
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	-	396
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1700	-	470
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2000	-	620
Płatności za gaz	10 mln USD	7 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	-	549
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1900	-	236
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,2000	-	363
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2000	-	417
Płatności za gaz	10 mln USD	13 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	-	396
Płatności za gaz	8 mln EUR	14 grudzień 2010	18 marzec 2011	4,1000	-	344
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	10 maj 2011	3,2500	-	627
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,1800	-	588
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1400	-	752
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1380	-	476
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1400	-	531
Płatności za gaz	8 mln EUR	15 grudzień 2010	10 czerwiec 2011	4,2000	-	515
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2300	-	564
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	-	549
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	10 maj 2011	3,4600	-	353
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2260	-	572
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1950	-	630
Płatności za gaz	10 mln USD	25 styczeń 2011	8 lipiec 2011	3,2700	-	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	26 styczeń 2011	8 lipiec 2011	4,0500	25	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 styczeń 2011	8 lipiec 2011	3,0500	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 styczeń 2011	8 lipiec 2011	3,0500	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 luty 2011	20 lipiec 2011	3,0500	5	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 luty 2011	20 lipiec 2011	3,2300	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 luty 2011	10 sierpień 2011	3,0750	40	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 luty 2011	10 sierpień 2011	3,0800	38	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	7 luty 2011	10 sierpień 2011	4,0000	349	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 luty 2011	20 lipiec 2011	3,0800	2	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 luty 2011	8 lipiec 2011	3,0700	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 luty 2011	20 lipiec 2011	3,0700	3	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 luty 2011	19 sierpień 2011	3,0800	64	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 luty 2011	8 lipiec 2011	3,1000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 luty 2011	19 sierpień 2011	3,3500	4	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 marzec 2011	20 wrzesień 2011	3,3500	34	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 marzec 2011	10 sierpień 2011	3,0500	51	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje call cd.						
Płatności za gaz	10 mln USD	3 marzec 2011	9 wrzesień 2011	3,0800	141	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 marzec 2011	9 wrzesień 2011	3,0700	150	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 marzec 2011	19 sierpień 2011	3,0400	90	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 marzec 2011	20 wrzesień 2011	3,0500	209	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	7 marzec 2011	9 wrzesień 2011	4,1000	244	-
Płatności za gaz	10 mln USD	18 marzec 2011	9 wrzesień 2011	3,3000	32	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 marzec 2011	10 sierpień 2011	3,0600	46	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 marzec 2011	9 wrzesień 2011	3,1500	91	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 marzec 2011	10 sierpień 2011	3,1270	22	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 marzec 2011	19 sierpień 2011	2,9750	150	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 marzec 2011	20 lipiec 2011	2,9800	18	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 kwiecień 2011	20 wrzesień 2011	2,9460	353	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 kwiecień 2011	20 wrzesień 2011	2,9050	434	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 kwiecień 2011	9 wrzesień 2011	2,8970	397	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 kwiecień 2011	8 lipiec 2011	2,8660	14	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 kwiecień 2011	20 lipiec 2011	2,8610	105	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 kwiecień 2011	20 lipiec 2011	2,8575	109	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 kwiecień 2011	7 październik 2011	3,0700	269	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 kwiecień 2011	20 październik 2011	3,0500	348	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 kwiecień 2011	10 listopad 2011	3,0550	422	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 kwiecień 2011	8 lipiec 2011	2,7700	141	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 kwiecień 2011	7 październik 2011	2,8500	694	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 kwiecień 2011	18 listopad 2011	2,8800	827	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	29 kwiecień 2011	20 lipiec 2011	4,0000	174	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 kwiecień 2011	8 grudzień 2011	2,9000	862	-
Płatności za gaz	10 mln USD	11 maj 2011	20 październik 2011	2,9300	555	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	12 maj 2011	19 sierpień 2011	4,0000	250	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	12 maj 2011	10 październik 2011	4,0300	337	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 maj 2011	19 sierpień 2011	2,9000	259	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 maj 2011	8 lipiec 2011	2,8500	22	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 maj 2011	19 sierpień 2011	2,8800	298	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	13 maj 2011	10 listopad 2011	4,0400	400	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 maj 2011	8 lipiec 2011	2,8800	9	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 maj 2011	20 lipiec 2011	2,9000	62	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 maj 2011	20 październik 2011	2,9700	474	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 maj 2011	20 październik 2011	2,9700	474	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 maj 2011	10 sierpień 2011	2,9200	170	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 maj 2011	10 sierpień 2011	2,9200	170	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 czerwca 2011	8 lipiec 2011	2,8200	47	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 czerwca 2011	20 wrzesień 2011	2,8730	510	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 czerwca 2011	10 sierpień 2011	2,8300	350	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 czerwca 2011	9 wrzesień 2011	2,8600	486	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 czerwca 2011	9 grudzień 2011	2,9210	809	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 czerwca 2011	20 grudzień 2011	2,9285	829	-
Płatności za gaz	10 mln USD	6 czerwca 2011	20 grudzień 2011	2,9280	831	-
Płatności za gaz	10 mln USD	6 czerwca 2011	18 listopad 2011	2,8875	804	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 czerwca 2011	18 listopad 2011	2,8765	837	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 czerwca 2011	19 sierpień 2011	2,8155	467	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 czerwca 2011	18 listopad 2011	2,8855	810	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwca 2011	10 sierpień 2011	2,9100	184	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwca 2011	10 sierpień 2011	2,9100	184	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwca 2011	9 wrzesień 2011	2,9200	350	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwca 2011	7 październik 2011	3,0700	269	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwca 2011	19 sierpień 2011	2,8980	263	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje call cd.						
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwiec 2011	20 wrzesień 2011	2,9170	409	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwiec 2011	9 grudzień 2011	3,2000	341	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwiec 2011	10 listopad 2011	3,1300	327	-
Płatności za gaz	10 mln USD	20 czerwiec 2011	20 wrzesień 2011	2,9235	396	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2011	7 październik 2011	2,9360	476	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2011	10 listopad 2011	2,9430	625	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2011	10 listopad 2011	2,9380	636	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2011	7 październik 2011	2,9120	528	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2011	7 październik 2011	2,9120	528	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 czerwiec 2011	18 listopad 2011	2,9520	640	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 czerwiec 2011	9 wrzesień 2011	2,9000	390	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	22 czerwiec 2011	19 sierpień 2011	4,0500	191	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	22 czerwiec 2011	20 wrzesień 2011	4,0700	342	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	22 czerwiec 2011	9 grudzień 2011	4,1000	575	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 czerwiec 2011	20 wrzesień 2011	2,9000	445	-
					25 316	30 342
Opcje put						
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,0150	-	(581)
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,0230	-	(803)
Płatności za gaz	10 mln USD	23 lipiec 2010	20 styczeń 2011	2,9915	-	(585)
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9975	-	(442)
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9900	-	(386)
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	2,9055	-	(371)
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8750	-	(270)
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8900	-	(316)
Płatności za gaz	10 mln USD	5 sierpień 2010	18 luty 2011	2,8790	-	(339)
Płatności za gaz	10 mln USD	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,8550	-	(390)
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	2,7600	-	(201)
Płatności za gaz	10 mln USD	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	2,7780	-	(16)
Płatności za gaz	10 mln USD	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,7650	-	(181)
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	18 marzec 2011	2,5920	-	(34)
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,6050	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	2,7500	-	(249)
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	10 maj 2011	2,8200	-	(541)
Płatności za gaz	10 mln USD	25 styczeń 2011	8 lipiec 2011	2,6845	(22)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 luty 2011	20 lipiec 2011	2,6850	(105)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 luty 2011	19 sierpień 2011	2,6725	(244)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 marzec 2011	20 wrzesień 2011	2,6865	(409)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	18 marzec 2011	9 wrzesień 2011	2,7380	(589)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 marzec 2011	10 sierpień 2011	2,7765	(652)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 marzec 2011	9 wrzesień 2011	2,7185	(499)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 marzec 2011	10 sierpień 2011	2,7195	(364)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 kwiecień 2011	7 październik 2011	2,5050	(86)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 kwiecień 2011	20 październik 2011	2,5160	(121)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 kwiecień 2011	10 listopad 2011	2,5350	(186)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwiec 2011	7 październik 2011	2,6730	(430)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwiec 2011	9 grudzień 2011	2,6300	(465)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 czerwiec 2011	10 listopad 2011	2,6570	(481)	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje put cd.						
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,453 mln EUR	10 grudnia 2010	14 styczeń 2011	3,9949	-	7
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	1,235 mln EUR	10 grudnia 2010	14 luty 2011	3,9762	-	79
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,094 mln EUR	10 grudnia 2010	15 marzec 2011	3,9587	-	9
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,399 mln EUR	10 grudnia 2010	15 kwiecień 2011	3,9548	-	31
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,357 mln EUR	10 grudnia 2010	16 maj 2011	3,9549	-	35
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,415 mln EUR	10 grudnia 2010	15 czerwiec 2011	3,9579	-	41
Zabezpieczenie wpływów ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,308 mln EUR	10 grudnia 2010	15 lipiec 2011	3,9472	54	36
					(4 599)	(5 467)
Opcje call commodity						
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	-	344
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	-	430
Płatności za gaz	33000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	750,00	-	117
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	750,00	-	114
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	750,00	-	57
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	570,00	1 416	64
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	570,00	1 416	64
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	780,00	5 974	1 152
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	780,00	5 974	1 152
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	780,00	-	174
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	10 maj 2011	780,00	-	174
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	780,00	-	322
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	780,00	2 784	322
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	540,00	-	7
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	540,00	-	7

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje call commodity cd.						
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	540,00	-	13
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	540,00	233	13
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	790,00	6 966	1 209
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	790,00	6 966	1 209
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	560,00	2 672	129
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	560,00	2 672	129
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	790,00	5 805	1 008
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	555,00	2 570	134
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	555,00	2 570	134
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 listopad 2010	20 maj 2011	780,00	-	134
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 listopad 2010	10 czerwiec 2011	780,00	-	134
Płatności za gaz	26000 MT Gasoil	8 listopad 2010	9 wrzesień 2011	800,00	5 322	833
Płatności za gaz	9000 MT Fueloil	9 listopad 2010	20 maj 2011	530,00	-	13
Płatności za gaz	10000 MT Fueloil	9 listopad 2010	10 czerwiec 2011	530,00	-	15
Płatności za gaz	4300 MT Gasoil	21 styczeń 2011	8 lipiec 2011	845,00	1 266	-
Płatności za gaz	8200 MT Fueloil	21 styczeń 2011	8 lipiec 2011	535,00	1 898	-
Płatności za gaz	13500 MT Gasoil	24 styczeń 2011	20 lipiec 2011	880,00	2 426	-
Płatności za gaz	13500 MT Gasoil	24 styczeń 2011	10 sierpień 2011	880,00	2 426	-
Płatności za gaz	24500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	20 lipiec 2011	560,00	6 212	-
Płatności za gaz	24500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	10 sierpień 2011	560,00	6 212	-
Płatności za gaz	19000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	19 sierpień 2011	880,00	3 415	-
Płatności za gaz	19000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	9 wrzesień 2011	880,00	3 415	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	24 styczeń 2011	19 sierpień 2011	560,00	6 085	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	24 styczeń 2011	9 wrzesień 2011	560,00	6 085	-
Płatności za gaz	21500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	20 wrzesień 2011	560,00	5 451	-
Płatności za gaz	21500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	7 październik 2011	560,00	5 451	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	20 wrzesień 2011	880,00	3 594	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	7 październik 2011	880,00	3 594	-
Płatności za gaz	30400 MT Gasoil	25 styczeń 2011	20 październik 2011	880,00	4 937	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	25 styczeń 2011	20 październik 2011	575,00	5 434	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	25 styczeń 2011	10 listopad 2011	575,00	5 434	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje call commodity cd.						
Płatności za gaz	30400 MT Gasoil	25 styczeń 2011	10 listopad 2011	880,00	4 937	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	25 styczeń 2011	18 listopad 2011	880,00	5 067	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	25 styczeń 2011	9 grudzień 2011	880,00	5 067	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	890,00	4 229	-
Płatności za gaz	6000 MT Fueloil	26 styczeń 2011	20 lipiec 2011	555,00	1 531	-
Płatności za gaz	6000 MT Fueloil	26 styczeń 2011	10 sierpień 2011	555,00	1 531	-
Płatności za gaz	4500 MT Fueloil	26 styczeń 2011	19 sierpień 2011	555,00	1 148	-
Płatności za gaz	4500 MT Fueloil	26 styczeń 2011	9 wrzesień 2011	555,00	1 148	-
Płatności za gaz	4500 MT Fueloil	26 styczeń 2011	20 wrzesień 2011	555,00	1 148	-
Płatności za gaz	4500 MT Fueloil	26 styczeń 2011	7 październik 2011	555,00	1 148	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	20 grudzień 2011	585,00	5 889	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	585,00	5 889	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	18 listopad 2011	585,00	5 889	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	9 grudzień 2011	585,00	5 889	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	26 styczeń 2011	20 grudzień 2011	890,00	4 229	-
Płatności za gaz	19500 MT Gasoil	27 styczeń 2011	20 październik 2011	890,00	2 643	-
Płatności za gaz	19500 MT Gasoil	27 styczeń 2011	10 listopad 2011	890,00	2 643	-
Płatności za gaz	5250 MT Gasoil	27 styczeń 2011	20 lipiec 2011	860,00	1 263	-
Płatności za gaz	5250 MT Gasoil	27 styczeń 2011	10 sierpień 2011	860,00	1 263	-
Płatności za gaz	19500 MT Gasoil	27 styczeń 2011	18 listopad 2011	870,00	4 041	-
Płatności za gaz	19500 MT Gasoil	27 styczeń 2011	9 grudzień 2011	870,00	4 041	-
Płatności za gaz	35500 MT Fueloil	27 styczeń 2011	18 listopad 2011	560,00	9 001	-
Płatności za gaz	35500 MT Fueloil	27 styczeń 2011	20 grudzień 2011	560,00	9 001	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	27 styczeń 2011	20 październik 2011	560,00	8 114	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	27 styczeń 2011	10 listopad 2011	560,00	8 114	-
Płatności za gaz	6800 MT Gasoil	28 styczeń 2011	20 październik 2011	880,00	1 222	-
Płatności za gaz	6800 MT Gasoil	28 styczeń 2011	10 listopad 2011	880,00	1 222	-
Płatności za gaz	35000 MT Fueloil	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	560,00	8 874	-
Płatności za gaz	35500 MT Fueloil	28 styczeń 2011	9 grudzień 2011	575,00	7 536	-
Płatności za gaz	19400 MT Gasoil	28 styczeń 2011	20 grudzień 2011	880,00	3 487	-
Płatności za gaz	19400 MT Gasoil	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	880,00	3 487	-
Płatności za gaz	52000 MT Gasoil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	1050,00	862	-
Płatności za gaz	92000 MT Gasoil	6 maj 2011	10 luty 2012	1050,00	1 524	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	750,00	318	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	6 maj 2011	17 luty 2012	1050,00	663	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	10 luty 2012	750,00	318	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	17 luty 2012	750,00	318	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje call commodity cd.						
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	10 maj 2011	9 marzec 2012	1100,00	258	-
Płatności za gaz	48000 MT Gasoil	10 maj 2011	20 marzec 2012	1100,00	310	-
Płatności za gaz	25500 MT Fueloil	10 maj 2011	20 październik 2011	710,00	462	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	20 styczeń 2012	780,00	114	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	10 maj 2011	10 kwiecień 2012	1100,00	290	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	9 marzec 2012	780,00	114	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	20 marzec 2012	790,00	79	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	9 marzec 2012	1150,00	92	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	17 luty 2012	1150,00	92	-
Płatności za gaz	46000 MT Gasoil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	1150,00	106	-
Płatności za gaz	43000 MT Gasoil	11 maj 2011	20 marzec 2012	1150,00	99	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	790,00	79	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	12 maj 2011	17 luty 2012	780,00	91	-
Płatności za gaz	37000 MT Gasoil	12 maj 2011	20 styczeń 2012	1100,00	239	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	13 maj 2011	10 luty 2012	780,00	114	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	13 maj 2011	9 marzec 2012	780,00	91	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 marzec 2012	770,00	150	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	10 kwiecień 2012	770,00	150	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 kwiecień 2012	780,00	809	-
Płatności za gaz	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	20 kwiecień 2012	1100,00	2 750	-
Płatności za gaz	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	10 maj 2012	1100,00	2 750	-
Płatności za gaz	42300 MT Gasoil	17 maj 2011	18 maj 2012	1100,00	2 350	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	17 maj 2011	10 maj 2012	770,00	972	-
Płatności za gaz	25500 MT Fueloil	17 maj 2011	10 listopad 2011	700,00	621	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	1100,00	2 223	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	770,00	486	-
Płatności za gaz	42000 MT Gasoil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	1100,00	2 334	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	770,00	900	-
Płatności za gaz	39000 MT Gasoil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	1100,00	2 167	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	770,00	486	-
Płatności za gaz	13500 MT Gasoil	25 maj 2011	18 listopad 2011	1050,00	82	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	2 czerwiec 2011	18 listopad 2011	710,00	435	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	2 czerwiec 2011	10 lipiec 2012	800,00	205	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	20 grudzień 2011	1100,00	23	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	1100,00	23	-
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	9 grudzień 2011	1100,00	19	-
Płatności za gaz	5000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	20 październik 2011	1100,00	7	-
Płatności za gaz	5000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	10 listopad 2011	1100,00	7	-

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	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje call commodity cd.						
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	18 maj 2012	850,00	186	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	20 czerwiec 2012	850,00	74	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	9 grudzień 2011	780,00	34	-
Płatności za gaz	27900 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	20 grudzień 2011	780,00	40	-
Płatności za gaz	27900 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	780,00	40	-
					284 322	9 607
Opcje put commodity						
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	412,00	-	(15)
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	412,00	-	(15)
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	640,50	-	(21)
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	640,50	-	(21)
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	645,00	-	-
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	435,00	-	(1)
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	435,00	-	(1)
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	426,00	-	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	640,70	-	(28)
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	640,70	-	(28)
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	432,00	-	(89)
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	432,00	-	(89)
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	632,00	-	(14)
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	428,50	-	(58)
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	428,50	-	(58)
Płatności za gaz	13500 MT Gasoil	24 styczeń 2011	20 lipiec 2011	759,50	-	-
Płatności za gaz	13500 MT Gasoil	24 styczeń 2011	10 sierpień 2011	759,50	-	-
Płatności za gaz	24500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	20 lipiec 2011	488,50	-	-
Płatności za gaz	24500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	10 sierpień 2011	488,50	-	-
Płatności za gaz	19000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	19 sierpień 2011	769,75	-	-
Płatności za gaz	19000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	9 wrzesień 2011	769,75	-	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	24 styczeń 2011	19 sierpień 2011	495,00	-	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	24 styczeń 2011	9 wrzesień 2011	495,00	-	-
Płatności za gaz	21500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	20 wrzesień 2011	488,00	-	-
Płatności za gaz	21500 MT Fueloil	24 styczeń 2011	7 październik 2011	488,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	20 wrzesień 2011	766,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	24 styczeń 2011	7 październik 2011	766,00	-	-
Płatności za gaz	30400 MT Gasoil	25 styczeń 2011	20 październik 2011	743,00	-	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	25 styczeń 2011	20 październik 2011	477,50	-	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	25 styczeń 2011	10 listopad 2011	477,50	-	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje put commodity cd.						
Płatności za gaz	30400 MT Gasoil	25 styczeń 2011	10 listopad 2011	743,00	-	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	25 styczeń 2011	18 listopad 2011	742,00	-	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	25 styczeń 2011	9 grudzień 2011	742,00	-	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	752,00	-	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	20 grudzień 2011	484,00	-	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	10 styczeń 2012	484,00	-	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	18 listopad 2011	484,00	-	-
Płatności za gaz	29600 MT Fueloil	26 styczeń 2011	9 grudzień 2011	484,00	-	-
Płatności za gaz	31200 MT Gasoil	26 styczeń 2011	20 grudzień 2011	752,00	-	-
Płatności za gaz	6800 MT Gasoil	28 styczeń 2011	20 październik 2011	776,00	-	-
Płatności za gaz	6800 MT Gasoil	28 styczeń 2011	10 listopad 2011	776,00	-	-
Płatności za gaz	35500 MT Fueloil	28 styczeń 2011	9 grudzień 2011	488,50	-	-
Płatności za gaz	19400 MT Gasoil	28 styczeń 2011	20 grudzień 2011	771,50	-	-
Płatności za gaz	19400 MT Gasoil	28 styczeń 2011	10 styczeń 2012	771,50	-	-
Płatności za gaz	52000 MT Gasoil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	830,00	(727)	-
Płatności za gaz	92000 MT Gasoil	6 maj 2011	10 luty 2012	820,50	(994)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	20 styczeń 2012	578,00	(174)	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	6 maj 2011	17 luty 2012	821,00	(438)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	10 luty 2012	552,00	(38)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	6 maj 2011	17 luty 2012	557,00	(52)	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	10 maj 2011	9 marzec 2012	836,00	(653)	-
Płatności za gaz	48000 MT Gasoil	10 maj 2011	20 marzec 2012	843,00	(933)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	20 styczeń 2012	562,00	(71)	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	10 maj 2011	10 kwiecień 2012	836,00	(735)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	10 maj 2011	9 marzec 2012	561,00	(67)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	20 marzec 2012	560,00	(63)	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	9 marzec 2012	845,50	(826)	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	11 maj 2011	17 luty 2012	837,00	(670)	-
Płatności za gaz	46000 MT Gasoil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	835,00	(732)	-
Płatności za gaz	43000 MT Gasoil	11 maj 2011	20 marzec 2012	827,00	(555)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	11 maj 2011	10 kwiecień 2012	562,00	(71)	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	12 maj 2011	17 luty 2012	548,00	(23)	-
Płatności za gaz	37000 MT Gasoil	12 maj 2011	20 styczeń 2012	804,00	(246)	-
Płatności za gaz	56000 MT Fueloil	13 maj 2011	10 luty 2012	557,00	(52)	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	13 maj 2011	9 marzec 2012	547,00	(22)	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 marzec 2012	541,50	(17)	-
Płatności za gaz	52000 MT Fueloil	16 maj 2011	10 kwiecień 2012	543,00	(19)	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	16 maj 2011	20 kwiecień 2012	533,50	(305)	-
Płatności za gaz	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	20 kwiecień 2012	816,00	(3 224)	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2011
 (w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Opcje put commodity cd.						
Płatności za gaz	49500 MT Gasoil	17 maj 2011	10 maj 2012	815,00	(3 187)	-
Płatności za gaz	42300 MT Gasoil	17 maj 2011	18 maj 2012	816,00	(2 755)	-
Płatności za gaz	54000 MT Fueloil	17 maj 2011	10 maj 2012	526,00	(237)	-
Płatności za gaz	40000 MT Gasoil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	780,00	(1 673)	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	20 maj 2011	20 czerwiec 2012	519,00	(93)	-
Płatności za gaz	42000 MT Gasoil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	787,00	(1 924)	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	23 maj 2011	11 czerwiec 2012	520,00	(178)	-
Płatności za gaz	39000 MT Gasoil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	785,00	(1 741)	-
Płatności za gaz	27000 MT Fueloil	23 maj 2011	10 lipiec 2012	521,00	(100)	-
Płatności za gaz	13500 MT Gasoil	25 maj 2011	18 listopad 2011	827,00	(91)	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	2 czerwiec 2011	10 lipiec 2012	550,00	(188)	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	20 grudzień 2011	845,00	(191)	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	845,00	(191)	-
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	9 grudzień 2011	845,00	(155)	-
Płatności za gaz	5000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	20 październik 2011	845,00	(60)	-
Płatności za gaz	5000 MT Gasoil	16 czerwiec 2011	10 listopad 2011	845,00	(60)	-
Płatności za gaz	50000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	18 maj 2012	525,00	(212)	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	16 czerwiec 2011	20 czerwiec 2012	525,00	(85)	-
Płatności za gaz	24000 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	9 grudzień 2011	570,00	(31)	-
Płatności za gaz	27900 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	20 grudzień 2011	570,50	(37)	-
Płatności za gaz	27900 MT Fueloil	21 czerwiec 2011	10 styczeń 2012	574,00	(46)	-
					(24 942)	(438)
Swap commodity						
Płatności za gaz	11600 MT Gasoil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	647,00	-	299
Płatności za gaz	11600 MT Fueloil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	468,75	-	(424)
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	469,75	-	229
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	654,50	-	6 165
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	654,50	-	6 152
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	469,00	-	329
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	652,50	-	6 412
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	468,00	-	461
Płatności za gaz	33000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	660,50	-	6 363
Płatności za gaz	33000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	473,00	-	696
Płatności za gaz	31000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	658,00	-	6 203

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	
					30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Swap commodity cd.						
Płatności za gaz	31000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	471,50	-	791
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	658,50	4 753	3 176
Płatności za gaz	16000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	471,50	1 825	408
					6 578	37 260
Razem					154 034	(26 570)
Z tego: premia od opcji					64 351	76 043
wycena pozytywna**					251 920	1 830
Wycena negatywna					(162 237)	(104 443)

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

MT - metryczne tony

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

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2010
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych - niezrealizowane	(1 758)	(76 015)
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	10 349	(7 235)
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	8 591	(83 250)
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(30 250)	(155 504)
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów	38 841	72 254
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w innych całkowitych dochodach- niezrealizowane*	169 803	87 888
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w kapitałach	178 394	4 638

35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

35.1. Należności warunkowe

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	-	-
z tytułu otrzymanych weksli	157	152
Od jednostek powiązanych razem	157	152
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	391 057	369 720
z tytułu otrzymanych weksli	77 812	71 153
Od jednostek pozostałych razem	468 869	440 873
Aktywa warunkowe razem	469 026	441 025

35.2. Zobowiązanie warunkowe

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Na rzecz jednostek powiązanych:		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji	-	-
z tytułu wystawionych weksli	-	-
Na rzecz jednostek powiązanych razem	-	-
Na rzecz pozostałych jednostek		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji*	2 862 877	2 867 934
z tytułu wystawionych weksli	770 529	771 473
Na rzecz jednostek pozostałych razem	3 633 406	3 639 407
Zobowiązania warunkowe razem	3 633 406	3 639 407

* Zobowiązania warunkowe w walucie zostały przeliczone według kursów NBP odpowiednio z 30 czerwca 2011 roku oraz 31 grudnia 2010 roku.

W I półroczu 2011 roku nie było istotnych zmian w zobowiązaniach warunkowych.

W przypadku udzielonych gwarancji, nieznaczne osłabienie w I półroczu 2011 roku złotego w stosunku do EUR spowodowało zwiększenie wartości gwarancji udzielonej państwu norweskiemu (627.556 tysięcy EUR) o 16.505 tysięcy złotych. Jednocześnie nieznaczne wzmocnienie w I półroczu 2011 roku złotego w stosunku do USD spowodowało z kolei spadek wartości gwarancji udzielonej National Oil Corporation Libia (gwarancja na kwotę 108.000 tysięcy USD udzielona w 2008 roku) o 22.939 tysięcy złotych.

35.3. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

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

Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. Oddział w Zielonej Górze w poprzednich latach utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych. W związku z pozytywnym rozwiązaniem dotychczasowych spraw sądowych związanych z tym roszczeniem PGNiG S.A. ponownie oszacowała ryzyko roszczeń z tego tytułu i uznając, że jest ono niewielkie rozwiązała w 2007 roku rezerwę z tego tytułu. Z kolei gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. W związku z tym zakłady górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 – 2010 oraz I półrocze 2011 roku. Ewentualne nieprzetworzone zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 30 czerwca 2011 roku 170.099 tysięcy złotych (na koniec 2010 roku zobowiązanie to wynosiło 136.802 tysięcy złotych).

36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

36.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
W okresie 1 roku	4 397	-
W okresie od 1 do 5 lat	8 484	-
Powyżej 5 lat	42	-
Razem	12 923	-

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

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	3 639 910	3 547 650
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	2 119 220	1 600 005
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	1 520 690	1 947 645

37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

37.1. 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	30 czerwca 2011	11 534	-	30 czerwca 2011	1 616	1 616	-	-	6 733
	30 czerwca 2010	10 338	9	31 grudnia 2010	2 671	2 671	-	-	7 917
Jednostki zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	30 czerwca 2011	3 487	53 150	30 czerwca 2011	86 879	2 098	21 972	-	99 971
	30 czerwca 2010	31 087	131 393	31 grudnia 2010	127 799	1 549	22 372	-	105 019
Razem podmioty powiązane	30 czerwca 2011	15 021	53 150	30 czerwca 2011	88 495	3 714	21 972	-	106 704
	30 czerwca 2010	41 425	131 402	31 grudnia 2010	130 470	4 220	22 372	-	112 936

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

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

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

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

Grupa od 31 grudnia 2010 roku korzysta ze zwolnienia przewidzianego w paragrafach 25-27 znowelizowanego MSR 24 dotyczących szczegółowości prezentacji transakcji z podmiotami powiązanymi poprzez udziałowca/akcjonariusza którym jest Skarb Państwa. Brak szczególnych transakcji z tymi podmiotami upoważnia Grupę do prezentowania informacji w dozwolonym przez znowelizowany MSR 24 minimalnym zakresie zaprezentowanym poniżej.

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

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

W I półroczu 2010 roku Grupa największe obroty uzyskała z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KĘDZIERZYN S.A., Zakłady Chemiczne „POLICE” S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A., PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków sp. z o.o.

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

	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011	Okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2010
Wynagrodzenie osób zarządzających	14 470	12 223
Jednostka dominująca	1 696	1 547
Jednostki zależne	10 890	7 213
Jednostka współzależna	1 498	3 073
Jednostki stowarzyszone	386	390
Wynagrodzenie osób nadzorujących	3 542	3 977
Jednostka dominująca	145	166
Jednostki zależne	2 432	2 515
Jednostka współzależna	599	930
Jednostki stowarzyszone	366	366
Razem	18 012	16 200

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

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-3,5%	1%-3,5%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-5 lat	3-10 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	60	44
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-2%	0%-4%
Warunki spłaty (na ile lat)	2-5 lat	2-3 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	20	25
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	80	69

37.5. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

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

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

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

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

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

- „Warszawa-Południe” (bloki 234, 235, 254, 255, 274N) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 26 maja 2011 roku (która w części dotyczącej bloku 255 zastąpiła umowę z dnia 29 października 1999 roku); udziały wynoszą: FX Energy – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Ostrowiec” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku, obejmujący obszar bloków koncesyjnych 163 i 164; udziały wynoszą: FX Energy – 51%, PGNiG S.A. – 49%,
- Kutno” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 23 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy – 50%, PGNiG S.A. – 50%.

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

Na obszarze „Poznań” w I półroczu 2011 roku kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Środa Wielkopolska i rozpoczęto wydobycie gazu ziemnego ze złóż Kromolice. Rozpoczęto również zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Winna Góra. Wynikiem pozytywnym zakończyło się wiercenie otworu poszukiwawczego Lisewo-1k. Ponadto rozpoczęte zostało wiercenie otworu poszukiwawczego („tight gas”) Pławce-2 o planowanej głębokości ok. 4.000 metrów. W I półroczu 2011 roku rozpoczęto również prace polowe 3D w rejonie Żerków-Pleszew.

W I półroczu 2011 roku na obszarze „Warszawa-Południe” na bloku 254 rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Machnatka-2 o planowanej głębokości ok. 4.500 metrów. Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” prowadzone były prace przygotowawcze do wiercenia głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2, o planowanej głębokości 6.450 metrów.

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

Na obszarze „Bieszczady” kontynuowane było w I półroczu 2011 roku wiercenie głębokiego otworu Niebieszczy-1. Ponadto wykonano prace polowe 2D w rejonie Paszowa-Brzegi Dolne. W II półroczu 2011 roku planuje się rozpoczęcie sejsmiki 2D w rejonie Jaśliśka-Baligród.

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

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

Na obszarze „Sieraków” w I półroczu 2011 roku odwiercono otwór Sieraków-5. Ze względu na brak przyływu węglowodorów w otworze przystąpiono do ponownej analizy obszaru.

Aurelian Oil & Gas PLC siedziba: 13/14 Hanover Street London W1S 1YH

Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółka zależna Aurelian Oil & Gas PLC), siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółka zależna Aurelian Oil & Gas PLC), siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

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

W I półroczu 2011 roku na obszarze „Karpaty Wschodnie” wykonano 136 km sejsmiki 2D i przystąpiono do przetwarzania danych. Rozpoczęto również realizację nowego zdjęcia sejsmicznego 2D w rejonie Jordanów.

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

37.6. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Ukraina

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

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 3.839,0 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku) i dzieli się na 120.000 akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 1.396,6 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2011 roku, wynosiła 2.499,5 tysięcy złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

- | | |
|----------------------------------|--------|
| • PGNiG S.A. | 36,38% |
| • Prawniczyj Alians Sp. z o.o. | 25,99% |
| • Ferrous Trading Ltd. | 25,08% |
| • NAK Neftiegaz Ukrainy | 12,13% |
| • Oszkader Walentyna Georgijewna | 0,41% |
| • SZJu Łtawa Sp. z o.o. | 0,01% |

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

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

Oman

Kapitał zakładowy spółki **Sahara Petroleum Technology Llc** wynosi 150,0 tysięcy OMR (omańskich rialii), to jest 1.085,0 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 29 czerwca 2011), który był ostatnim ogłoszonym kursem w I półroczu 2011 roku) i dzieli się na 150.000 udziałów o wartości 1

OMR każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 531,7 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2011 roku wynosiła 879,0 tysięcy złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

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

Spółka została zawiązana w 2000 roku, z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku był to oddział PGNiG S.A. a obecnie jest to spółka, w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów). Głównym celem zawiązania spółki było prowadzenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką linową, konserwacji głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technologicznego PGNiG S.A.

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

Niemcy

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie pomiędzy PGNiG S.A. oraz VNG-Verbundnetz Gas AG zostały podpisane dwie umowy założycielskie spółek na prawie niemieckim:

- **InterTransGas GmbH (ITG),**
- **InterGasTrade GmbH (IGT).**

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitały zakładowe założonych spółek wyniosły po 200 tysięcy EUR (to jest 797,3 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie (InterGasTrade GmbH (IGT)) i Lipsku (InterTransGas GmbH (ITG)).

Spółka InterGasTrade GmbH nie została wpisana do rejestru handlowego.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku spółka InterTransGas GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Poczdamie. Przedmiotem działalności spółki jest budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych.

Celem zawiązania spółki InterTransGas GmbH była realizacja budowy interkonektora, łączącego polski i europejski system przesyłowy, stanowiącego jeden z elementów dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego do Polski. Aktualnie na podstawie decyzji Wspólników, InterTransGas GmbH działa przy założeniu ponoszenia minimalnych kosztów niezbędnych do funkcjonowania spółki. Po zaistnieniu okoliczności umożliwiających budowę gazociągu łączącego polski i niemiecki system przesyłu paliwa gazowego, spółka będzie mogła podjąć podstawową działalność określoną w Umowie Spółki.

W roku 2007, na mocy uchwały Zgromadzenia Wspólników, siedziba spółki InterTransGas GmbH została przeniesiona z Poczdamu do Lipska.

W dniu 29 stycznia 2009 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwały w sprawie zatwierdzenia modelu biznesowego budowy gazociągu przesyłowego Börnicke – Hintersee – Police, zatwierdzenia planu gospodarczego na rok 2009 oraz wpłaty na kapitał rezerwowy przez wspólników po 3.000 tysięcy EUR. Dokapitalizowanie mające formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów, zostało dokonane w dwóch transzach: w czerwcu 2009 roku i w lipcu 2010 roku. W dniu 30 czerwca 2010 roku podpisany został przez wspólników spółki Aneks do „Umowy wspólników o współpracy”, konkretyzujący warunki współpracy przy realizacji budowy gazociągu „Interkonektor Niemcy – Polska”, w szczególności w odniesieniu do praw i obowiązków wspólników ITG.

Trwają obecnie prace analityczne nad oceną aspektów ekonomicznych i rynkowych zasadności realizacji budowy interkonektora.

Na dzień 30 czerwca 2011 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce InterTransGas GmbH wynosiło 3.100 tysięcy EUR (to jest 12.358,5 tysiąca złotych według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2011 roku wynosiła 13.602,5 tysięcy złotych.

W dniu 21 grudnia 2010 roku została zawiązana spółka **POGC Trading GmbH** z siedzibą w Monachium, o kapitale zakładowym 10.000 tysięcy EUR to jest 39.866,0 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). Całość udziałów objęło PGNiG S.A. za wkład pieniężny opłacony w grudniu 2010 roku. Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2011 roku wynosiła 39.710 tysięcy złotych.

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

Norwegia

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

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

PGNiG Norway AS została powołana w szczególności dla wykonania umowy zawartej 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG SA a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dot. nabycia przez Spółkę udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, tj. złóż Skarv, Snadd oraz Idun (licencje PL 212, PL 212B, PL 262). Zgodnie z umową joint – venture PGNiG Norway posiada prawo do 12% produkcji (pozostałe udziały posiadają British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%.) pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun i w takiej samej proporcji obowiązek udziału w nakładach inwestycyjnych. Operatorem złoża jest British Petroleum. W chwili obecnej pola te zawierają udokumentowane zasoby gazu i ropy (około 36 mld m³ gazu, 15 mln ton ropy), potwierdzone przez Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD). Złoże będzie zagospodarowane przy pomocy geostacjonarnej pływającej platformy wydobywczej (FPSO).

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

W I półroczu 2011 roku pływająca jednostka wydobywcza, magazynowania i załadunku (FPSO), przy użyciu której będzie się odbywać eksploatacja złoża Skarv, została przetransportowana do Norwegii. Zakończona została również instalacja wszystkich podmorskich struktur (płyty fundamentowe, gazociągi itp.) na złożach Skarv i Idun. Zainstalowanie na pełnym morzu platformy FPSO i rozpoczęcie wydobywania ze złoża Skarv planowane jest na II półroczu 2011 roku.

Ponadto w I półroczu 2011 roku wykonany został odwiert rozpoznawczy na odkrytym w 2010 roku złożu Snadd North. Natomiast na koncesji PL419, w związku z negatywnym wynikiem odwiertu poszukiwawczego, odstąpiono od dalszych prac.

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

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

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

Na koniec czerwca 2011 r. spółka dysponowała łącznie udziałami w 10 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, w tym 20% w koncesji Cancer i 30% w koncesji Vigro, otrzymanymi w I kwartale 2011 roku, w wyniku udziału w XXI rundzie przetargowej.

Na potrzeby sfinansowania zakupu udziału w złożach ExxonMobil, w 2007 roku Jednostka Dominująca udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka była uruchamiana w transzach a datę spłaty ustalono na grudzień 2022 roku. Po przekazaniu, w styczniu 2009 roku, trzeciej transzy pożyczki w wysokości 1.312.000 tysięcy NOK, saldo otrzymanej pożyczki przez spółkę PGNiG Norway AS osiągnęło poziom docelowy 3.800.000 tysięcy NOK.

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

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

W I półroczu 2011 została przekazana spółce kwota 210.000 tysięcy NOK.

Całkowite zadłużenie spółki PGNiG Norway AS na dzień 30 czerwca 2011 roku z tytułu w/w pożyczki wynosiło 4.110.000 NOK to jest 2.107.608 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku).

W dniu 31 sierpnia 2010 roku PGNiG Norway AS podpisało z 7 bankami międzynarodowymi umowę kredytową na kwotę 400 mln USD. Kredyt jest zabezpieczony m.in. aktywami spółki, w tym zastawem na koncesjach złoża Skarv oraz na udziałach Spółki. Dodatkowo, PGNiG S.A. udzieliło gwarancji za zobowiązania spółki zależnej a kredyt jest nadrzędny w stosunku do innych zobowiązań finansowych zaciągniętych przez PGNiG Norway AS. Do końca I półrocza 2011 roku spółka wykorzystwała kredyt w kwocie 398 mln USD. Środki zostały przeznaczone głównie na przygotowanie złoża Skarv do eksploatacji i spłatę pożyczki ze stycznia 2010 roku, do czasu osiągnięcia przychodów z wydobywania węgłowodorów.

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

Na koniec 30 czerwca 2011 roku zaangażowanie kapitałowe Jednostki Dominującej w spółce wynosiło 951.327 tysięcy NOK to jest 487.840,5 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2011 roku wynosiła 462.872,6 tysięcy złotych.

Holandia - Libia

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

Zmiana umowy spółki została zarejestrowana w Holandii w dniu 4 lutego 2008 roku. Nową umową spółki dokonano zmiany jej nazwy na **Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.** (POGC – Libya B.V.). Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy EUR to jest 79,7 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku).

Zarząd spółki Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008 roku z firmą libijską National Oil Corporation umowy Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA), określającej warunki realizacji projektu poszukiwawczo-wydobywczego w Libii w związku z wygraniem przetargu na koncesję w obszarze 113 o powierzchni 5.494 km², położonym na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, firma zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108.000 tysięcy USD, w tym: 3000 km² sejsmiki 2D, 1500 km² sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

Zgodnie z zawartą umową EPSA, w przypadku odkrycia na powyżej opisanej koncesji komercyjnego złoża węgłowodorów, 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 wydobywania węgłowodorów.

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 297.183,6 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku).

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

W marcu 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokapitalizowaniu POGC Libya BV kwotą 47.500 tysięcy EUR, to jest 189.363,5 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku), z przeznaczeniem głównie na finansowanie wydatków poszukiwawczych w Libii. Dokapitalizowanie zostało dokonane bez emisji nowych udziałów, w drodze umowy o wniesieniu wkładu (12 marca 2009 roku). W dniu podjęcia uchwały o dokapitalizowaniu dokonano potrącenia części kwoty wpłaty na kapitał rezerwowy z wierzytelnością PGNiG S.A. z tytułu pożyczki w kwocie 20.591 tysięcy USD udzielonej w 2008 roku. Pozostała po potrąceniu pożyczki wraz z odsetkami kwota wkładu kapitałowego, została wpłacona w 2009 roku w gotówce w trzech transzach.

W dniu 1 lutego 2010 roku, pomiędzy POGC Libya BV i PGNiG S.A., została zawarta umowa wkładu, na mocy której Wspólnik zobowiązał się do dokapitalizowania Spółki kwotą 18.000 tysięcy EUR, to jest 71.758,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). Dokapitalizowanie miało formę wpłaty na kapitał zapasowy bez emisji nowych udziałów. Środki zostały przeznaczone głównie na finansowanie działalności poszukiwawczej.

Do lutego 2011 roku Spółka wykonała akwizycję 3.000 km profili 2D oraz 1.087 km² profili 3D, jak również szereg analiz geologicznych. Ponadto w I półroczu 2011 roku prowadzona była ewaluacja danych sejsmicznych 2D, wykonywana we współpracy z PGNiG S.A.

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

Na dzień 30 czerwca 2011 roku zaangażowanie Jednostki Dominującej w spółkę wynosiło 65.520,0 tysięcy EUR, to jest 261.202,0 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2011 roku wynosiła 291.922,0 tysięcy złotych.

Szwecja

W dniu 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyło udziały spółki Goldcup 5839 AB z siedzibą w Sztokholmie, o kapitale zakładowym 500 tysięcy SEK, to jest 217,5 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2011 roku). W dniu 20 czerwca 2011 roku została zarejestrowana zmiana nazwy spółki na **PGNiG Finance AB**.

Celem Spółki jest pozyskanie finansowania, m.in. poprzez emisję euroobligacji na rynkach międzynarodowych oraz zaciąganie i udzielanie pożyczek inwestorom prywatnym, z wyłączeniem działalności wymagającej w Szwecji licencji. Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2011 roku wynosiła 219,5 tysięcy złotych

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

Jednostka Dominująca prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie w obszarze koncesji Kirthar wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów: PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W I półroczu 2011 roku prowadzono rekonstrukcję otworu Hallel-1 i rozpoczęto wiercenie otworu poziomego Hallel-X1. W okresie I półrocza 2011 roku wykonywano również

przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D, uzyskanych w 2010 roku. W II półroczu 2011 roku przetwarzanie danych będzie kontynuowane oraz rozpocznie się ich interpretacja.

W Danii Jednostka Dominująca realizowała działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05. Udziały w koncesji wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsofonden – 20%. W I półroczu 2011 roku opracowano i przedstawiono DEA (Danish Energy Agency) projekt wiercenia. W II półroczu 2011 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego.

W Egipcie Jednostka Dominująca prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100% udziałów w/w koncesji. W związku z niestabilną sytuacją polityczną w Egipcie na początku 2011 roku wycofano czasowo polskich pracowników Oddziału PGNiG S.A. w Egipcie, co nie spowodowało opóźnień w pracach poszukiwawczych. W I półroczu 2011 roku zostały zakończone połowe badania grawimetryczne wraz z ich interpretacją. W II półroczu 2011 roku planowane jest wykonanie 1.600 km profili 2D.

Oddziały Grupy poza granicami kraju:

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

PGNiG S.A. – Jednostka Dominująca:

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

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

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

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

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

PNiG Jasło Sp. z o.o.

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

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 – Ostrawa.

POGC Libya BV

Oddział w Libii – Trypolis.

38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Centrala Spółki PGNiG S.A.*	844	840
Poszukiwanie i wydobywanie	11 737	11 592
Obrót i magazynowanie	4 088	4 107
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	284	298
Dystrybucja	13 871	13 881
Pozostałe	2 301	2 296
Razem	32 841	32 716

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

39. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ

W I półroczu 2011 roku obowiązywał, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG S.A. „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”, („Program”). Program ten ma formułę „na gotowość”, co oznacza, że może być uruchamiany w sytuacjach szczególnych, tj. decyzje o realizacji Programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

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

Do końca okresu sprawozdawczego tj. do dnia 30 czerwca 2011 roku, z wyłączeniem przypadków szczególnych, o których mowa poniżej, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki PGNiG S.A. oraz w podmiotach Grupy Kapitałowej.

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

Z takiej możliwości skorzystała spółka ZUN Naftomet Sp. z o.o., która wystąpiła z wnioskiem w sprawie użycia środków z kapitału rezerwowego CFR na zasadach przewidzianych w Programie, na jednorazowe wypłaty (osłony) dla 35 byłych pracowników w wysokości 1.774,1 tysięcy złotych. Wniosek ten został przyjęty Uchwałą nr 3/II/2011 NWZ PGNiG S.A. z dnia 24 lutego 2011 roku oraz zrealizowany.

40. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

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

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

	30 czerwca 2011	31 grudnia 2010
Kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych	1 828 140	2 199 101
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	3 336 114	3 538 554
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 034 496)	(1 373 292)
Zadłużenie netto	4 129 758	4 364 363
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	23 882 275	23 506 046
Kapitał i zadłużenie netto	28 012 033	27 870 409
Wskaźnik dźwigni	14,7%	15,7%

41. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

- a. W dniu 4 lipca 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. otrzymał zawiadomienie o wszczęciu postępowania antymonopolowego przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów ("UOKiK") w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego.

W ocenie Prezesa UOKiK wspomniane nadużywanie pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży paliwa gazowego polegało na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku sprzedaży detalicznej paliwa gazowego oraz na krajowym rynku sprzedaży hurtowej paliwa gazowego poprzez ukształtowanie możliwości rozwiązania za wypowiedzeniem umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego w ten sposób, że złożenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy po dniu 30 września danego roku, powoduje, że umowa ulega rozwiązaniu z końcem roku następującego po roku, w którym złożono to oświadczenie, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 5 Ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów oraz art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE z dnia 9 maja 2008 r. nr C 115).

Zgodnie z art. 106 Ustawy Prezes UOKiK może nałożyć na przedsiębiorcę, w drodze decyzji, karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary. Przy ustalaniu wysokości kary pieniężnej uwzględnia się, w szczególności okres, stopień oraz okoliczności naruszenia przepisów ustawy, a także uprzednie naruszenie przepisów ustawy.

Na podstawie art. 50 ust. 3 Ustawy, PGNiG S.A. miało prawo ustosunkowania się do postawionego zarzutu w terminie czternastu dni od daty otrzymania zawiadomienia o wszczęciu postępowania antymonopolowego.

W dniu 18 lipca 2011 roku PGNiG S.A. wystosowało do Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odpowiedź na powyższe wezwanie. W odpowiedzi PGNiG S.A. przekazało dokumenty i informacje, o które Prezes UOKiK wystąpił w zawiadomieniu. Ponadto PGNiG S.A. wystąpiło do Prezesa UOKiK o przedłużenie o 14 dni terminu na skorzystanie z prawa do ustosunkowania się do zarzutów przedstawionych w postanowieniu o wszczęciu postępowania antymonopolowego, uzasadniając powyższe koniecznością zapoznania się z materiałami i dokumentami zebranymi do tej pory w toku postępowania wyjaśniającego i antymonopolowego.

W dniu 1 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. wystosowało do Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odpowiedź na wezwanie zawarte w zawiadomieniu o wszczęciu postępowania

antymonopolowego w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego (po tym jak UOKiK wyraził zgodę na przedłużenie terminu odpowiedzi na zarzuty o 14 dni).

W odpowiedzi na zarzuty zawarte w zawiadomieniu UOKiK, PGNiG S.A. zakwestionowało w całości zarzut nadużywania pozycji dominującej na krajowym rynku sprzedaży detalicznej paliwa gazowego poprzez przeciwdziałanie ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku sprzedaży detalicznej paliwa gazowego oraz na krajowym rynku sprzedaży hurtowej paliwa gazowego poprzez ukształtowanie możliwości rozwiązania za wypowiedzeniem umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego w ten sposób, że złożone oświadczenie o wypowiedzeniu umowy po dniu 30 września danego roku, powoduje, że umowa ulega rozwiązaniu z końcem roku następnego, w którym złożono to oświadczenie.

Powyższe stanowisko PGNiG S.A. uzasadniło przedstawiając kompleksowe techniczne oraz ekonomiczne uzasadnienie dla przyjętych zasad wypowiedzenia umowy kompleksowej, co w ocenie PGNiG S.A. dowodzi, iż nie mają miejsca praktyki ograniczające konkurencję.

Mając na uwadze powyższe przesłanki PGNiG S.A. wniosło o umorzenie przedmiotowego postępowania, w trybie art. 105 § 1 k.p.a. w związku z art. 83 Ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o ochronie konkurencji i konsumentów.

- b. W dniu 7 lipca 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. powziął wiadomość o spełnieniu się jednego z dwóch warunków zawieszających dla Umowy Kompleksowej na dostawy paliwa gazowego ("Umowa") zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. z siedzibą w Stalowej Woli ("ECSW").

Warunek, o którym mowa powyżej, dotyczy dostarczenia przez ECSW Umowy o przyłączeniu bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli do sieci operatora systemu przesyłowego.

Spełnienie powyższego warunku nie skutkuje wejściem w życie Umowy, która zacznie obowiązywać Strony z chwilą spełnienia obu warunków zawieszających, zawartych w Umowie, o której PGNiG S.A. informowało w raporcie bieżącym nr 34/2011 z dnia 11 marca 2011 roku.

- c. W dniu 12 lipca 2011 roku wszczęta została procedura korporacyjna dla przyjęcia Aneksu do „Programu racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. lata 2009-2011” umożliwiającego w przyszłości finansowanie tak zwanych dodatkowych osłon o charakterze socjalnym ze środków kapitału rezerwowego PN. Centralny Fundusz Restrukturyzacji również w odniesieniu do byłych pracowników PGNiG S.A.

W dniu 10 sierpnia 2011 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki PGNiG S.A. podjęło Uchwałę nr 6/VIII/2011, przyjmującą w/w Aneks do Programu racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. lata 2009-2011 (III etap).

- d. W dniu 19 lipca 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. wystosował do spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. oświadczenie potwierdzające, że kwota 87.127,14 tysięcy złotych stanowi całkowite i ostateczne rozliczenie pomiędzy PGNiG S.A. a SGT EUROPOL GAZ S.A. wynikające z realizacji art.3 pkt 3.3a umowy z dnia 27 stycznia 2010 roku pomiędzy OOO „Gazprom export”, PGNiG S.A. oraz SGT EUROPOL GAZ S.A. w brzmieniu ustalonym Aneksem nr 1, wzywając jednocześnie spółkę EuRoPol Gaz SA do dokonania zapłaty w/w kwoty. Do dnia sporządzenia sprawozdania na rachunek Jednostki Dominującej nie wpłynęła kwota 87.127,14 tysięcy złotych.
- e. W dniu 21 lipca 2011 roku zostały podpisane aneksy do Programu emisji obligacji, do kwoty 3.000.000 tysięcy złotych ("Aneksy"), zawartego 10 czerwca 2010 roku z sześcioma bankami, tj.: Bank Polska Kasa Opieki S.A., ING Bank Śląski S.A., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce. Dokumentacja w ramach Programu emisji obligacji składa się z Umowy Gwarancyjnej oraz Umowy Agencyjnej i Depozytowej. Aneksy zawarte zostały do obu powyższych umów.

Na mocy podpisanych Aneksów zwiększona została maksymalna kwota Programu emisji obligacji z 3.000.000 tysięcy złotych do 5.000.000 tysięcy złotych oraz wydłużony został okres zapadalności Programu z 31 lipca 2013 roku do 31 lipca 2015 roku.

Obligacje będą emitowane w celu uzyskania środków na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych oraz finansowanie inwestycji kapitałowych PGNiG S.A., wynikających z realizacji strategii GK PGNiG.

- f. W dniu 4 sierpnia 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. powziął wiadomość o tym, że jednostka zależna od PGNiG S.A.- PGNiG Norway AS otrzymała za pośrednictwem Norske Shell AS pismo od norweskiego Ministerstwa ds. Węglowodorów i Energii ze zgodą na odstąpienie wszystkich udziałowców od dalszych prac na licencji PL326 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Licencja PL326 została pierwotnie przyznana w ramach 18 Rundy Licencyjnej w 2004 roku. W okresie od 2004 roku zrealizowany został szeroki program poszukiwawczy. Wykonano trzy duże zdjęcia sejsmiczne 3D i poddano je analizie oraz wykonano dwa odwierty poszukiwawcze w 2009 i 2010 roku. Oba odwierty potwierdziły odkrycie gazu w warstwach o słabych własnościach zbiornikowych.

W następstwie analizy pozyskanych danych oraz wyników drugiego odwiertu poszukiwawczego, większość udziałowców licencji podjęła decyzję o odstąpieniu od dalszych prac na licencji PL326.

Udziałowcami licencji PL326 byli: Norske Shell AS (50% udziałów – operator), Statoil Petroleum AS (40%), GDF SUEZ E&P Norge AS (10%) oraz PGNiG Norway AS (10% udziałów).

Licencja PL326 została uzyskana przez PGNiG Norway AS w dniu 23 czerwca 2010 roku, o czym PGNiG S.A. informowało w raporcie bieżącym nr 35/2010 z dnia 24 czerwca 2010 roku oraz raporcie bieżącym nr 63/2010 z dnia 21 września 2010 roku.

- g. W dniu 19 sierpnia 2011 roku agencja ratingowa Moody's Investors Service („Moody's”) dokonała obniżenia perspektywy PGNiG S.A. ze „stabilnej” na „negatywną” podtrzymując rating na poziomie „Baa1”.

W opinii agencji Moody's zmiana perspektywy ratingu odzwierciedla zagrożenia związane z realizacją planów ekspansji PGNiG S.A. w segmencie poszukiwawczym i wydobywczym, wymaganiami dotyczącymi finansowania tej działalności oraz wyższym ryzykiem biznesowym w porównaniu z podstawową działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w zakresie zmienności wyników.

Opublikowana Aktualizacja Strategii Grupy na lata 2011 - 2015 zakłada wydatki inwestycyjne na poziomie 27 mld złotych, z czego 15 mld złotych zostanie przeznaczone na poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej oraz gazu ziemnego w Polsce i zagranicą. Dotychczasowe wydatki inwestycyjne oscylowały w granicach 3-4 mld złotych rocznie. Obecnie Strategia zakłada zarówno istotny rozwój dotychczasowej działalności Grupy, jak i zaangażowanie w nowe obszary, w tym w sektor wytwarzania energii.

Agencja ratingowa Moody's dostrzega nie tylko siłę historycznych wskaźników finansowych PGNiG S.A., ale również dużą zmienność wyników Grupy. Zmienność ta wynika w głównej mierze z regulowanych cen sprzedaży gazu, które nie podążają za zmiennymi kosztami zakupu tego surowca w ramach kontraktów długoterminowych, zależnymi od zmian notowań ropy naftowej oraz kursów wymiany walut. Dotychczas nie miało to jednak decydującego wpływu na rating, gdyż PGNiG S.A. posiadało bardzo silną pozycję finansową oraz niskie zadłużenie. W ocenie agencji Moody's wyżej wspomniana zmienność wyników może jednakże osłabić zdolność Grupy do sprostania ewentualnym trudnościom, które mogą się pojawić w otoczeniu biznesowym, podczas wdrażania przez Grupę ambitnego programu inwestycyjnego. W opinii agencji Moody's, biorąc pod uwagę, iż PGNiG S.A. zamierza zwiększyć skalę działań w segmencie poszukiwań i wydobycia, spodziewany wzrost znaczenia nieregulowanej części działalności może zaważyć na wiarygodności kredytowej Grupy.

W opinii agencji Moody's w 2010 roku PGNiG S.A. wypracowało dobre wyniki finansowe, jednak Moody's przewiduje, że różnica między cenami taryfowymi a kosztem pozyskania gazu będzie miała negatywny wpływ na wyniki Grupy w 2011 roku, pomimo 12,7% wzrostu taryfy od 15 lipca 2011 roku Moody's spodziewa się, że ograniczone generowanie gotówki przez PGNiG S.A. razem z trwającym programem inwestycyjnym będzie skutkowało zwiększonym poziomem zadłużenia oraz pogorszeniem wskaźników kredytowych w porównaniu z poziomem z roku 2010.

Agencja Moody's uważa, że ocena Baa1 odzwierciedla dominującą pozycję Grupy na polskim rynku gazu ziemnego. Przyznaną ocenę determinuje wspomniana wyżej zmienność wyników, wysokie uzależnienie Grupy od importowanego gazu - głównie z Rosji - i znaczący program inwestycyjny. Obecny rating PGNiG S.A. uwzględnia również możliwe wsparcie od właściciela czyli Skarbu Państwa (A2, perspektywa stabilna).

Agencja Moody's uważa, że podniesienie perspektywy ratingu PGNiG S.A., na tym etapie, jest mało prawdopodobne.

W opinii agencji Moody's rating PGNiG S.A. może zostać obniżony w przypadku: pogorszenia kondycji finansowej PGNiG S.A., znacznego zadłużenia finansowego związanego z transakcją fuzji i przejęcia, niespodziewanie wysokiej wypłaty dywidendy, znacznych wydatków na poszukiwanie i wydobycie, które będą mniej efektywne niż oczekiwano, lub znacznego zmniejszenia prawdopodobieństwa udzielenia wsparcia przez większościowego właściciela, którym jest Skarb Państwa.

- h. W dniu 22 sierpnia 2011 r. Spółka PGNiG S.A. zawarła z jednym z banków działających na terenie RP („Bank”) Umowę o sprzedaż wierzytelności od Zakładów Chemicznych Police S.A. bez regresu do Spółki, na podstawie której PGNiG S.A. zawarła umowę sprzedaży wierzytelność o wartości 81.847 tysięcy złotych. Na cenę sprzedaży wierzytelności składa się należność główna w kwocie 71.285 tysięcy złotych oraz odsetki w wysokości 10.562 tysiące złotych pomniejszone o kwotę upustu netto stanowiącego wartości 30% tych odsetek. Zapłata ceny sprzedaży wierzytelności przez Bank nastąpiła 25 sierpnia 2011 roku. Warunki cenowe transakcji nie odbiegają od warunków rynkowych.

W sprawozdaniu finansowym PGNiG SA na dzień 30 czerwca 2011 roku należność główna objęta jest odpisem aktualizującym.

- i. W dniu 23 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. oraz PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. zawarły umowę pożyczki („Pożyczka”) do kwoty 3,78 mld złotych. Pożyczka udzielona zostaje na okres do dnia 31 grudnia 2012 roku. Oprocentowanie Pożyczki ustalone zostało w oparciu o WIBOR 3M + marża. Pożyczka przeznaczona jest na sfinansowanie zakupu przez PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. akcji Vattenfall Heat Poland S.A. z siedzibą w Warszawie wraz ze wszystkimi kosztami transakcyjnymi. PGNiG S.A. posiada udziały stanowiące 100% kapitału zakładowego PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczby głosów na Zgromadzeniu Wspólników PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.
- j. W dniu 23 sierpnia 2011 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów, podpisała ze spółką Vattenfall AB przedwstępną umowę sprzedaży akcji („Umowa”), której przedmiotem jest nabycie 24.591.544 akcji w kapitale zakładowym spółki Vattenfall Heat Poland S.A. z siedzibą w Warszawie („Akcje”), które stanowią ponad 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniają do ponad 99,8% głosów w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland S.A.. Powyższa Umowa jest efektem negocjacji, o których Spółka poinformowała w raporcie bieżącym nr 120/2011 z dnia 23 sierpnia 2011 roku.

Cena nabycia Akcji na dzień podpisania Umowy wynosi około 2,96 mld złotych, co odpowiada wartości przedsiębiorstwa (ang. Enterprise Value) na poziomie około 3,5 mld złotych. Cena nabycia jest indeksowana odzwierciedlając koszt pieniądza w czasie. Wysokość ostatecznej ceny nabycia będzie zależna od daty zamknięcia transakcji sprzedaży Akcji. Akcje są akcjami imiennymi o wartości nominalnej 10,00 złotych każda i łącznej wartości nominalnej 245.915 tysięcy złotych.

Przeniesienie własności Akcji nastąpi w wyniku zawarcia ostatecznej umowy sprzedaży Akcji oraz uzależnione jest od spełnienia warunku zawieszającego w postaci uzyskania zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na dokonanie koncentracji. W przypadku braku uzyskania powyższej zgody w terminie dziewięciu miesięcy Umowa automatycznie wygasa.

Umowa zawiera typowe dla tego rodzaju transakcji oświadczenia i zapewnienia stron, postanowienia dotyczące odpowiedzialności z tytułu naruszenia oświadczeń i zapewnień, jak również prawo do odstąpienia od Umowy na wypadek zaistnienia określonej w Umowie istotnej niekorzystnej zmiany. Warunki zawarcia Umowy nie odbiegają od warunków powszechnie stosowanych dla tego typu umów.

Nabycie Akcji zostanie sfinansowane przez PGNiG SPV 1 poprzez opisaną w poprzednim podpunkcie pożyczkę otrzymaną od PGNiG S.A.

Grupa Kapitałowa PGNiG traktuje nabycie Akcji Vattenfall Heat Poland S.A. jako inwestycję długoterminową.

Strony Umowy nie są jednostkami powiązаныmi.

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

- k. W dniu 24 sierpnia 2011 roku agencja ratingowa Moody's Investors Service („Moody's”) przyznała tymczasowy długoterminowy rating na poziomie Baa1 z perspektywą negatywną dla programu emisji średnioterminowych niepodporządkowanych obligacji niezabezpieczonych do kwoty 1,2 mld euro („Program”), które będą emitowane przez spółkę PGNiG Finance AB, w 100% zależną od PGNiG S.A. W opinii agencji Moody's przyznany tymczasowy rating dla Programu wynika z bezwarunkowej i nieodwołalnej gwarancji, której PGNiG S.A. udzieli PGNiG Finance AB w ramach Programu. Tym samym, tymczasowy rating przyznany dla Programu odzwierciedla wiarygodność kredytową gwaranta i odpowiada przyznanej PGNiG S.A. perspektywie (rating Baa1, perspektywa negatywna).
- l. W dniu 25 sierpnia 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. zawarł dokumentację ustanowienia programu emisji euroobligacji do kwoty 1.200.000 tysięcy EUR (ok. 4,99 mld złotych według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia 25 sierpnia 2011 roku, tabela nr 164/A/NBP/2011) („Program”) z PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie, spółką w 100% zależną od PGNiG, oraz trzema bankami, tj. Societe Generale, BNP Paribas oraz Unicredit Bank AG. W ramach pięcioletniego Programu PGNiG Finance AB będzie mógł emitować obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym. Środki uzyskane z emisji obligacji przez PGNiG Finance AB przeznaczone zostaną na udzielenie pożyczki PGNiG S.A. PGNiG S.A. przeznaczy środki uzyskane z pożyczki na ogólne potrzeby płynnościowe.
- m. W dniu 25 sierpnia 2011 roku została podpisana umowa na udzielenie przez PGNiG S.A. gwarancji do kwoty 1.500.000 tysięcy EUR (ok. 6,24 mld złotych według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia 25 sierpnia 2011 roku, tabela nr 164/A/NBP/2011) z terminem obowiązywania do 31 grudnia 2026 roku spółce zależnej - PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie z tytułu spłaty zobowiązań wynikających z euroobligacji emitowanych w ramach Programu emisji euroobligacji. Warunki finansowe gwarancji skorelowane będą z warunkami emisji euroobligacji realizowanymi przez PGNiG Finance AB w ramach Programu. PGNiG S.A. posiada udziały PGNiG Finance AB stanowiące 100% kapitału zakładowego, uprawniające do wykonania 100% ogólnej liczby głosów na Zgromadzeniu Wspólników.
- n. W dniu 26 sierpnia 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. poinformował o obniżeniu prognoz wydobywania ropy naftowej w 2011 roku ze złóż znajdujących się w Polsce do ok. 460 tys. ton, z wcześniej przewidywanych ok. 480 tys. ton (patrz raport bieżący nr 9/2011 z dnia 19 stycznia 2011 roku).

Korekta planu wydobywania ropy naftowej w roku 2011 ze złóż znajdujących się w Polsce, spowodowana jest czasowym brakiem odbioru przez jednego z klientów, gazu uzyskanego w wyniku odgazowania ropy naftowej z kopalni Dębno. Odbiór tego gazu jest podstawowym warunkiem prowadzenia równomiernej eksploatacji (utrzymania wydobywania ropy na zakładanym poziomie). Dodatkowe ograniczenie wydobywania ropy było również wynikiem nieplanowanego remontu głównego zbiornika na ropę w kopalni Dębno, co skutkowało brakiem możliwości zatłaczania ropy do rurociągu i koniecznością dostosowania wydobywania do możliwości odbiorczych tych klientów, do których ropa dostarczana jest przy wykorzystaniu transportu cysternami kolejowymi.

Prognoza wydobywania gazu ziemnego ze złóż krajowych w bieżącym roku nie ulega zmianie i wynosi 4,3 mld m³.

Jednocześnie PGNiG S.A. informuje, że w związku z przesunięciem na koniec 2011 roku terminu rozpoczęcia eksploatacji ze złoża Skarv, planowanego wstępnie na sierpień 2011 roku, aktualizacji ulegnie również prognoza wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej w 2011 roku ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zmiana terminu rozpoczęcia wydobywania wynika z przeprowadzonych w stoczni testów i dodatkowych prac na jednostce wydobywczej „Skarv FPSO”. Aktualnie jednostka wydobywcza „Skarv FPSO” została zakotwiczona na złożu Skarv, na Morzu Norweskim. Zaktualizowane dane dotyczące wielkości wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złoża Skarv, Spółka opublikuje po otrzymaniu informacji od operatora tego złoża.

Prognoza wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej na rok 2012 nie ulega zmianie.