ROZDZIAŁ VI
OCENY I PERSPEKTYWY ROZWOJU GRUPY PGNiG

Poniższa analiza wyników finansowych, płynności finansowej oraz źródeł finansowania Grupy Kapitałowej PGNiG oparta jest na zbadanym rocznym sprawozdaniu finansowym oraz danych finansowych porównywalnych i niezbadanym sprawozdaniu finansowym za pierwszy kwartał 2005 roku. Sprawozdania te są zamieszczone w Rozdziale VIII oraz IX Prospektu.

1 OCENA ZARZĄDZANIA ŚRODKAMI FINANSOWYMI

1.1 Rentowność

Wskaźniki rentowności	I kw. 2005	2004	2003	2002
Marża brutto *	34%	27%	24%	29%
Marża zysku operacyjnego **	28%	17%	14%	18%
Skorygowana marża EBIT ***	29%	15%	16%	12%
Marża netto ****	16%	10%	5%	4%
Rentowność średnich zaangażowanych kapitałów (ROACE)*****	b.d.	10%	5%	4%
Rentowność kapitałów własnych (ROE) ******	7%	13%	7%	6%

** Marża brutto = (Łączne przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi – Koszty sprzedanych produktów, materiałów i towarów) / Przychody ze sprzedaży*

*** Marża zysku operacyjnego = (Marża zysku operacyjnego = Zysk ze sprzedaży / Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi)*

**** Skorygowana marża EBIT = (Zysk ze sprzedaży + Pozostałe przychody operacyjne – Pozostałe koszty operacyjne) / Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi*

***** Marża netto = Zysk netto / Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi*

****** ROACE = (Zysk netto + Udziały mniejszościowe + Koszty oprocentowania netto po opodatkowaniu) / średnie (Zadłużenie finansowe netto + Kapitał własny + Udziały mniejszościowe)*

Koszty oprocentowania netto po opodatkowaniu – odzwierciedlają obniżenie zapłaconych kwot oprocentowania netto ze względu na korzyści podatkowe, obliczone jako opodatkowanie netto(1-Stawka podatkowa)*

Oprocentowanie netto – różnica pomiędzy kosztami finansowymi z tytułu odsetek i przychodami finansowymi z tytułu odsetek

Zadłużenie finansowe netto obliczane jest jako suma długo-i krótkoterminowych zobowiązań finansowych (w tym zobowiązań z tytułu leasingu finansowego) pomniejszona o środki pieniężne i ich ekwiwalenty

******* ROE = (Zysk netto/Średni stan kapitałów własnych)*

W pierwszym kwartale 2005 roku nastąpiła znaczna poprawa poziomu zysku brutto PGNiG (w porównaniu do danych za pełne lata 2002, 2003 i 2004), co spowodowane było sezonowym charakterem działalności PGNiG (pierwszy kwartał jest dla Spółki jednym z najbardziej zyskownych kwartałów), pomyślnymi wynikami przeprowadzanego przez Spółkę procesu restrukturyzacji oraz negocjacji w sprawie taryf.

Z analizy danych za pełne lata obrotowe wynika, że poziom zysku brutto Grupy Kapitałowej PGNiG wykazywał relatywnie stałą tendencję w latach 2002–2004. Wyjątkiem był rok 2002, kiedy PGNiG osiągnęło wzrost marży brutto do poziomu 29%.

Wzrost marży brutto w 2002 roku wynikał przede wszystkim z pozyskania przez Spółkę dostaw gazu ziemnego z importu po cenach niższych niż wynikające z jej podstawowych kontraktów importowych (w ramach transakcji typu spot) oraz wynegocjowanych z organem regulacyjnym podwyżek taryf na sprzedaż gazu ziemnego na terenie kraju.

Rentowność operacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG (marża zysku operacyjnego) wzrosła z 14% w 2003 roku do 17% w 2004 roku. Poprawa marży operacyjnej może zostać przypisana częściowo wysiłkom restrukturyzacyjnym PGNiG (działania dotyczące programu restrukturyzacyjnego opisane są w pkt. 2 niniejszego Rozdziału), a częściowo także skutecznej polityce Grupy Kapitałowej PGNiG dotyczącej taryf (informacje dotyczące uwarunkowań wynikających z przepisów regulujących taryfy znajdują się w pkt. 3.7.4 Rozdziału V Prospektu).

Skorygowana marża operacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG (skorygowana marża EBIT) wskazuje na wpływ pozostałych przychodów i kosztów operacyjnych na rentowność Grupy Kapitałowej Emitenta. Obejmują one

zmiany stanu rezerw, przeszacowania wartości aktywów, a także odpisy aktualizujące, które historycznie miały zróżnicowany wpływ na marże Spółki.

Marża netto Grupy Kapitałowej PGNiG wzrosła z 4% w 2002 roku do 10% w 2004 roku, głównie z powodu wyższej rentowności operacyjnej.

Rentowność średnich zaangażowanych kapitałów wzrosła z 4% w 2002 roku do 10% w 2004 roku przede wszystkim w wyniku wyższych zysków operacyjnych. Rentowność kapitałów własnych, odzwierciedlająca zwrot z kapitałów własnych, także wzrosła z 6% w 2002 roku do 13% w 2004 roku.

1.2 Płynność

Grupa Kapitałowa PGNiG utrzymuje wysoką wartość środków płynnych niezbędnych do zaspokojenia ewentualnych zobowiązań kredytowych, a także bieżących potrzeb operacyjnych. Ponadto Spółka zawarła umowę kredytu inwestycyjnego (opis tej umowy znajduje się w pkt. 18.1 Rozdziału V Prospektu) do wysokości 600.000 tys. EUR.

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi konserwatywną politykę w zakresie inwestowania płynnych aktywów. Emitent lokuje swoje środki finansowe głównie w polskie obligacje i bony skarbowe.

Celem Spółki jest ograniczenie ogólnego poziomu płynnych funduszy w przyszłości oraz optymalizacja wykorzystywania przez nią kapitału.

Celem polityki Grupy Kapitałowej PGNiG w zakresie lokowania środków jest zapewnienie firmie płynności, skuteczne nią zarządzanie oraz minimalizacja ryzyka operacyjnego i finansowego. W Spółce utworzony został Dział Skarbu w Departamencie Finansowym, który przedstawia kwartalne sprawozdania Zarządowi, sporządza miesięczne aktualizacje salda gotówkowego i przychodów z inwestycji finansowych, a także przedkłada Dyrektorowi Finansowemu tygodniowe sprawozdania dotyczące transakcji walutowych i depozytowych.

Wskaźniki płynności	**I kw. 2005**	**2004**	**2003**	**2002**
Wartość sprzedaży do aktywów razem *	b.d.	62%	59%	54%
Średni okres ściągania należności w dniach **	49	65	70	73
Obrót zapasów ***	5	13	13	11
Średni okres spłaty zobowiązań w dniach ****	b.d.	54	56	68
Wskaźnik płynności bieżącej *****	b.d.	2,5	2,5	2,5
Wskaźnik płynności szybkiej ******	b.d.	2,1	2,1	2,1
Wskaźnik środków pieniężnych *******	b.d.	0,6	0,4	0,7

** Wartość sprzedaży do aktywów razem = Przychody ze sprzedaży razem / Średni stan aktywów razem*

*** Średni okres ściągania należności w dniach = Średni stan należności / Przychody ze sprzedaży razem / 365 dni*

**** Obrót zapasów = Koszt sprzedanych towarów / Średni stan zapasów*

***** Średni okres spłaty zobowiązań = Średni stan zobowiązań handlowych / Przychody ze sprzedaży razem / 365 dni*

****** Wskaźnik płynności bieżącej = Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe*

******* Wskaźnik płynności szybkiej = (Aktywa obrotowe – Zapasy) / Zobowiązania krótkoterminowe*

******** Wskaźnik środków pieniężnych = (Środki pieniężne i inwestycje krótkoterminowe) / Zobowiązania krótkoterminowe*

W pierwszym kwartale 2005 roku te wskaźniki płynności, które były możliwe do obliczenia na podstawie ograniczonego zakresu danych ujawnionych w kwartalnym sprawozdaniu finansowym, wykazują poprawę wskaźnika średniego okresu ściągania należności oraz wskaźnika obrotu zapasów. Poprawa pierwszego wskaźnika wynika z poprawy sytuacji finansowej odbiorców Spółki, natomiast poprawa drugiego wskaźnika wynika z sezonowości sprzedaży i znacznego poboru gazu z magazynów gazu w okresie zimowym.

Z analizy porównawczej danych za pełne lata obrotowe wynika, że wskaźniki wartości sprzedaży do średniego stanu aktywów razem, odzwierciedlające stopień wykorzystania aktywów, utrzymywały się na podobnym poziomie w latach 2002-2004, tj. na poziomie 54-62%.

Wskaźnik średniego okresu ściągania należności, określający średnią liczbę dni zapłaty należności (Średni stan należności/ (Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi / 365 dni)) spadł z 73 dni w 2002 roku do 65 dni w 2004 roku, co odzwierciedla poprawę sytuacji finansowej głównych odbiorców PGNiG.

Wskaźnik obrotu zapasami wynoszący 13 w 2003 roku wykazał poprawę w stosunku do roku 2002. Jednocześnie w Grupie Kapitałowej PGNiG spadł średni okres spłaty zobowiązań z 68 dni w 2002 roku do 54

dni w 2004 roku. Obydwa te zjawiska łącznie, przy założeniu, że wszystkie inne czynniki pozostałyby niezmienione, spowodowałby wzrost zapotrzebowania Spółki na kapitał obrotowy.

Wskaźnik płynności bieżącej utrzymał się na niezmienionym poziomie 2,5 w latach 2002-2004, co odzwierciedla stabilną pozycję Grupy Kapitałowej PGNiG pod względem płynności. Wskaźnik płynności szybkiej również nie uległ zmianie i utrzymał się na poziomie 2,1 w latach 2002-2004, odzwierciedlając zdolność Grupy Kapitałowej PGNiG do pokrywania zobowiązań bieżących najbardziej płynnymi aktywami.

Wskaźnik środków pieniężnych uwzględnia środki pieniężne i ich ekwiwalenty Grupy Kapitałowej PGNiG w porównaniu do jej zobowiązań krótkoterminowych. Wskaźnik środków pieniężnych dla Grupy Kapitałowej PGNiG wzrósł z 0,4 w 2003 roku do 0,6 w roku 2004.

1.3 Zadłużenie

Wskaźniki zadłużenia	I kw. 2005	2004	2003	2002
Wskaźnik zadłużenia ogółem *	b.d.	4%	39%	40%
Wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego**	b.d.	4%**	63%	67%
Wskaźnik zadłużenie/Pasywa razem ***	b.d.	51%	58%	59%
Zadłużenie netto/EBITDA ****	b.d.	1,2	1,8	2,2
EBITDA/odsetki*****	70,5	19,4	23,8	42,9

* *Wskaźnik zadłużenia ogółem = Zadłużenie długoterminowe / Kapitał = Zadłużenie długoterminowe / (Zadłużenie długoterminowe + Kapitał własny)*

** *Wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego = Zadłużenie długoterminowe / Kapitał własny; duża zmiana wskaźnika w 2004 roku wynika głównie z przeklasyfikowania długoterminowych zobowiązań z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych na zobowiązania krótkoterminowe*

*** *Wskaźnik zadłużenie / Pasywa razem = Zadłużenie długoterminowe / Pasywa razem*

**** *Zadłużenie netto / EBITDA = (Zobowiązania finansowe razem – Środki pieniężne) / EBITDA*

***** *EBITDA / Odsetki = EBITDA / (Dochód z tytułu odsetek-koszty odsetek)*

W latach 2002–2004 Grupa Kapitałowa PGNiG obniżyła stan swojego zadłużenia. Wskaźnik zadłużenia ogółem zmniejszył się z 40% w 2002 roku do 4% w 2004 roku. Różnica pomiędzy wartością tego wskaźnika w 2004 roku w porównaniu do 2003 roku wynika głównie z przeklasyfikowania długoterminowych dłużnych papierów wartościowych na krótkoterminowe dłużne papiery wartościowe pod koniec 2004 roku.

Wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego także zanotował spadek z 67% do 4% w tym samym okresie, głównie w wyniku wzrostu kapitałów własnych Emitenta oraz spadku wartości zadłużenia długoterminowego.

Poprawiająca się rentowność Grupy Kapitałowej PGNiG oraz spadająca wartość zadłużenia spowodowały poprawę wskaźników zadłużenia netto / EBITDA z 2,2 w 2002 roku do 1,2 w 2004 roku. Jednocześnie wskaźnik pokrycia zadłużenia określający zdolność Spółki do obsługi jej zadłużenia wyniósł 23,8 w 2003 roku oraz 19,4 w 2004 roku. Wysokie pokrycie zadłużenia świadczy o zdrowej polityce i stabilnej pozycji finansowej Grupy Kapitałowej PGNiG.

Poziom wskaźnika EBITDA / odsetki w pierwszym kwartale 2005 r. wskazuje na poprawiającą się rentowność wynikającą z sezonowości działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. W związku z tym odnoszenie poziomu tego wskaźnika do poprzednich okresów nie jest uzasadnione.

1.4 Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe długo- i krótkoterminowe

w mln PLN	2004	%	2003	%	2002	%	2001	%	Zmiana		
									2004-2003	2003-2002	2002-2001
I. Zobowiązania długoterminowe łącznie	**322.891**	**7**	**4.843.226**	**86**	**4.818.378**	**81**	**5.863.218**	**94**	**(93%)**	**1%**	**(18%)**
Zobowiązania z tytułu pożyczek i kredytów	269.261	6	1.602.247	28	1.957.161	33	2.956.084	47	(83%)	(18%)	(34%)
Wynikające z emisji dłużnych papierów wartościowych, długoterminowe	0	0	3.193.170	56	2.804.617	47	2.807.001	45	(100%)	14%	0%

Długoterminowe zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	53.630	1	47.809	1	56.600	1	100.133	2	12%	(16%)	(43%)
II. Zobowiązania krótkoterminowe łącznie	**4.056.880**	**93**	**810.577**	**14**	**1.120.203**	**19**	**370.417**	**6**	**400%**	**(28%)**	**202%**
Zobowiązania z tytułu pożyczek i kredytów	1.235.131	28	761.726	13	1.082.605	18	329.985	5	62%	(30%)	228%
Wynikające z dłużnych papierów wartościowych, długoterminowe	2.800.671	64	36.115	1	31.746	1	31.784	1	7655%	14%	0%
Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	21.078	0	12.736	0	5.852	0	8.648	0	65%	118%	(32%)
III. Zobowiązania razem	**4.379.771**	**100**	**5.653.803**	**100**	**5.938.581**	**100**	**6.233.635**	**100**	**(23%)**	**(5%)**	**(5%)**

Długoterminowe zadłużenie Spółki jest nominowane głównie w USD i EUR. Grupa Kapitałowa PGNiG zarządza ryzykiem związanym z wahaniami kursów wymiany i oprocentowania poprzez zawieranie transakcji hedgingowych na instrumentach pochodnych. Kluczowym celem działań Spółki związanych z zabezpieczaniem ryzyka walutowego jest ochrona przed zmianami różnic kursowych związanych ze spłatą kwot głównych i oprocentowania z tytułu kredytów i pożyczek. W celu ochrony swoich zobowiązań Spółka korzysta przeważnie z transakcji terminowych i swapów walutowych o terminach wymagalności do 5 lat.

Linia kredytowa

W grudniu 2003 roku PGNiG zawarło umowę o linię kredytową na kwotę 600.000 tys. EUR. Celem umowy było sfinansowanie zobowiązań Spółki mogących powstać w wyniku wcześniejszego wykupu obligacji. Informacje na temat powyższej linii kredytowej zamieszczono w pkt. 18.1 Rozdziału V Prospektu.

Euroobligacje

W październiku 2001 roku spółka zależna od PGNiG (tzw. spółka specjalnego przeznaczenia PGNiG Finance B.V.) wyemitowała Euroobligacje na kwotę 800.000 tys. EUR. Euroobligacje były oprocentowane w wysokości 6,75% rocznie i notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Luksemburgu.

Na podstawie umowy pożyczki pomiędzy PGNiG a PGNiG Finance B.V., PGNiG Finance B.V. pożyczyło środki uzyskane z emisji Euroobligacji na rzecz PGNiG. Data spłaty pożyczki została określona na termin spłaty Euroobligacji, tzn. 30 października 2006 r.

W październiku 2002 roku PGNiG dokonało wykupu części Euroobligacji w kwocie 408.000 tys. zł. (100.000 tys. EUR). We wrześniu 2003 roku, po wykupie drugiej transzy Euroobligacji o wartości 94.000 tys. zł. (21.300 tys. EUR), kwota główna pozostała do spłaty została obniżona do wysokości 678.700 tysięcy EUR, a na dzień 31 grudnia 2004 r. wynosiła 2.801.000 tys. zł (678.700 tys. EUR).

Obligacje zostały wykupione i umorzone w dniu 6 kwietnia 2005 r.

1.5 Bilans

	31.12.2004 r.	**31.12.2003 r.**	**Zmiana 2003-2004**	
Aktywa				
A. Aktywa trwałe	13.350	13.497	(1%)	(147)
Aktywa niematerialne	39	19	103%	20
Materialne środki trwałe	12.354	12.600	(2%)	(246)
Wierzytelności długoterminowe	1	1	36%	0
Inwestycje długoterminowe	481	341	41%	140
Długoterminowe wcześniejsze spłaty i rozliczenia międzyokresowe	475	535	(11%)	(60)
B. Aktywa bieżące	4.024	4.051	(1%)	(27)
Zapasy	660	576	15%	84
Wierzytelności krótkoterminowe	1.937	1.976	(2%)	(39)
Inwestycje krótkoterminowe	1.413	1.487	(5%)	(74)
Krótkoterminowe wcześniejsze spłaty	14	13	5%	1
Aktywa razem	17.374	17.549	(1%)	(175)

Pasywa				
A. Kapitał	8.798	7.728	14%	1.070
Kapitał zakładowy	5.000	5.000	0%	0
Należne wpłaty na poczet kapitału (wartość ujemna)	-	-		
Akcje własne (wartość ujemna)	-	-		
Kapitał zapasowy	2.382	2.126	12%	256
Rezerwa na zmianę wyceny	1	1	9%	0
Inne kapitały rezerwowe	10	10	3%	0
Różnice kursowe	(12)	(2)	500%	(10)
Zysk (strata) z lat poprzednich	307	53	nie dotyczy	254
Zysk (strata) netto	1.110	539	106%	571
Odpisy z zysku netto w czasie roku finansowego (wartość ujemna)	-	-	-	-
B. Kapitał mniejszościowy	5	5	8%	0
C. Ujemna wartość firmy podmiotów kontrolowanych	-	-		
D. Zobowiązania i rezerwy na poczet zobowiązań	8.571	9.815	(13%	(1.244)
Rezerwy na poczet zobowiązań	1.380	1.271	9%	109
Zobowiązania długoterminowe	327	4.847	(93%)	(4.520)
Zobowiązania krótkoterminowe	5.642	2.445	131%	3.197
Rozliczenia międzyokresowe	1.222	1.252	(2%)	(30)
Pasywa razem	17.374	17.549	(1%)	(175)

1.6 Wyniki finansowe w latach 2001-2004

Rachunek zysków i strat

					Zmiana					
w mln PLN	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**2004-2003**		**2003-2002**		**2002-2001**	
					Zmian a %	zmiana w mln PLN	zmiana %	zmiana w mln PLN	zmiana %	zmiana w mln PLN
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	10.910	10.189	9.485	9.393	7	721	7	704	1	92
Koszt sprzedanych towarów	8.000	7.749	6.755	7.271	3	251	15	994	(7)	(516)
Zysk brutto	2.910	2.440	2.730	2.122	19	470	(11)	(290)	29	608
Koszty operacyjne	1.097	1.033	1.065	1.255	6	64	(3)	(32)	(15)	(190)
Zysk operacyjny	1.813	1.407	1.666	867	29	406	(16)	(259)	92	799
Pozostałe przychody operacyjne	281	370	363	400	(24)	(89)	2	7	(9)	(37)
Pozostałe koszty operacyjne	442	180	915	409	145	262	(80)	(735)	124	506
Skorygowany wskaźnik EBIT	1.653	1.596	1.114	858	4	57	43	482	30	256
Amortyzacja	1.171	1.154	1.148	1.145	1	17	1	6	0	3
Zysk przed odsetkami, podatkiem oraz amortyzacją (EBITDA)	2.823	2.751	2.262	2.004	3	72	(18)	(489)	13	259
Przychody finansowe	1.082	1.001	959	527	8	81	4	42	82	432
Koszty finansowe	1.718	1.754	1.467	1.443	(2)	(36)	20	287	2	24
Zysk przed podatkiem	1.015	845	604	(56)	20	170	40	241	nie dotyczy	660
Podatek dochodowy	184	280	374	83	(34)	(96)	(25)	(94)	353	291
Odroczony podatek	104	210	(188)	(97)	nie dotyczy	(106)	nie dotyczy	398	nie dotyczy	(91)
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku	146	74	26	0		72		48		26

Zysk (strata) z udziałów/akcji w podmiotach kontrolowanych obliczany metodą praw własności	528	259	1	0		269		258		1
Zysk (strata) netto	1.110	539	392	(43)	106	571	37	147	nie dotyczy	nie dotyczy

1.6.1 Wyniki finansowe w latach 2003-2004

w mln PLN	2004	2003		Zmiana 2003-2004
			zmiana %	zmiana w mln PLN
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	10.910	10.189	7	721
– od podmiotów powiązanych	50	52	(2)	(2%)
Przychody netto ze sprzedaży produktów	10.886	10.160	7	1
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	24	29	(16)	(4)

W 2004 roku wartość przychodów ze sprzedaży i zrównanych z nimi, w porównaniu do roku 2003, wzrosła o 7%. Największy wpływ na wartość sprzedaży miały zmiany w sprzedaży produktów, które stanowiły ponad 99% łącznej wartości przychodów zarówno w 2003, jak i w 2004 roku. Wzrost wartości sprzedaży produktów w 2004 roku wynikał z 5% wzrostu wartości sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego (wpływ wzrostu wartości sprzedaży gazu ziemnego był jednakże częściowo zmniejszony poprzez 2% spadek średniej ceny sprzedaży). Ilość sprzedanej ropy naftowej wzrosła o 34%, czemu towarzyszył 19% wzrost średniej ceny sprzedaży ropy naftowej. Wzrost sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego oraz ropy naftowej w 2004 roku wynikał głównie ze wzrostu zapotrzebowania na te produkty ze strony odbiorców przemysłowych.

Koszty operacyjne

w mln PLN	2004	2003	Zmiana 2003-2004	
Koszty operacyjne	**9.097**	**8.782**	**4%**	**315**
Koszt sprzedanych towarów	8.000	7.749	3%	251
Koszty sprzedaży	449	445	1%	4
Koszty administracyjne i inne	648	588	10%	60

W 2004 roku koszty operacyjne wzrosły w porównaniu do 2003 roku o 4% w efekcie wzrostu o 3% kosztów sprzedanych towarów. Wzrost kosztów sprzedanych towarów wynikał ze wzrostu wolumenu sprzedaży. Nastąpił ponadto 1% wzrost wartości kosztów sprzedaży i 10% wzrost kosztów administracyjnych. Wzrost kosztów administracyjnych związany był z kosztami wprowadzenia oprogramowania SAP jak również z kosztami doradztwa w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG.

Zysk operacyjny

4% wzrost kosztów operacyjnych w 2004 roku został częściowo zrównoważony przez 7% wzrost przychodów ze sprzedaży oraz zrównanych z nimi i spowodował wzrost zysku przed odsetkami i podatkiem. Zysk operacyjny wzrósł o 29% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003.

Pozostałe przychody operacyjne

W 2004 roku łączna wartość pozostałych przychodów operacyjnych spadła o 24% w porównaniu do 2003 roku.

Pozostałe koszty operacyjne

W 2004 roku pozostałe koszty operacyjne wzrosły o 145% w porównaniu do roku 2003. Wzrost ten wynikał ze wzrostu wartości rezerw na poczet likwidacji odwiertów oraz na spadek wartości aktywów.

Skorygowany wskaźnik zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wskaźnik EBIT)

Zysk przed odsetkami i podatkiem skorygowany o inne przychody i koszty operacyjne był o 11% wyższy w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku znacznego wzrostu wskaźnika EBIT.

Przychody finansowe

W 2004 roku przychody finansowe wzrosły o 8% w porównaniu do roku 2003. Wzrost ten spowodowany był różnicami kursowymi.

Koszty finansowe

W 2004 roku koszty finansowe z tytułu odsetek zanotowały spadek o 2% w porównaniu do roku 2003. Spadek ten spowodowany był niższymi zobowiązaniami z tytułu odsetek wynikającymi z obniżenia wartości zadłużenia Grupy Kapitałowej PGNiG.

Zysk przed podatkiem

W 2004 roku zysk przed podatkiem był o 20% wyższy niż zysk osiągnięty w 2003 roku, głównie ze względu na wzrost rentowności operacyjnej.

Podatek dochodowy

W 2004 roku zapłacono podatek dochodowy od osób prawnych w kwocie 184.000 tys. zł według 19% stawki podatkowej. Efektywna stawka podatkowa wyniosła 18% w roku 2004 w porównaniu do 33% w 2003 roku.

Zysk (strata) netto

Zysk netto osiągnięty w 2004 roku wyniósł 1.110.000 tys. zł w porównaniu do 539.000 tys. zł w roku 2003 (wzrost o 106%).

1.6.2 Wyniki finansowe w latach 2002-2003

w mln PLN	**2003**	**2002**	**Zmiana 2003-2002**	
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	10.189	9.485	7%	704
– od podmiotów powiązanych	52	66	(21%)	(14)
Przychody netto ze sprzedaży produktów	10.160	9.436	8%	724
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	29	49	(41%)	(20)

W 2003 roku wartość przychodów ze sprzedaży i zrównanych z nimi, w porównaniu do roku 2002, wzrosła o 7%. Największy wpływ na wartość sprzedaży miały zmiany w sprzedaży produktów, które stanowiły 99,7% łącznej wartości przychodów w 2003 roku oraz 99,5% w roku 2002. Wzrost wartości przychodów netto ze sprzedaży produktów w 2003 roku wyniósł 8% w porównaniu do roku 2002, głównie z powodu wzrostu ilości sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego oraz ropy naftowej. Wolumen sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego wzrósł o 10% podczas, gdy średnia wartość przychodów za 1 tys. m^3 gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego spadła o 2%. Przychody ze sprzedaży ropy naftowej wzrosły o 23%, głównie w wyniku zwiększonej ilości sprzedanej ropy oraz stosunkowo wysokich cen sprzedaży.

Koszty operacyjne

w mln PLN	**2003**	**2002**	**Zmiana 2002-2003**	
Koszty operacyjne	**8.782**	**7.819**	**12%**	**963**
Koszt sprzedanych towarów	7.749	6.754	15%	995
Koszty sprzedaży	445	455	(2%)	(10)
Koszty administracyjne i inne	588	610	(4%)	(22)

W 2003 roku w efekcie wzrostu o 15% kosztów sprzedanych towarów, koszty operacyjne wzrosły w porównaniu do 2002 roku o 12%. W okresie tym nastąpił natomiast 2% spadek wartości kosztów sprzedaży i 4% spadek kosztów administracyjnych. W 2003 roku koszty wynagrodzeń spadły o prawie 1% w wyniku realizowanego programu restrukturyzacji Grupy Kapitałowej PGNiG. Łączna liczba pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG zmniejszyła się o łącznie 1.819 osób w tym okresie.

Zysk operacyjny

Zysk przed odsetkami i podatkiem zmniejszył się o 16% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002 w wyniku wzrostu kosztów operacyjnych w 2003 roku w porównaniu do roku 2002.

Pozostałe przychody operacyjne

W 2003 roku łączna wartość innych przychodów operacyjnych wzrosła o 2% w porównaniu do 2002 roku, główne ze względu na spadek wpływów ze sprzedaży pewnych aktywów trwałych. W 2002 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zaksięgowała 49.000 tys. zł zysku ze sprzedaży niefinansowych aktywów trwałych. W 2003 roku Grupa Kapitałowa PGNiG nie zrealizowała żadnych podobnych zysków.

Pozostałe koszty operacyjne

W 2003 roku pozostałe koszty operacyjne obniżyły się o 80% w porównaniu do roku 2002, głównie ze względu na 49% spadek odpisów aktywów niefinansowych. W 2002 roku Grupa Kapitałowa PGNiG dokonała łącznego odpisu w wysokości 689.000 tys. zł, z czego 510.000 tys. zł zostało odpisane z tytułu wierzytelności handlowych (głównie w wyniku zmian zasad rachunkowości), a 138.000 tys. zł z tytułu obniżenia wartości środków trwałych i zapasów. Wartość kwot odpisanych w roku 2003 wyniosła 41.000 tys. zł.

Skorygowany wskaźnik zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wskaźnik EBIT)

Zysk przed odsetkami i podatkiem skorygowany o inne przychody i koszty operacyjne był o 43% wyższy w 2003 roku w porównaniu do roku 2002 w wyniku wyższej wartości pozostałych przychodów operacyjnych (wzrost o 2%) i niższych pozostałych kosztów operacyjnych (spadek o 80%).

Przychody finansowe

W 2003 roku przychody finansowe wzrosły o 4% w porównaniu do roku 2002. Wpływy z tytułu odsetek spadły o 32% z powodu spadku odsetek od transakcji handlowych o 41% w rozważanym okresie. W tym samym czasie zanotowano wzrost pozostałych przychodów finansowych o 22%, głównie z powodu zmiany wyceny portfela instrumentów pochodnych PGNiG.

Koszty finansowe

W 2003 roku koszty finansowe wzrosły o 20% w porównaniu do 2002 roku. Było to spowodowane spadkiem kosztów finansowych z tytułu odsetek, któremu towarzyszył wzrost pozostałych kosztów finansowych. Koszty z tytułu odsetek spadły o 10% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002, co było rezultatem 13% spadku płatności z tytułu odsetek wynikającego z częściowej spłaty zadłużenia Grupy Kapitałowej PGNiG w kwocie 1.606.000 tys. zł. Pozostałe koszty finansowe wzrosły o 29% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002. Zostało to spowodowane przeszacowaniem wartości inwestycji oraz wzrostem różnic kursowych (76%).

Zysk przed podatkiem

W 2003 roku zysk przed podatkiem był o 40% wyższy niż zysk osiągnięty w 2002 roku, głównie w wyniku wzrostu skorygowanego wskaźnika zysku przed odsetkami i podatkiem.

Podatek dochodowy

W 2003 roku zapłacono podatek dochodowy od osób prawnych w kwocie 280.000 tys. zł według 27% stawki podatkowej w porównaniu do 374.000 tys. zł według 28% stawki podatkowej w 2002 roku. Powyższe przekłada się na efektywną stawkę podatkową w wysokości 33% w roku 2003 w porównaniu do 62% w roku 2002. Wyższa efektywna stawka podatkowa zapłacona przez Grupę Kapitałową PGNiG w 2002 roku spowodowana była zmianą zasad rachunkowości w zakresie tworzenia rezerw na należności przeterminowane na bardziej rygorystyczne (z 180 do 90 dni).

Zysk (strata) netto

Zysk netto osiągnięty w 2003 roku wyniósł 539.000 tys. zł w porównaniu do 392.000 tys. zł w roku 2002 (wzrost o 37%). Wynikało to przede wszystkim z niższej kwoty podatku zapłaconego w 2003 roku oraz uwzględnienia zysków podmiotów kontrolowanych (proporcjonalnego udziału PGNiG w zysku EuRoPol GAZ) w wysokości 259.000 tys. zł.

1.6.3 Wyniki finansowe w latach 2001-2002

Przychody

w mln PLN	**2002**	**2001**		**Zmiana 2001-2002**
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	9.485	9.393	1%	92
– od podmiotów powiązanych	66	99	(33%)	(33)
Przychody netto ze sprzedaży produktów	9.436	9.333	1%	103
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	49	60	(18%)	(11)

W 2002 roku łączne przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi wzrosły o 1% w porównaniu do roku 2001. Zmiana ta była przede wszystkim wynikiem zmiany wartości przychodów netto ze sprzedaży produktów, która stanowiła 99,5% łącznej wartości sprzedaży w 2002 roku oraz 94% łącznej wartości sprzedaży w 2001 roku. Łączna wartość przychodów ze sprzedaży produktów wzrosła o 1% w 2002 roku w porównaniu do roku 2001. Głównym powodem tego wzrostu była zwiększona sprzedaż gazu wysokometanowego. Wartość sprzedaży wszystkich rodzajów gazu wzrosła o 2% w 2002 roku w porównaniu do 2001 roku ze względu na 2% spadek wolumenu sprzedaży, którego skutek został zrównoważony przez wprowadzenie nowych taryf dla odbiorców indywidualnych (wzrost o 8%) oraz odbiorców przemysłowych (spadek o 10,5%). Zanotowano 3% spadek sprzedaży ropy naftowej w 2002 roku w porównaniu do roku 2001 spowodowany obniżeniem wolumenu produkcji o 3%.

Koszty operacyjne

w mln PLN	**2002**	**2001**		**Zmiana 2001-2002**
Koszty operacyjne	**7.819**	**8.526**	**(8%)**	**(707)**
Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	6.754	7.271	(7%)	(517)
Koszty sprzedaży	455	674	(32%)	(219)
Koszty administracyjne i inne	610	580	5%	30

W 2002 roku koszty operacyjne obniżyły się o 8% w porównaniu do roku 2001. Głównym powodem spadku tych kosztów był 7% spadek wartości kosztów sprzedanych produktów. Koszt gazu z importu (głównego składnika kosztów produktów) spadł o 23% z powodu obniżenia łącznego wolumenu importu (o 7%) oraz obniżenia średniego kosztu gazu z importu o 17%. Znaczący spadek kosztu jednostkowego gazu z importu wynikał z nabycia gazu przez Grupę Kapitałową PGNiG w ramach transakcji typu spot, bezpośrednio od dostawców z Uzbekistanu, Kazachstanu i Turkmenistanu.

Zysk przed odsetkami i podatkiem (EBIT)

W roku 2002 zysk przed odsetkami i opodatkowaniem wzrósł o 92% w porównaniu do roku 2001, w wyniku obniżenia kosztów operacyjnych o 8%, któremu towarzyszył 1% wzrost przychodów ze sprzedaży.

Pozostałe przychody operacyjne

W 2002 roku pozostałe przychody operacyjne spadły o 9%.

Pozostałe koszty operacyjne

W 2002 roku pozostałe koszty operacyjne razem wzrosły o 124% głównie z powodu dokonania odpisów wierzytelności w kwocie 510.000 tys. zł należnych od odbiorców przemysłowych (głównie podmiotów z sektora chemicznego). Łącznie z 28% wzrostem „Pozostałych kosztów operacyjnych" wynikającym ze wzrostu wartości rezerw na poczet likwidacji odwiertów, koszty operacyjne razem były wyższe o 116%.

Skorygowany wskaźnik zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wskaźnik EBIT)

W 2002 roku skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem był o 30% wyższy niż w roku 2001 głównie z powodu wzrostu wskaźnika EBIT, co częściowo zrównoważył znaczny wzrost pozostałych kosztów operacyjnych (124%).

Przychody finansowe

W 2002 roku przychody finansowe wzrosły o 82% w porównaniu do roku 2001. Pozostałe przychody finansowe wzrosły o 101% głównie z powodu przeszacowania terminowych transakcji swap PGNiG. Przychody z odsetek wzrosły o 49%, przede wszystkim z powodu oprocentowania uzyskanego z tytułu wysokich sald gotówkowych po emisji obligacji przez PGNiG Finance B.V. w październiku 2001 roku.

Koszty finansowe

W 2002 roku koszty finansowe wzrosły o 2% w porównaniu do roku 2001. Koszty finansowe z tytułu oprocentowania spadły o 22% w porównaniu do roku 2001, co zostało spowodowane 57% spadkiem kosztów z tytułu odsetek od kredytów i pożyczek wynikającym z niższego kosztu kredytu oraz spłaty długoterminowego zadłużenia w kwocie 630.000 tys. zł, a także innych krótkoterminowych zobowiązań. Spadkowi powyższych pozycji towarzyszył wzrost o 526% (z kwoty 33.000 tys. zł do kwoty 206.000 tys. zł) odsetek należnych od papierów wartościowych, wynikający z emisji Euroobligacji przez PGNiG Finance B.V. w październiku 2001 roku. Pozostałe koszty finansowe obniżyły się o 23% w 2002 roku w porównaniu do roku 2001. Zostało to spowodowane niższymi różnicami kursowymi oraz ponowną wyceną skutków inwestycji, które zostały pomniejszone o wzrost kosztów transakcji terminowych i swapowych.

Zysk przed podatkiem

W 2002 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła zysk przed podatkiem w wysokości 604.000 tys. zł w porównaniu do straty w kwocie 58.000 tys. zł w 2001 roku. Poprawa wartości zysku PGNiG przed opodatkowaniem wynika głównie z 30% wzrostu skorygowanego zysku przed odsetkami i podatkiem oraz 82% wzrostu przychodów finansowych.

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy w 2002 roku został zapłacony według 28% stawki podatku od osób prawnych i wyniósł 373.700 tys. zł. W 2001 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zapłaciła podatek dochodowy w kwocie 82.500 tys. zł według stawki 28%. Efektywna stawka podatkowa w 2002 roku wyniosła 62%, ponieważ szereg kosztów nie podlegał odliczeniu od podstawy opodatkowania, włącznie z odpisem wierzytelności w kwocie 689.000 tys. zł.

Zysk (strata) netto

Wyżej wymienione czynniki spowodowały, że w 2002 roku Spółka osiągnęła zysk netto w kwocie 392.000 tys. zł w porównaniu do straty w kwocie 43.000 tys. zł zrealizowanej w roku 2001.

1.6.4 Wyniki finansowe w latach 2001-2004. Obszary działalności - segmenty

Informacje dotyczące poszczególnych obszarów działalności (segmentów) obejmują wewnętrzne transakcje pomiędzy podmiotami prowadzącymi działalność w ramach różnych obszarów działalności, które podlegają wyłączeniu ze skonsolidowanych sprawozdań finansowych. Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen. Informacje dotyczące cen transakcji pomiędzy segmentami zostały szczegółowo opisane w Rozdziale VIII Prospektu.

1.6.4.1 Poszukiwanie i wydobycie

w mln PLN	2004	2003	2002	2001	Zmiana 2004-2003		Zmiana 2003-2002		Zmiana 2002-2001	
Sprzedaż zewnętrzna	1.210	912	805	849	33%	298	13%	107	(5%)	(44)
Sprzedaż pomiędzy segmentami	842	1.163	1.196	1.125	(28%)	(321)	(3%)	(33)	6%	71
Sprzedaż ogółem	**2.052**	**2.075**	**2.001**	**1.974**	**(1%)**	**(23)**	**4%**	**74**	1%	**27**
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**1.558**	**1.279**	**1.350**	**1.357**	**22%**	**279**	**(5%)**	**(71)**	**0%**	**(7)**
Amortyzacja segmentu	306	291	274	276	5%	15	9%	17	3%	(2)
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	1.252	988	1.076	1.081	27%	264	(8%)	(88)	(1%)	(5)
Zysk operacyjny	494	796	651	617	(38%)	(302)	21%	145	4%	34
Marża zysku operacyjnego	**24%**	**38%**	**33%**	**31%**						
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	28	203	91	234	(86%)	(175)	87%	112	(51%)	(143)
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	86	74	280	164	16%	12	(70%)	(206)	52%	116
Skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wsk. EBIT)	436	926	462	687	(53%)	(490)	78%	464	(24%)	(225)
Skorygowana marża EBIT	**21%**	**45%**	**23%**	**35%**						

Sprzedaż zewnętrzna w roku 2004 wyniosła 1.210.000 tys. zł w porównaniu do 912.000 tys. zł w roku 2003, 805.000 tys. zł w roku 2002 i 849.000 tys. zł w 2001 roku. 33% wzrost w roku 2004 wynikał po części z 5% wzrostu wartości sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego (który został z kolei częściowo zrównoważony przez 2% spadek średniej ceny sprzedaży) jak również z 34% wzrostu wartości sprzedaży ropy naftowej, któremu towarzyszył 19% wzrost średniej ceny sprzedaży ropy. 13% wzrost w roku 2003 w stosunku do roku 2002 był również głównie wynikiem wzrostu sprzedaży ropy naftowej oraz wzrostu sprzedaży gazu wysokometanowego. 5% spadek sprzedaży zewnętrznej w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 został spowodowany przede wszystkim niższym wolumenem produkcji ropy oraz spadającą wartością sprzedaży w spółkach zależnych PGNiG.

Wartość sprzedaży pomiędzy podmiotami działającymi na różnych obszarach (segmentach) działalności wyniosła 842.000 tys. zł w 2004 roku w porównaniu do 1.163.000 tys. zł w roku 2003, 1.196.000 tys. zł w roku 2002 oraz 1.125.000 tys. zł w roku 2001. 28% spadek wartości sprzedaży dokonywanej pomiędzy segmentami zanotowany w 2004 roku wynikał głównie z przeprowadzonej reorganizacji lub likwidacji niektórych podmiotów działających w obszarze poszukiwania. Wzrost wartości tej sprzedaży o 3% w roku 2003 był przede wszystkim wynikiem obniżenia ceny zbycia dla lokalnie wydobywanego gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG. Wzrost wartości sprzedaży pomiędzy segmentami w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 był głównie wynikiem wzrostu cen.

Koszty operacyjne wyniosły 1.558.000 tys. zł w 2004 roku, 1.279.000 tys. zł w roku 2003, 1.350.000 tys. zł w 2002 roku i 1.357.000 tys. zł w 2001 roku. 22% wzrost kosztów operacyjnych w 2004 roku wynikał głównie ze zmiany w alokacji kosztów wydobycia gazu z segmentu przesyłu do segmentu poszukiwań i wydobycia. Koszty operacyjne obniżyły się w 2003 roku o 5% głównie z powodu niższych kosztów poszukiwań, wydobycia i produkcji.

Zysk operacyjny wyniósł 494.000 tys. zł w 2004 roku, 796.000 tys. zł w 2003 roku, 651.000 tys. zł w 2002 roku i 617.000 tys. zł w 2001 roku. 38% spadek w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 spowodowany był stałym wzrostem wartości sprzedaży ogółem (1%) oraz znacznym wzrostem (22%) kosztów operacyjnych. 21% wzrost zysku operacyjnego w 2003 roku został spowodowany wyższą wartością sprzedaży ogółem (wzrost o 4%) i niższymi kosztami operacyjnymi (spadek o 5%). Zysk operacyjny w roku 2002 był o 4% wyższy niż w roku 2001 z powodu niewielkiego (1%) wzrostu sprzedaży i 0,2% spadku kosztów operacyjnych.

Pozostałe przychody i koszty operacyjne obejmują tworzone i rozwiązywane rezerwy na poczet likwidacji odwiertów, przeszacowania aktywów, itp.

Pozostałe przychody operacyjne wynosiły 28.000 tys. zł w 2004 roku, 203.000 tys. zł w 2003 roku, 91.000 tys. zł w 2002 roku i 234.000 tys. zł w 2001 roku.

Pozostałe koszty operacyjne wyniosły 86.000 tys. zł w 2004 roku, 74.000 tys. zł w 2003 roku, 280.000 tys. zł w 2002 roku i 164.000 tys. zł w 2001 roku. Po raz pierwszy w roku 2002 PGNiG wyceniła swoje aktywa górnicze za pomocą metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych, skutkiem czego dokonano w tym roku odpisu aktualizującego w wysokości 87.000 tys. zł.

Informacje o najważniejszych projektach inwestycyjnych realizowanych w latach 2001–2004 w segmencie poszukiwań i wydobycia zamieszczono w pkt. 16 Rozdziału V Prospektu.

1.6.4.2 Przesył

Poniższa tabela przedstawia dane finansowe i operacyjne dotyczące działalności przesyłowej Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zmian procentowych w roku 2002 w porównaniu do roku 2001, w roku 2003 w porównaniu do roku 2002 oraz w roku 2004 w porównaniu do roku 2003.

w mln PLN	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**Zmiana 2004-2003**		**Zmiana 2003-2002**		**Zmiana 2002-2001**	
Sprzedaż zewnętrzna	2.918	2.655	2.423	2.597	10%	263	10%	232	(7%)	(174)
Sprzedaż pomiędzy segmentami	4.659	4.734	5.197	4.614	(2%)	(75)	(9%)	(463)	13%	583
Sprzedaż ogółem	**7.577**	**7.389**	**7.619**	**7.211**	**3%**	**188**	3%	**(230)**	6%	**408**
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**6.433**	**6.860**	**5.558**	**6.272**	**(6%)**	**(427)**	23%	**1.302**	(11%)	**(714)**
Amortyzacja segmentu	389	350	336	330	11%	39	4%	14	2%	6
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	6.095	6.510	5.222	5.941	(6%)	(415)	25%	1.288	(12%)	(719)
Zysk operacyjny	1.144	529	2.061	939	116%	615	(74%)	(1.532)	119%	1.122
Marża zysku operacyjnego	**15%**	**7%**	**27%**	**13%**						
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	120	109	85	26	10%	11	27%	24	222%	59
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	279	52	475	177	437%	227	(89%)	(423)	168%	298
Skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wsk. EBIT)	985	586	1.671	789	68%	399	(65%)	(1.085)	112%	882

Skorygowana marża EBIT	**13%**	**8%**	**22%**	**11%**						

Wartość sprzedaży zewnętrznej wzrosła o 10% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003. Było to wynikiem wyższej wartości sprzedaży gazu, co częściowo równoważył spadek średniej ceny gazu. Wartość sprzedaży zewnętrznej wzrosła o 10% w roku 2003 w porównaniu do roku 2002. Zostało to głównie spowodowane 14,2% wzrostem łącznego wolumenu sprzedanego gazu (przeliczonego na ekwiwalent gazu wysokometanowego) pomniejszonym o 4,2% spadek średniej ceny sprzedaży (spowodowany zmianami struktury sprzedaży/ odbiorców). Sprzedaż zewnętrzna w ramach działalności przesyłowej Grupy Kapitałowej PGNiG spadła o 7% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001. Było to przede wszystkim spowodowane 4,6% spadkiem wolumenu sprzedaży i 2,5% spadkiem średniej ceny sprzedaży na rzecz dużych odbiorców.

Sprzedaż pomiędzy segmentami obejmuje sprzedaż gazu i sprzedaż usług przesyłowych na rzecz Spółek Gazownictwa. Przed 2003 rokiem sprzedaż pomiędzy segmentami realizowana była na rzecz 23 jednostek dystrybucyjnych PGNiG. Od 2003 roku działalność gazowa i przesyłowa zostały przekazane do sześciu Spółek Gazownictwa. Skutkiem zmian zasad rozliczeń między segmentami jest 9% spadek sprzedaży pomiędzy rokiem 2002 i 2003. Pomiędzy rokiem 2001 i 2002 sprzedaż wzrosła o 13%.

Koszty operacyjne spadły o 6% w 2004 roku w porównaniu do 2003 roku w wyniku zmiany w alokacji kosztów wydobycia gazu z segmentu przesyłu do segmentu poszukiwań i wydobycia. 23% wzrost kosztów operacyjnych w roku 2003 został spowodowany wzrostem kosztów importu oraz wzrostem kosztów materiałów i energii. Koszty operacyjne obejmujące koszty operacyjne zarówno centrali jak i ROP-ów, zostały obniżone o 11% w 2002 roku.

Zysk operacyjny obniżył się o 74% w 2003 roku w wyniku 3% spadku łącznej wartości sprzedaży i 23% wzrostu kosztów operacyjnych. Zysk operacyjny w roku 2002 był o 119% wyższy niż w roku 2001 w wyniku 6% wzrostu łącznej wartości sprzedaży i 11% spadku kosztów operacyjnych.

Pozostałe przychody operacyjne związane są z rozwiązaniem rezerw na poczet wierzytelności i środków trwałych. 10% wzrost w roku 2004 w porównaniu do roku 2003 wynikał z rozwiązania rezerw związanych z restrukturyzacją zatrudnienia oraz realokacją pewnych przychodów operacyjnych, które wcześniej były ujmowane jako przedpłaty. Pozostałe przychody operacyjne wzrosły o 27% pomiędzy rokiem 2002 a 2003 oraz o 222% pomiędzy rokiem 2001 a 2002, lecz kwota powyższych przychodów jest stosunkowo nieistotna.

Pozostałe koszty operacyjne segmentu zajmującego się przesyłem wzrosły o 437% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku utworzenia rezerw na następujące cele: karę nałożoną przez UOKiK za odmowę podłączenia gminy do sieci; zasygnalizowaną przez konsultantów ds. ochrony środowiska odpowiedzialność związaną z zanieczyszczeniem środowiska naturalnego w związku z zanieczyszczeniem gruntu w okresie przedwojennym; oraz pozostające do spłaty zobowiązania podmiotu zależnego PGNiG. Pozostałe koszty operacyjne segmentu zajmującego się przesyłem obniżyły się o 89% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002, a w roku 2002 wzrosły o 168% w porównaniu do roku 2001, w wyniku zmian zasad rachunkowości dotyczących tworzenia rezerw na poczet wierzytelności.

Skorygowana marża EBIT wynosiła 13% w roku 2004, 8% w roku 2003, 22% w roku 2002 oraz 11% w roku 2001. Spadek w roku 2003 spowodowany był wzrostem kosztu importu gazu.

Zestawienie najważniejszych inwestycji w segmencie przesyłu w latach 2001–2004 zamieszczono w pkt. 16 Rozdziału V Prospektu.

1.6.4.3 Dystrybucja

Poniższa tabela przedstawia dane finansowe i operacyjne dotyczące działalności segmentu dystrybucji Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zmian procentowych w roku 2002 w porównaniu do roku 2001, w roku 2003 w porównaniu do roku 2002 oraz w roku 2004 w porównaniu do roku 2003.

w mln PLN	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**Zmiana 2004-2003**		**Zmiana 2003-2002**		**Zmiana 2002-2001**	
Sprzedaż zewnętrzna	6.707	6.554	6.138	5.782	2%	153	7%	416	6%	356
Sprzedaż pomiędzy segmentami	39	117	37	43	(67%)	(78)	211%	80	(12%)	(6)
Sprzedaż ogółem	**6.746**	**6.671**	**6.175**	**5.825**	**1%**	**75**	**8%**	**496**	**6%**	**350**
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**6.548**	**6.589**	**7.205**	**6.512**	**(1%)**	**(41)**	**(9%)**	**(616)**	**11%**	**693**
Amortyzacja segmentu	517	501	524	521	3%	16	(4%)	(23)	1%	3

Pozostałe koszty operacyjne segmentu	6.080	6.088	6.681	5.991	0%	(8)	(9%)	(593)	12%	690
Zysk operacyjny	198	83	(1.030)	(687)	139%	115	(108%)	1.113	50%	(343)
Marża zysku operacyjnego	**3%**	**1%**	**(17%)**	**(12%)**					**42%**	
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	130	52	180	116	149%	78	(71%)	(128)	56%	64
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	72	55	133	59	31%	17	(59%)	(78)	124%	74
Skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wsk. EBIT)	256	80	(983)	(630)	219%	176	nie dotyczy	1063	56%	(353)
Skorygowana marża EBIT	**4%**	**1%**	**(16%)**	**(11%)**						

Sprzedaż zewnętrzna wzrosła o 2% w 2004 roku w porównaniu do 2003 roku z powodu 0,5% wzrostu wolumenu sprzedaży oraz 2% wzrostu średniej ceny gazu. Sprzedaż zewnętrzna wzrosła o 7% w 2003 roku w porównaniu do 2002 roku z powodu 7,9% wzrostu wolumenu sprzedaży, pomniejszonego o 0,7% spadek średniej ceny sprzedaży. Sprzedaż zewnętrzna uzyskana przez segment Grupy Kapitałowej PGNiG zajmujący się dystrybucją wzrosła o 6% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001. Powyższe było wynikiem 6% wzrostu średniej ceny sprzedaży (włącznie z 6,9% wzrostem ceny dla gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw oraz 4,7% wzrostem ceny dla małych oraz średnich przedsiębiorstw).

Sprzedaż pomiędzy segmentami w zakresie dystrybucji dotyczy sprzedaży w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG pomiędzy Spółkami Gazownictwa.

Koszty operacyjne spadły o 1% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku spadku średniej ceny nabywanego gazu. Wielkości kosztów operacyjnych w latach 2003 i 2002 są nieporównywalne ze względu na przejście na ceny rynkowe oraz skutki poddania Spółki regułom rynku. Koszty operacyjne w 2002 roku były o 11% wyższe niż w roku 2001, ze względu na wzrost cen usług przesyłowych.

Pozostałe przychody operacyjne osiągane przez segment dystrybucji wzrosły o 149% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku wzrostu opłat przyłączeniowych oraz przychodów, które we wcześniejszych okresach były księgowane jako przedpłaty. Pozostałe przychody operacyjne osiągane przez segment dystrybucji obniżyły się o 71% pomiędzy rokiem 2002 a 2003, ponieważ wierzytelności Spółek Gazownictwa pozostały w sprawozdaniach finansowych PGNiG. Wzrost o 56% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 spowodowany był zwolnieniem rezerw z tytułu wierzytelności.

Pozostałe koszty operacyjne poniesione przez sektor dystrybucji wzrosły o 31% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku utworzenia rezerw na karę w wysokości 9.000 tys. zł nałożoną przez UOKiK oraz rezerwę w wysokości 3.000 tys. zł na potencjalną odpowiedzialność z tytułu zanieczyszczenia środowiska. Pozostałe koszty operacyjne poniesione przez sektor dystrybucji obniżone zostały o 59% pomiędzy rokiem 2002 a 2003 z powodu konieczności utworzenia mniejszych rezerw z tytułu wierzytelności. Pozostałe koszty operacyjne wzrosły o 124% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 z powodu wzrostu rezerw na poczet wierzytelności wynikających ze zmiany zasad rachunkowości.

W 2004 roku segment dystrybucji osiągnął skorygowany zysk operacyjny wynoszący 256.000 tys. zł w porównaniu do 80.300 tys. zł w 2003 roku. Wzrost ten wynikał ze wzrostu cen, wyższej wartości sprzedaży oraz spadku kosztów operacyjnych. W wyniku wyższej wartości sprzedaży, niższych kosztów operacyjnych oraz obniżenia innych kosztów operacyjnych segment Grupy Kapitałowej PGNiG zajmujący się dystrybucją osiągnął skorygowany EBIT w kwocie 80.300 tys. zł w 2003 roku w porównaniu do straty w kwocie 982.600 tys. zł w roku 2002. W 2002 roku segment dystrybucji osiągnął skorygowany EBIT w wysokości 982.600 tys. zł w porównaniu do 629.500 tys. zł w roku 2001. Było to spowodowane cenami wewnętrznymi i rozliczeniami w Grupie Kapitałowej PGNiG.

Informacje o głównych inwestycjach kapitałowych w segmencie dystrybucji w latach 2001–2004 zamieszczono w pkt. 16 Rozdziału V Prospektu.

2 OCENA CZYNNIKÓW I NIETYPOWYCH ZDARZEŃ MAJĄCYCH WPŁYW NA WYNIKI Z DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ ZA OKRES OBJĘTY SPRAWOZDANIAMI ZAMIESZCZONYMI W PROSPEKCIE Z OKREŚLENIEM WPŁYWU TYCH CZYNNIKÓW LUB NIETYPOWYCH ZDARZEŃ NA OSIĄGNIĘTE WYNIKI

2.1 Sytuacja gospodarcza

Wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG, jak w przypadku większości podmiotów gospodarczych, są uzależnione od sytuacji gospodarczej, w tym wzrostu gospodarczego oraz stabilizacji sytuacji makroekonomicznej. W latach 2001 – 2003 obserwowany był spadek sprzedaży produktów największych odbiorców Grupy PGNiG z sektora chemicznego (w szczególności zakładów azotowych). W wyniku tego nastąpiło pogorszenie ich sytuacji ekonomiczno-finansowej co miało istotny wpływ na wynik finansowy Grupy Kapitałowej PGNiG jako największego dostawcy surowca do ich produkcji.

2.2 Działania restrukturyzacyjne

Spółka podjęła liczne działania restrukturyzacyjne w celu poprawy rentowności, obniżenia kosztów i poprawy efektywności. Najważniejsze z tych działań wskazano poniżej. Działania te miały istotny wpływ na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.1 Wydzielenie Spółek Gazownictwa ze struktury PGNiG

Zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r., PGNiG zobowiązał się do wydzielenia ze swoich struktur spółek prowadzących dystrybucję gazu. Wydzielenie nastąpiło z dniem 1 stycznia 2003 r. Zostało wówczas utworzonych sześć regionalnych spółek dystrybucyjnych będących podmiotami w pełni zależnymi od PGNiG (Spółki Gazownictwa), z którymi PGNiG zawarł długoterminowe kontrakty na dostawę gazu.

Restrukturyzacja miała wpływ na wyniki z poszczególnych segmentów działalności Spółki dzięki przeniesieniu niektórych kosztów na Spółki Gazownictwa i odejściu od zasady wewnętrznego ustalania sztywnego poziomu cen na korzyść prowadzenia polityki cenowej dostosowanej do sytuacji rynkowej.

2.2.2 Program restrukturyzacji zatrudnienia

Grupa Kapitałowa PGNiG jest w trakcie realizacji "Programu restrukturyzacji zatrudnienia w latach 2003 - 2006 (etap II)". Realizacja programu miała wpływ na koszty działalności Grupy Kapitałowej PGNiG w roku obrotowym 2003 oraz w 2004 roku.

W pierwszej połowie 2004 roku różnymi formami restrukturyzacji objętych zostało 891 pracowników, co stanowi 59,5% grona pracowników (1.497 osób), którzy mieli zostać objęci restrukturyzacją zatrudnienia w 2004 roku, z czego:

- w PGNiG - 222 osoby;
- w Spółkach Gazownictwa - 468 osób;
- w pozostałych spółkach zależnych - 201 osób.

W 2004 roku przeciętne zatrudnienie w podmiotach objętych ww. programem uległo obniżeniu o 1.155 osób, natomiast stan zatrudnienia w okresie 31 grudnia 2003 r. – 31 grudnia 2004 r. uległ obniżeniu o 1.005 pracowników.

2.3 Rozpoczęcie eksploatacji złoża ropy naftowej Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB)

W 2000 roku Grupa Kapitałowa PGNiG rozpoczęła eksploatację dużego złoża „BMB", co miało wpływ na znaczny wzrost produkcji ropy naftowej w latach 2001 i 2003. Dzięki temu Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała w tych latach wzrost przychodów z wydobycia ropy naftowej, co miało istotny wpływ na wyniki działalności Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.4 Taryfy dla paliw gazowych

Do końca 1999 roku ceny sprzedaży paliw gazowych były regulowane rozporządzeniami ministra właściwego ds. finansów. Od 2000 roku dostarczanie paliw gazowych odbiorcom krajowym podlega taryfikowaniu. W latach 2001 – 2004 taryfy podlegały kilkukrotnym zmianom na podstawie zatwierdzanych przez Prezesa URE wniosków taryfowych Grupy PGNiG. Wysokość cen i stawek opłat oraz zasad rozliczeń określone w taryfach,

w połączeniu z wielkością sprzedaży, określa wysokość przychodów w zakresie działalności koncesjonowanej Grupy PGNiG, a więc ma istotny wpływ na wyniki z działalności Grupy PGNiG.

2.5 Kursy walut

Wahania kursów walut w stosunku do PLN, w szczególności USD i EUR, w latach 2001 – 2004 miały istotny wpływ na wynik z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG. Spółka sukcesywnie obniża ryzyko zmian kursowych. Wprowadzona została „Polityka zarządzania ryzykiem finansowym", za prowadzenie której odpowiedzialny jest Komitet Ryzyka. Wyodrębnione zostały komórki odpowiedzialne za zawieranie transakcji (Dział Skarbu), ich rozliczanie (Dział Kredytów i Rozliczeń), a także pomiar ryzyka finansowego (Dział Zarządzania Ryzykiem). Kwartalnie Zarząd zatwierdza krótkoterminowy plan zabezpieczeń, na podstawie którego dokonywane są zabezpieczenia narażonych na ryzyko ekspozycji handlowych i finansowych.

2.6 Pozostałe czynniki

2.6.1 Ceny produktów ropopochodnych i ich wpływ na koszty importu gazu ziemnego

Biorąc pod uwagę, że głównym zagranicznym źródłem pochodzenia dostaw gazu ziemnego dla PGNiG jest Rosja, to mimo, iż Spółka importuje również gaz ziemny z Krajów Azji Środkowej oraz, w mniejszym stopniu, z krajów Europy Zachodniej, cena gazu rosyjskiego, pozyskiwanego na podstawie Kontraktu Jamalskiego, ma istotny wpływ na całkowitą wartość importu gazu ziemnego oraz ceny sprzedaży gazu ziemnego odbiorcom PGNiG. Cena gazu pozyskiwanego w ramach Kontraktu Jamalskiego jest oparta o ceny produktów ropopochodnych. W związku z tym, istotny jest poziom cen produktów ropopochodnych, który wpływa na koszty importu największej części gazu ziemnego. Kształtowanie się cen produktów ropopochodnych ma istotny wpływ na wyniki działalności Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.6.2 Zmiana warunków Kontraktu Jamalskiego

W czerwcu 2003 roku, w wyniku porozumień zawartych pomiędzy Rządami Rosji i Polski, PGNiG wynegocjował zmiany w Kontrakcie Jamalskim, w wyniku czego zobowiązania PGNiG zostały istotnie zmniejszone co ograniczyło ryzyka związane z klauzulą „*take or pay*" (pol. „*bierz lub płać*") zawartą w tym kontrakcie. Dzięki temu Spółka uzyskała większe możliwości pozyskiwania gazu ziemnego z innych źródeł co miało pozytywny wpływ na wyniki finansowe PGNiG.

Istotne zmiany w Kontrakcie Jamalskim wprowadzone w czerwcu 2003 roku obejmowały:

- zmniejszenie wielkości rocznych dostaw gazu w okresie od 2003 do 2021 roku o 34% z wielkości 230,1 mld m^3 (podstawy negocjacji) do 152,4 mld m^3 (wg GOST);
- wydłużenie kontraktu o 1 rok, tj. do 2022 roku;
- określenie technicznych możliwości odbioru rocznych wielkości dostaw gazu ziemnego poprzez wskazanie innych punktów zdawczo-odbiorczych, (w których odbywa się pomiar ilości i określenie wskaźników jakościowych gazu), poza punktem odbioru w Kondratkach, tj. przez punkty Drozdowicze, Wysokoje i Tietierowka oraz określenie wielkości gazu odbieranego przez poszczególne punkty odbioru.
- jednocześnie ograniczona została ilość gazu, jaką PGNiG zmuszone jest sprowadzić w czasie kwartałów letnich, charakteryzujących się niższym zapotrzebowaniem na gaz. Dotychczas kontrakt zobowiązywał PGNiG, aby w każdym z dwóch kwartałów letnich (II i III kwartał) importowało nie mniej niż ściśle określony procent rocznych ilości kontraktowych tzw. minimum kwartalne. W wyniku renegocjacji kontraktu zmniejszono te zobowiązania PGNiG poprzez wprowadzenie w to miejsce zapisu o obowiązku odebrania minimalnych ilości w czasie trwania całego półrocza letniego (II i III kwartał łącznie), tzw. minimum letnie. Nowe zapisy obniżają o trzy punkty procentowe część rocznych dostaw gazu, które PGNiG musi odbierać w okresie cechującym się najniższym zużyciem gazu w Polsce (II i III kwartał roku). Powyższe zmiany pozwolą PGNiG ograniczyć nakłady inwestycyjne na budowę pojemności magazynowych i koszty sezonowego magazynowania gazu.

2.6.3 Zmiana warunków dostaw gazu z Niemiec

We wrześniu 2004 roku PGNiG zawarł nową umowę na dostawy gazu ziemnego z firmami E.ON Rurhgas i VNG. Nowa umowa obniżyła cenę dostarczanego gazu oraz wprowadziła mechanizm ograniczający jej wzrost. Nowe warunki dostaw pozytywnie wpłynęły na wyniki finansowe PGNiG.

2.6.4 Ograniczenia wynikające z Euroobligacji

W 2001 roku, PGNiG Finance B.V. wyemitowało Euroobligacje o wartości nominalnej 800.000 tys. EUR. W rezultacie emisji na Spółkę nałożony został obowiązek spełniania określonych warunków. Warunki te dotyczyły między innymi ograniczeń w zaciąganiu dalszych zobowiązań ponad kwotę 1.500.000 tys. EUR oraz sprzedaży, przekazywania, darowania lub wydzierżawienia określonych aktywów. Warunki te mogą być postrzegane jako czynniki mające w przeszłości wpływ na wyniki i działalność Spółki w latach 2001-2004. Informacje dotyczące Euroobligacji zostały przedstawione w pkt. 21 Rozdziału IV Prospektu. Euroobligacje zostały wykupione i umorzone w dniu 6 kwietnia 2005 r.

2.6.5 Podatek od nieruchomości

Od 2001 roku, w związku z likwidacją zwolnienia z podatku od nieruchomości, na Grupie PGNiG jako właścicielu majątku sieciowego ciążą obowiązki z tytułu podatku od nieruchomości od budowli związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej. Podstawą opodatkowania jest wartość, o której mowa w przepisach o podatkach dochodowych, ustalona na dzień 1 stycznia roku podatkowego, stanowiąca podstawę obliczania amortyzacji w tym roku, niepomniejszona o odpisy amortyzacyjne, a w przypadku budowli całkowicie zamortyzowanych - ich wartość z dnia 1 stycznia roku podatkowego, w którym dokonano ostatniego odpisu amortyzacyjnego, natomiast w przypadku, gdy od budowli nie dokonuje się odpisów amortyzacyjnych - podstawę opodatkowania stanowi ich wartość rynkowa określona przez podatnika. Wartość części budowli położonych w danej gminie, w przypadku budowli usytuowanych na obszarze dwóch lub więcej gmin, określa się proporcjonalnie do długości odcinka budowli położonego na terenie danej gminy Wysokość stawek podatku od nieruchomości określają poszczególne rady gmin, w drodze uchwały, z tym że stawki nie mogą przekroczyć rocznie od budowli - 2% ich wartości. Z uwagi na wartość majątku sieciowego Grupy PGNiG, podatek ten ma istotny wpływ na wynik z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG.

W latach 2001, 2002, 2003 i 2004, kwoty podatku od nieruchomości wyniosły odpowiednio 203.527 tys. zł, 377.413 tys. zł, 260.363 tys zł i 272.398 tys zł.

2.7 Pochodne instrumenty finansowe

Spółka i spółki zależne: Geofizyka Kraków Sp. z o.o. oraz PNiG Kraków sp. z o. o., zawierają transakcje na instrumentach pochodnych, aby zabezpieczyć się przed ryzykiem zmian kursów walutowych i stóp procentowych mających wpływ na określone aktywa, zobowiązania i transakcje dewizowe.

Spółki nie stosują rachunkowości zabezpieczeń. Instrumenty finansowe są wyceniane według wartości godziwej. Zmiany w wartości godziwej są uwzględniane w rachunku zysków i strat.

Wartość rzeczywista swapów procentowych i transakcji forward jest ustalana metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych do wygaśnięcia.

W roku 2001 Spółka po raz pierwszy zastosowała zasady rachunkowości zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR 39) oraz z przepisami obowiązującymi od roku 2002, tj. Ustawą o Rachunkowości i rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 12 grudnia 2001 r. w sprawie szczegółowych zasad uznawania, metod wyceny, zakresu ujawniania i sposobu prezentacji instrumentów finansowych (Dz.U. Nr 149, poz. 1674, z późn. zm.). Zgodnie z tymi przepisami, przedsiębiorstwa mają obowiązek ujmowania wszystkich instrumentów pochodnych według wartości godziwej.

2.8 Zbycie aktywów

W latach 2001 – 2004 PGNiG dokonał zbycia akcji i udziałów w kilkudziesięciu podmiotach. W szczególności przedmiotem zbycia były:

<u>w roku obrotowym 2001:</u>

- Zakłady Azotowe ANWIL S.A.;
- SUPERGAZ Sp. z o.o.;
- ZRUG Wrocław Sp. z o.o. (zbycie części udziałów) i ZRUG Zabrze Sp. z o.o. (zbycie części udziałów);

<u>w roku obrotowym 2002:</u>

- Bank Amerykański w Polsce S.A.;
- Pharmgas Sp. z o.o.;
- Zakład Urządzeń Gazowniczych (ZUG) Gazomet Sp. z o.o. (zbycie części udziałów);

w roku obrotowym 2004:

- Polskie Huty Stali S.A.;
- ZUG Gazomet Sp. z o.o. (zbycie pozostałych udziałów).

Transakcje te miały korzystny wpływ na wyniki z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG oraz umożliwiły koncentrowanie działalności Grupy Kapitałowej Emitenta na działalności podstawowej.

3 OPIS KIERUNKÓW ZMIAN W DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ PGNIG, W OKRESIE OD SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ZAMIESZCZONEGO W PROSPEKCIE DO DATY AKTUALIZACJI PROSPEKTU

Zdaniem Zarządu kierunki działalności Spółki nie uległy zmianie od daty ostatniego sprawozdania finansowego do dnia aktualizacji Prospektu.

W związku ze zbyciem udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa, które nastąpiło w dniu 28 kwietnia 2005 r., na podstawie umowy opisanej w pkt. 14 Rozdziału VII Prospektu, PGNiG zaprzestało prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie przesyłania paliw gazowych. Nie oznacza to jednak zaprzestania działalności określonej w Statucie Spółki jako transport rurociągowy (PKD 60.30.Z), gdyż PGNiG w dalszym ciągu będzie transportowało gaz ziemny gazociągami, na przykład kopalnianymi.

4 PRZEWIDYWANIA DOTYCZĄCE CZYNNIKÓW WPŁYWAJĄCYCH NA PRZYSZŁE WYNIKI CO NAJMNIEJ DO KOŃCA 2005 ROKU

Niniejsza część Prospektu zawiera omówienie czynników zewnętrznych i wewnętrznych, które będą miały wpływ na przyszłe wyniki co najmniej do końca 2005 roku.

Czynniki zewnętrzne

- Zmiana metodologii kalkulacji taryf w obrocie paliwami gazowymi

Aktualna metodologia określania taryf na obrót paliwami gazowymi obejmuje uwzględnienie kosztów wydobycia gazu ze źródeł krajowych w koszyku kosztów stanowiących podstawę kalkulacji tych taryf, co przy aktualnych poziomach cen zakupu gazu z importu skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym niż wynikałoby z kosztów jego zakupu z importu. Stopniowe zbliżanie cen gazu krajowego do poziomu cen gazu importowanego umożliwi Spółce osiągnięcie wyższego poziomu przychodów oraz poprawę rentowności sprzedaży gazu pochodzącego z wydobycia krajowego.

- Opracowanie i zatwierdzenia nowych taryf

Wejście w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego jak również podjęcie przez PGNiG Przesył działalności w ramach posiadanych koncesji na przesyłanie, będzie się wiązało z koniecznością opracowania nowych zasad rozliczeń dostosowanych do struktury i funkcjonowania rynku gazu w Polsce, a także opracowania cen i stawek opłat zgodnych z wymogami prawnymi. Przewidywana zmiana zasad kształtowania taryf dotyczyć będzie przede wszystkim możliwości uwzględnienia przy kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału, podobnie jak ma to miejsce w przypadku określania taryf na rynkach europejskich, jak również stopniowego odchodzenia od przyjętych ograniczeń struktury opłat stałych i zmiennych w przesyłaniu.

Nowe, oparte na regule zwrotu z kapitału taryfy powinny wspomóc realizację przez Emitenta celów takich jak, w szczególności:

- inwestowanie z zyskiem w rozwój i rozszerzanie rynku;
- stworzenie mechanizmów zachowania równowagi taryfowej zarówno pomiędzy poszczególnymi działalnościami jak i grupami odbiorców;
- umocnienie pozycji konkurencyjnej przed planowanym całkowitym uwolnieniem rynku w 2007 roku.

Nie ma pewności, że oczekiwanie Emitenta dotyczące odzyskania poprzez ceny i opłaty taryfowe zwrotu z zaangażowanego kapitału w pełnej wysokości może być zaakceptowane przez Prezesa URE przy zatwierdzaniu taryf.

- PGNiG Przesył

PGNiG Przesył został utworzony przez PGNiG jako odrębna osoba prawna w dniu 16 kwietnia 2004 r. i rozpoczął działalność z dniem 1 lipca 2004 r. Zważywszy na znaczenie OSP dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, Rada Ministrów RP w Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., oprócz wypełnienia wymogów Nowej Dyrektywy Gazowej, postanowiła o udostępnieniu majątku przesyłowego, będącego

własnością PGNiG, PGNiG Przesył i przeniesieniu wszystkich udziałów PGNiG Przesył na Skarb Państwa, które to przeniesienie nastąpiło w dniu 28 kwietnia 2005 r. Opis umowy darowizny udziałów PGNiG Przesył został zamieszczony w pkt. 14 Rozdziału VII Prospektu. Ponadto, w dniu 29 kwietnia 2005 r. Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o podziale zysku za 2004 rok i ustanowiło dywidendę niepieniężną o wartości 500.000 tys. zł. Na dywidendę będą przeznaczone między innymi aktywne elementy systemu przesyłowego w postaci tłoczni gazu i stacji gazowych celem wyposażenia OSP w kluczowe elementy systemu przesyłowego.

Stopniowe przejmowanie na własność pozostałego majątku przesyłowego przez PGNiG Przesył zostanie zrealizowane na podstawie wieloletniej Umowy Leasingu z jednoczesnym zobowiązaniem PGNiG do sukcesywnego zbywania określonych składników systemu przesyłowego na rzecz PGNiG Przesył.

Pomimo faktu, że zbycie udziałów PGNiG Przesył pozbawi PGNiG źródła przychodów z działalności przesyłowej, strata ta zostanie częściowo wyrównana przychodami z tytułu opłaty leasingowej. Zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. PGNiG będzie również zobowiązany do finansowania nakładów inwestycyjnych związanych z rozbudową systemu przesyłowego oddanego w leasing PGNiG Przesył. Wytworzone lub nabyte aktywa, stanowiące składniki systemu przesyłowego, będą przedmiotem Umowy Leasingu lub odrębnych umów leasingu o podobnych warunkach do Umowy Leasingu.

Czynniki wewnętrzne

- Wzrost krajowego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

W roku 2005 zdolność Grupy Kapitałowej PGNiG do zwiększenia krajowej produkcji gazu będzie miała korzystny wpływ na jej rozwój w perspektywie krótko- i długoterminowej, w szczególności w przypadku pomyślnego dla Spółki wyniku zmian zasad ustalania cen sprzedaży wydobywanego gazu na poziomie kształtowanym przez rynek lub ceny paliw gazowych nabywanych na rynku międzynarodowym.

PGNiG przyjęła strategię agresywnego wzrostu poziomu wydobycia ropy naftowej i pomimo faktu, iż ilość wydobywanej w 2005 roku ropy naftowej będzie niewielka w porównaniu do ilości wydobytego paliwa gazowego, będzie ona jednak znacząca ze względu na fakt, że sprzedaż ropy naftowej jest działalnością nieregulowaną, co umożliwi Spółce sprzedaż wydobytej ropy naftowej po cenach rynkowych/umownych.

- Wprowadzanie zarządzania kosztami

Wprowadzenie oprogramowania „Centralny System Zamówień" oraz „Zarządzanie Relacjami z Dostawcami" będzie miało wpływ na wyniki Spółki w perspektywie krótkoterminowej. Centralny System Zamówień pozwoli Spółce skorzystać ze zwiększonej liczby zamówień otrzymywanych w drodze przeprowadzonego przetargu zgodnie ze standardowymi umowami, a Zarządzanie Relacjami z Dostawcami poprawi efektywność systemu informatycznego Spółki.

Kolejnym działaniem mającym na celu zarządzanie kosztami jest zmniejszenie zatrudnienia w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. Przekształcenia te będą również miały wpływ na wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG w perspektywie krótkoterminowej.

Znaczenie działań wdrażających procedury zarządzania kosztami będzie wzrastać w miarę jak ich zasięg obejmie całą Grupę Kapitałową PGNiG.

Zmniejszenie zatrudnienia realizowane jest głównie w ramach wieloletniego „Programu restrukturyzacji zatrudnienia", którego działaniem (założeniami) objęte jest PGNiG i spółki Grupy Kapitałowej PGNiG. Program zakłada stymulowanie dobrowolnych odejść z pracy w przypadkach, gdy pracownik nabywa uprawnienia do emerytury, wcześniejszej emerytury lub świadczenia przedemerytalnego, likwidację stanowisk pracy oraz tzw. wydzielanie działalności wraz z realizującymi daną czynność pracownikami do podmiotów zewnętrznych, np. spółek pracowniczych, a także „wewnętrzna" alokacja pracowników w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. Stymulowania dokonuję się m. in. przez gwarantowanie zainteresowanym pracownikom odpraw (tytułów osłonowych) w wysokościach określonych w ww. programie, zróżnicowanych w zależności od realizowanych form (typów działania) restrukturyzacji zatrudnienia. Integralną częścią „Programu restrukturyzacji zatrudnienia" są ograniczenia w zatrudnianiu nowych pracowników, obowiązujące w PGNiG i w spółkach Grypy Kapitałowej PGNiG. Aktualnie ww. program sformułowany jest z horyzontem czasowym do końca 2006 roku, lecz trwają już negocjacje z partnerami społecznymi, których celem jest m. in. porozumienie się co do dalszego obowiązywania programu również w 2007 roku. W założeniach na 2005 rok przewiduje się objęcie restrukturyzacją zatrudnienia 1.107 pracowników oraz przyjęcia do pracy na poziomie 300 osób. Ponadto działania objęte „Programem restrukturyzacji zatrudnienia" sformułowanym w 2003 roku przewidywały, że w wyniku zbycia wszystkich udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG obniży się dodatkowo o około 2.300 osób.

- Restrukturyzacja finansowania

W dniu 12 grudnia 2003 r. PGNiG zawarło z konsorcjum polskich i zagranicznych banków umowę kredytową, na podstawie której PGNiG pozyskał finansowanie na kwotę do 600.000 tys. EUR. W efekcie działań PGNiG, mających na celu przeniesienie do spółki PGNiG Przesył działalności przesyłowej, Emitent wykorzystał 600.000 tys. EUR kredytu w celu sfinansowania wykupu obligacji, wyemitowanych przez jego spółkę celową – PGNiG Finance B.V. - w 2001 roku. Koszty związane z wykupem obligacji będą miały negatywny wpływ na wyniki w 2005 roku, natomiast pozytywny efekt wykupu odnotowany zostanie w wyniku 2006 roku.

- Uzyskanie przez PGNiG statusu spółki publicznej i pozyskanie środków finansowych w wyniku publicznej emisji akcji

Program inwestycyjny wynikający ze strategii Grupy Kapitałowej PGNiG wskazuje na znaczne potrzeby finansowe Spółki. Dostępne obecnie możliwości finansowania rozwoju nie są wystarczające do realizacji strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w oczekiwanym terminie. Ponadto, charakter prowadzonej działalności wymaga znacznych nakładów kapitałowych. Istotnym czynnikiem wpływającym na realizację strategii Grupy Kapitałowej PGNiG będzie pozyskanie środków finansowych na publicznym rynku kapitałowym. PGNiG oczekuje, że w wyniku publicznej emisji Akcji pozyska środki finansowe w wysokości ok. 1.500.000 tys. zł, które będą przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego, określonego w pkt. 6 Rozdziału I Prospektu. Wskazane środki finansowe spowodują wzrost kapitałów własnych PGNiG, co zwiększy także możliwości pozyskania finansowania w formie długu.

Perspektywy rozwoju

Działalność gospodarcza PGNiG do co najmniej końca 2005 roku będzie koncentrować się na wdrożeniu strategii opisanej w pkt. 6 niniejszego Rozdziału.

5 PROGNOZY DOTYCZĄCE CZYNNIKÓW MAJĄCYCH WPŁYW NA PRZYSZŁE WYNIKI EMITENTA W KOLEJNYCH LATACH

Czynniki, które mogą mieć wpływ na przyszłe wyniki Emitenta to w szczególności:.

- Konieczność pozyskania nowego finansowania

W związku z koncentracją spłaty całego zadłużenia przypadającą na lata 2005-2007, Spółka będzie potrzebowała zrefinansować część z istniejącego zadłużenia już w drugiej połowie 2005 roku. W tym celu przewiduje się pozyskanie nowego finansowania, które może mieć charakter albo nowego kredytu bankowego, albo nowej emisji papierów wartościowych albo przedłużenia terminu wymagalności istniejącego kredytu. Nie przewiduje się istotnego zwiększenia aktualnego poziomu zadłużenia Spółki, którego to wzrost mógłby wpłynąć na ewentualne zwiększenie obciążeń finansowych z tytułu zaciągniętych zobowiązań.

- Pojawienie się na rynku nowych podmiotów prowadzących działalność konkurencyjną wobec Spółki

Konkurencja w świetle zniesienia ograniczeń w stosowaniu zasady TPA i utraty odbiorców

PGNiG utrzymuje dotychczas dominującą pozycję na rynku gazu ziemnego w Polsce (ponad 98% wolumenu dostaw do odbiorców indywidualnych korzystających z gazu ziemnego w Polsce). Od pewnego czasu jednak w Polsce działają niezależni od PGNiG dostawcy gazu ziemnego. Są to prywatne podmioty gospodarcze, na ogół z udziałem kapitału zagranicznego, przede wszystkim niemieckiego. Ich działalność jest ograniczona do pewnych obszarów kraju (przede wszystkim dotyczy do zachodniej części Polski) oraz koncentruje się na dystrybucji gazu wśród niewielkich odbiorców przemysłowych oraz odbiorców indywidualnych. W większości przypadków gaz ziemny sprzedawany przez te firmy jest wcześniej kupowany od PGNiG. W związku ze zniesieniem ograniczeń w stosowaniu zasady TPA należy przewidywać, że zwiększy się aktywność dużych firm gazowniczych o zasięgu europejskim, które będą dążyły do zawarcia umów sprzedaży z dotychczasowymi odbiorcami przemysłowymi PGNiG. Sprzyjać temu będzie prowadzona od pewnego czasu przez niektórych odbiorców PGNiG polityka korporacyjna, która wymaga zapewnienia co najmniej dwóch niezależnych dostawców gazu ziemnego. Najbardziej narażonym na działalność firm konkurencyjnych wobec PGNiG w Polsce jest sektor elektro–energetyczny oraz grupa średnich odbiorców gazu ziemnego o stabilnej sytuacji finansowej. Tym niemniej nie należy oczekiwać w najbliższym czasie gwałtownej zmiany w kompozycji polskiego rynku odbiorców gazu ziemnego, lecz należy przewidywać ewentualne zmniejszenie przyrostu jego sprzedaży przez PGNiG z powodu pojawienia się nowych dostawców zapewniających dostawy uzupełniające gazu ziemnego dla dotychczasowych odbiorców PGNiG. Należy się spodziewać, że będą oni działali na polskim rynku oferując posiadany przez siebie gaz ziemny pochodzenia wschodniego. Poziom konkurencji z pewnością będzie jednak zależał od tempa wzrostu popytu na gaz ziemny w Polsce.

Konkurencja na rynku poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

Na rynkach międzynarodowych sektor naftowo-gazowy jest niezwykle konkurencyjny, zwłaszcza w zakresie działalności poszukiwawczej oraz eksploatacji i rozwoju nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Na rynku krajowym konkurencja jest jak dotychczas ograniczona. Emitent nie wyklucza jednak, że w przyszłości, po uzyskaniu stosownych koncesji, pojawią się na rynku poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej przedsiębiorstwa, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG. Niektóre z tych konkurencyjnych przedsiębiorstw posiadają silną pozycję na rynkach międzynarodowych oraz większe zasoby finansowe od PGNiG. Dzięki temu mogą one być w stanie przeznaczyć większe środki niż PGNiG na badania i poszukiwania nowych złóż, jak również nabywanie praw do ich eksploatowania. W Polsce poszukiwania i rozpoznawanie złóż odbywa się w oparciu o koncesje wydawane przez Ministra Środowiska na ogół na 6 lat i zawierające warunki na jakich koncesje zostały udzielone. Prawo Geologiczne i Górnicze nie precyzuje jednoznacznie przedłużania ważności koncesji po ww. okresie. W związku z tym, istnieje ryzyko utraty przez PGNiG obecnie posiadanych koncesji z uwagi na nieuzyskanie przedłużenia ważności koncesji lub ich cofnięcia przez organ koncesyjny. Ubieganie się PGNiG o uzyskanie koncesji ponownie lub dla nowych obszarów wymaga uczestnictwa w otwartym przetargu na uzyskanie użytkowania górniczego, którego uzyskanie warunkuje wydawanie koncesji. W związku z tym, w przetargach otwartych przedsiębiorstwa posiadające większe środki finansowe od PGNiG są w stanie złożyć korzystniejszą ofertę niż PGNiG w zakresie deklarowanych nakładów na poszukiwania dla obszarów objętych przetargiem.

Konkurencja ze strony dystrybutorów gazu dysponujących własną infrastrukturą przesyłową

Oprócz PGNiG i Spółek Gazownictwa wchodzących w skład Grupy PGNiG działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych prowadzą również inne przedsiębiorstwa, w tym takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. Ich działalność jest ograniczona głównie do obszarów w zachodniej części Polski oraz koncentruje się na dystrybucji gazu wśród niewielkich odbiorców przemysłowych oraz odbiorców indywidualnych. Według stanu na dzień 3 stycznia 2005 r. Prezes URE udzielił 60 koncesji na prowadzenie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, jednakże nie wszystkie z przedsiębiorstw posiadających koncesję rozpoczęły działalność. Wielce prawdopodobnym jest, że wraz ze zmianą przepisów pozwalającą na uwzględnienie w kalkulacji taryf stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału, przedsiębiorstwa te rozpoczną działalność, a te które już ją prowadzą zintensyfikują ją. Największym zagrożeniem dla interesów PGNiG jest ewentualna budowa przez podmioty niezależne od PGNiG połączeń transgranicznych na wschodniej lub zachodniej granicy Polski. Budowa przez te przedsiębiorstwa alternatywnej infrastruktury do transportu gazu w stosunku do infrastruktury Grupy PGNiG może mieć negatywny wpływ na możliwości rozwojowe Grupy PGNiG w przyszłości, może także skutkować utratą klientów na obszarach gdzie będzie funkcjonować więcej niż jedna sieć gazownicza oraz tworzyć presję na obniżenie stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję.

Konkurencja w zakresie magazynowania gazu ziemnego

W sektorze magazynowania gazu ziemnego Grupa Kapitałowa PGNiG jest w chwili obecnej jedynym dostawcą usług i prawdopodobnie zachowa wiodącą pozycję rynkową, chociaż może dążyć do podjęcia współpracy z międzynarodowymi firmami w celu osiągnięcia korzyści z posiadania strategicznej lokalizacji pomiędzy rosyjskimi dostawcami oraz konsumentami z krajów Europy Zachodniej, jak również budowy dodatkowej infrastruktury.

- Znaczny wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

Spółka uważa, że posiadane obecnie zasoby złóż pozwolą na zrealizowanie celów strategicznych w zakresie wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej.

Oczekuje się, że wydobycie ropy naftowej stanie się w perspektywie długoterminowej znaczącym składnikiem działalności Spółki i będzie coraz bardziej istotnym czynnikiem wpływającym na przyszłe wyniki Spółki.

- Wzrost zużycia gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

Obecnie zużycie gazu ziemnego w Polsce pozostaje znacznie poniżej średniej w krajach UE. W 2003 roku udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych stanowił w Polsce około 12% łącznego zużycia energii, średnia dla UE wynosiła 23%.

W związku z tym, przewiduje się, że rola gazu ziemnego i ropy naftowej w polskim bilansie energetycznym kraju będzie wzrastać wraz z przekształceniami gospodarczymi związanymi z rozwojem rynkowego modelu gospodarki. Poza tym wzrost zużycia gazu ziemnego jako alternatywnego – wobec węgla – źródła energii uważany jest za istotny składnik przyjętego przez Polskę planu mającego na celu wypełnienie zobowiązań, wynikających z regulacji UE dotyczących wykorzystania źródeł energii i ochrony środowiska naturalnego.

Obecnie produkcja energii elektrycznej w Polsce bazuje na węglu kamiennym i węglu brunatnym. Wobec faktu, że energia elektryczna produkowana z tych paliw jest powszechnie uważana za tzw. „brudną energię", a Polska będąc sygnatariuszem Protokołu z Kioto z dnia 12 grudnia 1997 r. czyli międzynarodowej umowy o redukcji zanieczyszczenia atmosfery, czyni starania aby uczestniczyć w europejskim systemie handlu emisjami (ETS) z czym wiąże się uzgodnienie z Komisją Europejską Narodowego Planu Alokacji określającego dopuszczalne poziomy emisji CO_2 oraz zobowiązała się w traktacie akcesyjnym spełnić określone limity emisji SO_2, stosowane przez krajowych producentów technologie wymagają ogromnych nakładów na instalacje oczyszczające (zwłaszcza odsiarczające) bądź też zastępowania starych mocy bardziej ekologicznymi. Eksperci szacują niezbędne nakłady na kwotę 12.700.000 tys. EUR. Ponieważ gaz ziemny jest najbardziej przyjaznym środowisku paliwem kopalnym i obecnie podstawową barierą jego powszechnego zastosowania w wytwarzaniu energii elektrycznej jest jego cena, a właściwie relacja cenowa względem innych paliw, jest prawdopodobnym, że przy rosnących kosztach korzystania ze środowiska (w przypadku, gdy producent nie jest w stanie zmieścić się w przyznanych limitach emisyjnych zmuszony będzie odkupić je od innego podmiotu, który dysponuje nadwyżkami), rosnącej cenie pozwoleń na emisję oraz ewentualnej polityce Państwa promującej zastosowanie bardziej ekologicznych paliw (kraje UE stosują w tym celu zróżnicowane stawki akcyzy) duża część nowobudowanych jednostek wytwórczych może pracować na gazie ziemnym.

Spadek zużycia węgla i coraz powszechniejsze w Polsce korzystanie z paliwa gazowego jako źródła energii będzie istotnym czynnikiem dla dalszego wzrostu sprzedaży i rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta.

- Ceny gazu/Kontrakt Jamalski

Cena importowanego gazu ziemnego oraz cena rynkowa ropy naftowej będą głównymi czynnikami mającymi wpływ na przyszłe wyniki Spółki. Cena gazu w największym kontrakcie importowym Spółki jest indeksowana do cen produktów ropopochodnych, których to ceny zależą od ceny ropy naftowej. Czynnikiem mającym wpływ na długoterminowy rozwój Spółki jest relacja pomiędzy ceną gazu ziemnego oferowanego odbiorcom, a ceną jego pozyskania przez Spółkę oraz popyt na gaz ziemny.

Z uwagi na dostępne możliwości pozyskania gazu ziemnego i możliwe do uzyskania ceny, stopień uzależnienia od gazu z Rosji pozostanie wysoki w perspektywie długoterminowej, co będzie czynnikiem wpływającym na plany rozwoju Spółki. Po korzystnej renegocjacji warunków Kontraktu Jamalskiego z Gazpromem w 2003 roku i z uwagi na poziom cen otrzymywanego gazu, pewność dostaw od tak znaczącego partnera jak również określoną elastyczność w kształtowaniu ilości dostarczonego gazu w poszczególnych okresach, kontrakt ten pozostanie najistotniejszym kontraktem importowym PGNiG. Jego opis znajduje się w pkt. 9.1 Rozdziału V Prospektu.

- Szersze zastosowanie przez Polskę postanowień Nowej Dyrektywy Gazowej

Proces implementacji Nowej Dyrektywy Gazowej jest istotnym czynnikiem, który będzie miał wpływ na rozwój przedsiębiorstwa Emitenta i jego przyszłe wyniki finansowe. W wyniku implementacji tej dyrektywy PGNiG zbył udziały PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa. Utrata przychodów z tytułu przesyłu zostanie jednak w znacznej części zrekompensowana uzyskaniem przez PGNiG przychodów z tytułu płatności leasingowych wynikających z Umowy Leasingu.

- Relacje z odbiorcami/budowanie marki

Umiejętność wykorzystywania istniejącej bazy odbiorców oraz zdolność poszerzania ich grona jest istotnym czynnikiem dla długoterminowego rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta. W perspektywie długoterminowej znaczną wartość stanowić będzie fakt utrzymania przez PGNiG 100% udziału we wszystkich 6 Spółkach Gazownictwa, budowa nowej marki korporacyjnej i rozwój obecnej marki produktowej.

- Wejście PGNiG na międzynarodowy rynek poszukiwań i wydobycia

Możliwość znacznego zaangażowania się międzynarodowych podmiotów z sektora gazowego na rynku polskim, w szczególności po dacie pełnej liberalizacji rynku gazu (tj. po 1 lipca 2007 r.) oraz większej konkurencji na krajowym rynku poszukiwań i wydobycia może spowodować, że PGNiG będzie aktywniej podejmować działalność za granicą. Rozwój działalności Spółki na rynkach zagranicznych (bezpośrednio lub z udziałem partnerów) będzie miał wpływ na program inwestycyjny PGNiG i jego potencjał wzrostu.

- Wdrożenie systemu SAP

Wdrożenie systemu SAP będzie kolejnym czynnikiem wpływającym na przyszłe wyniki Emitenta. Jest ono częścią prowadzonych obecnie przez Spółkę szerzej zakrojonych działań mających na celu redukcję kosztów.

6 STRATEGIA ROZWOJU I PLANY INWESTYCYJNE EMITENTA

Średniookresowa strategia Grupy Kapitałowej PGNiG opiera się o jej wiodącą pozycję na krajowym rynku gazu ziemnego - PGNiG jest jedyną pionowo zintegrowaną spółką w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. PGNiG, mając na względzie atrakcyjność krajowego rynku gazu, zamierza wykorzystać swoją pozycję rynkową do dalszego rozwoju.

W związku z faktem otwarcia krajowego rynku gazu na konkurencję (konsekwencja implementacji Nowej Dyrektywy Gazowej) oraz przekształceniami restrukturyzacyjnymi będącymi wynikiem Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. (w tym przekazanie działalności przesyłowej do PGNiG Przesył) strategia Grupy Kapitałowej PGNiG koncentruje się na działalności poszukiwawczo-wydobywczej oraz działalności handlowej.

Udokumentowane zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG na koniec 2004 roku wynosiły 880,1 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Wysokość wskaźnika zasoby/wydobycie – dla ropy naftowej na poziomie 44 na koniec 2004 roku, a dla gazu ziemnego na poziomie 25 na koniec 2004 roku – umożliwia Spółce zachowanie stabilnego wydobycia w średnim i długim okresie. Gaz z wydobycia własnego uniezależnia częściowo Spółkę od wahań cen gazu ziemnego w kontraktach importowych i pozwala oferować odbiorcom konkurencyjne warunki cenowe.

Strategia rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG w średnim okresie opiera się na czterech filarach:

- wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej;
- zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego;
- ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej;
- wzrost efektywności działalności i obniżenie kosztów.

W celu osiągnięcia celów strategicznych Grupa Kapitałowa PGNiG planuje realizację intensywnego programu inwestycyjnego w latach 2005-2008. W tym okresie Spółka zamierza przeznaczyć na inwestycje ok. 8,75 mld zł, z czego ok. 3,6 mld zł w obszarze poszukiwań i wydobycia, ok. 2,35 mld zł w obszarze przesyłu i ok. 2,45 mld zł w obszarze dystrybucji. W ramach tego programu Spółka przyjęła plan inwestycyjny na 2005 rok. W latach 2005-2006 program inwestycyjny będzie w znacznym stopniu współfinansowany ze środków pozyskanych z Oferty Publicznej.

Zwiększenie zdolności produkcyjnych, ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej, poprawa jakości obsługi odbiorców i optymalizacja struktury kosztów powinny umożliwić utrzymanie przez Grupę Kapitałową PGNiG wiodącej pozycji na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz zwiększenie efektów finansowych jej działalności.

Wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

W zakresie kluczowej dla PGNiG działalności w obszarze poszukiwań i wydobycia, bazując na posiadanych udokumentowanych zasobach gazu ziemnego i ropy naftowej, Spółka zamierza w najbliższych latach zwiększać wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej.

Spółka przewiduje, że roczne wydobycie gazu ziemnego osiągnie poziom ok. 4,5 mld m^3 w 2005 roku z planowanym poziomem rocznego wydobycia w wysokości ok. 5,5 mld m^3 do końca 2008 roku. PGNiG przewiduje osiągnięcie rocznego wydobycia ropy naftowej w wysokości ok. 600 tys. ton do końca 2005 roku i planuje, że wielkość rocznego wydobycia osiągnie poziom ok. 1,4 mln ton do końca 2008 roku.

W średnim horyzoncie czasowym (do 2008 roku) działalność Spółki w zakresie wydobycia gazu ziemnego będzie koncentrować się na udokumentowanych i eksploatowanych zasobach. Spółka przewiduje, że w 2008 roku około 25% wydobywanego gazu ziemnego pochodzić będzie ze złóż, które obecnie są na różnych etapach procesu inwestycyjnego i których eksploatacja rozpocznie się w latach 2005-2007.

Planowane zwiększone wydobycie ropy naftowej będzie pochodzić przede wszystkim z dwóch złóż (ponad 90% planowanego wydobycia): eksploatowanego złoża Dębno oraz zagospodarowywanego złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów.

W celu zwiększenia poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, PGNiG planuje blisko dwukrotne zwiększenie wydatków inwestycyjnych na rozwój i zagospodarowanie złóż w perspektywie średnioterminowej.

Planowany przez PGNiG wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, a następnie utrzymanie poziomu wydobycia w perspektywie długoterminowej, wymaga udokumentowania nowych zasobów tych surowców. W okresie następnych czterech lat (2005-2008) Spółka zamierza przeznaczyć na działalność poszukiwawczą środki

finansowe na poziomie nie niższym niż w latach ubiegłych i utrzymać w tym okresie wskaźnik odbudowy zasobów (nowo udokumentowane zasoby/wydobycie) na poziomie co najmniej 1,1.

Spółka rozważa również możliwość większego niż dotychczas zaangażowania w poszukiwania i wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej poza granicami kraju. Spółka analizuje dostępne opcje inwestycyjne zarówno w krajach, w których są obecne podmioty Grupy Kapitałowej PGNiG, jak również w innych krajach. Ponieważ większość państw rozważanych jako przyszły cel zagranicznego rozwoju Spółki charakteryzuje się wyższym ryzykiem prowadzenia działalności gospodarczej niż Polska, ostateczne decyzje odnośnie kierunków i stopnia zaangażowania nie zostały podjęte.

Zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego

W najbliższych latach Grupa PGNiG zamierza realizować działania ukierunkowane na zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego i pozyskanie nowych odbiorców, jednakże polityka handlowa Grupy PGNiG będzie bardziej selektywna niż w latach ubiegłych. W celu pozyskania nowych odbiorców Grupa PGNiG będzie kontynuować rozbudowę istniejących oraz budowę nowych sieci gazowych na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych.

Ponadto Spółka analizuje wybrane możliwości dywersyfikacji zakresu oferowanych produktów i usług, np. sprzedaż CNG, produkcja energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wykorzystaniem gazu ziemnego, oferowanie innych usług związanych z sektorem energetycznym.

Jednym z działań ukierunkowanych na utrzymanie i pozyskanie atrakcyjnych odbiorców jest wdrożenie w Grupie PGNiG organizacji menedżerów kluczowych klientów, skoncentrowanych na obsłudze wybranych odbiorców, ciągłym monitorowaniu ich potrzeb i sytuacji finansowej. PGNiG zamierza prowadzić bardziej zindywidualizowaną politykę handlową i zaoferować odbiorcom bardziej zróżnicowaną obsługę dostosowaną z jednej strony do ich potrzeb, a z drugiej uwzględniającą ryzyko handlowe np. sprzedaż jedynie gazu ziemnego, sprzedaż gazu ziemnego wraz z usługami (przesył, magazynowanie, przeglądy, doradztwo, projektowanie, itp.).

Wobec szerszego otwarcia rynku na konkurencję, dla skutecznej realizacji strategii Grupy PGNiG istotne jest, aby firma była rozpoznawana przez odbiorów i oceniana jako solidny oraz pożądany dostawca produktów i usług. Ponadto, z uwagi na konkurencję pomiędzy różnymi nośnikami energii, istotną kwestią jest promowanie gazu ziemnego jako paliwa wygodnego, bezpiecznego, przyjaznego środowisku i relatywnie taniego. W tym celu Spółka zamierza zintensyfikować działania marketingowe i kontynuować strategię marki produktowej „GAZ ZIEMNY" oraz wdrożyć strategię marki korporacyjnej.

W celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego z alternatywnych do wschodniego kierunków oraz stworzenia możliwości eksportu, PGNiG podjęło działania zmierzające do budowy połączenia (interkonektora) z siecią przesyłową na terytorium Niemiec w ramach współpracy z partnerem niemieckim VNG.

Ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej

Na rynku gazu w Polsce zachodzą obecnie zmiany strukturalne i regulacyjne w związku z dostosowaniem sektora do Nowej Dyrektywy Gazowej oraz Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. Ponadto 3 maja 2005 r. weszła w życie Nowelizacja Prawa Energetycznego. W wyniku powyższych zmian stopniowej ewolucji będą musiały ulegać regulacje dotyczące sposobu kalkulacji taryf, w tym m. in. obowiązku zatwierdzania taryf na działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym.

Obecnie sprzedawany przez Grupę PGNiG gaz ziemny, pochodzący z własnych źródeł, jest objęty taryfą, podobnie jak gaz ziemny pochodzący z importu. PGNiG dąży do tego, aby cena lub formuła cenowa sprzedaży gazu ziemnego pochodzącego z własnych złóż mogła być swobodnie negocjowana pomiędzy zainteresowanymi kontrahentami, a więc być ustalana na poziomie wyznaczanym przez rynek. Przyjęcie takiego rozwiązania miałoby istotny wpływ na zwiększenie przychodów Grupy PGNiG.

Spółka przewiduje znaczący wzrost sprzedaży gazu ziemnego, który nie będzie objęty taryfą. W przeszłości Spółka zrealizowała sprzedaż wyłączoną z obowiązku taryfowego w latach 2001, 2002, 2003 i 2004, odpowiednio na poziomie 238 mln m^3, 245 mln m^3, 254 mln m^3 i 397 mln m^3. Szacowany poziom sprzedaży pozataryfowej w 2005 roku wynosi 576 mln m^3.

W obszarze dystrybucji, obecny poziom taryf nie umożliwia uzyskiwania godziwej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału. Grupa PGNiG podejmie starania, aby przyszłe taryfy uwzględniały uzyskanie wyższego zwrotu na kapitale, co będzie miało istotny wpływ na zwiększenie przychodów, rentowności i wartości Grupy PGNiG.

Wzrost efektywności działalności i obniżenie kosztów

PGNiG prowadzi intensywne działania mające na celu wzrost efektywności działalności i optymalizację kosztów. Do najważniejszych działań w tym zakresie należy poszukiwanie dostaw gazu ziemnego po cenie

niższej niż wynikająca z podpisanych przez Spółkę kontraktów długoterminowych. Pomimo tego, że rynek dostaw krótkoterminowych w Europie Środkowej i Wschodniej jest rynkiem bardzo trudnym, w latach 2004-2005 Spółce udało się pozyskać gaz z Krajów Azji Środkowej na korzystnych warunkach. Spółka będzie starała się kontynuować te działania także w przyszłych latach.

W latach 2000–2002 w Grupie Kapitałowej PGNiG realizowano „Program restrukturyzacji zatrudnienia", którego działaniem objęto ponad 11.000 pracowników, z czego 10.500 pracowników wypłacono przewidziane Programem jednorazowe wypłaty i rekompensaty. Następnie wynegocjowano z partnerami społecznymi kontynuowanie ww. programu w latach 2003 –2006, jako jego II etap, a obecnie negocjowana jest możliwość kontynuowania tych działań również w 2007 roku. Przewiduje się, że w latach 2003–2006, różnymi formami przewidzianymi w programie objętych zostanie ponad 7.300 pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG. W latach 2003 – 2004 działaniami wynikającymi z programu objętych było 3.124 pracowników podmiotów Grupy Kapitałowej PGNiG. W ramach I etapu wykorzystywano w pierwszej kolejności możliwości likwidacji tzw. prostych rezerw w zatrudnieniu, m. in. ograniczając lub likwidując przez wydzielenie na zewnątrz spółek „działalności pomocnicze". II etap, po skonsumowaniu ww. prostych rezerw, w większym stopniu dotyczy tzw. działalności podstawowych. Wobec pewnych niekorzystnych dla restrukturyzacji zatrudnienia zmian w otoczeniu prawnym, w ramach II etapu stosowane są jednorazowe wypłaty oraz rekompensaty, których wysokość jest wyższa, niż w przypadku I etapu.

W odniesieniu do kosztów Spółki związanych z usługami obcymi, zamiarem PGNiG jest znaczne obniżenie tych kosztów do końca 2006 roku. Poziomem odniesienia dla obniżki kosztów będzie poziom kosztów w 2004 roku w wysokości 655.000 tys. zł.

Kolejnym elementem programu poprawy efektywności działalności jest wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania (SAP) w Grupie Kapitałowej PGNiG.

Spółka wprowadza także procedury mające na celu obniżenie kosztów operacyjnych, obejmujących koszty materiałów i usług obcych. Spółka oczekuje, że wprowadzenie centralnego systemu zamówień i bardziej efektywnego system zarządzaniami dostawami, prowadzące do większego stopnia standaryzacji procedur w tych obszarach, przyczyni się do obniżenia kosztów.

Intensyfikując wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej, PGNiG zamierza poprawić efektywność wykorzystania aktywów trwałych poprzez zmniejszenie pozycji „Inwestycje w toku", co wiąże się z przyspieszeniem tempa zagospodarowywania odwiertów.

Oprócz powyżej opisanych działań Spółka realizuje działania ukierunkowane na zmianę struktury Grupy Kapitałowej PGNiG poprzez sprzedaż udziałów i akcji spółek nie związanych z podstawową działalnością Grupy PGNiG i podejmuje działania w zakresie optymalizacji finansowania.