

5 marca 2009

Aktualizacja raportu

**Sektor gazowy**

Polska

Cena bieżąca	3,49 PLN
Cena docelowa	3,56 PLN
Kapitalizacja	20,59 mld PLN
Free float	3,14 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	37,81 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	84,75%
Pozostali	15,25%

Strategia dotycząca sektora

Spółka działa na rynku regulowanym i prawdopodobnie w najbliższym czasie niewiele się w tym zakresie zmieni, tak więc nadal w dużej mierze wyniki PGNiG będą determinowane polityką taryfową URE. W obecnych bardzo zmiennych warunkach makro decyzje regulatora mają dla Spółki jeszcze większe znaczenie.

Profil spółki

PGNiG jest największą w Polsce spółką w sektorze wydobywania i dystrybucji gazu ziemnego o rocznej sprzedaży ponad 13,7 mld m³ gazu. Dodatkowo, Spółka działa w segmencie wydobywania ropy naftowej, której sprzedaż wyłączona jest z systemu taryfowego, dzięki czemu jest wysoce rentowna.

Ważne daty

30.04- publikacja raportu za 2008 rok
14.05- publikacja raportu za 1Q'09

PGNiG

PGNI.WA; PGN PW

Trzymaj

(Niezmieniona)

Bez pozytywnych zaskoczeń

Bardzo wysoka strata wygenerowana przez PGNiG w 4Q'08 na działalności regulowanej skłoniła nas do weryfikacji kalkulacji cen importowanego gazu w kontekście wysokiej zmienności otoczenia makroekonomicznego. W efekcie tych zmian dokonaliśmy znaczącego obniżenia prognozy wyników na 2009 rok. W naszym bazowym scenariuszu zakładamy, że polityka URE w najbliższych kwartałach nadal nie będzie sprzyjać Spółce i nie oczekujemy pozytywnych zaskoczeń na tym polu. Przy takich założeniach, po uwzględnieniu inwestycji w złoża norweskie, pakietu EuRoPolGazu i aktywów leasingowych, PGNiG jest wyceniany z wyraźną premią do porównywalnych spółek na bazie wskaźnika P/CE (20% na ten rok i 10% na 2010) i w naszej opinii nie jest atrakcyjny z punktu widzenia absolutnej stopy zwrotu. Swoją rolę defensywną walory PGNiG spełniły już w ciągu ostatnich 6 miesięcy, kiedy to były lepsze od indeksu WIG20 o prawie 50%. Zapowiedziany przez Zarząd kosztowny program inwestycyjny i w efekcie ujemny FCF w tym roku mogą dodatkowo zniechęcać do Spółki również inwestorów szukających ochrony kapitału. Po obniżeniu naszej rekomendacji do trzymaj na początku lutego, nie widzimy podstaw do zmiany tego stanowiska.

Wyniki 4Q- zaskoczenie na cenach gazu

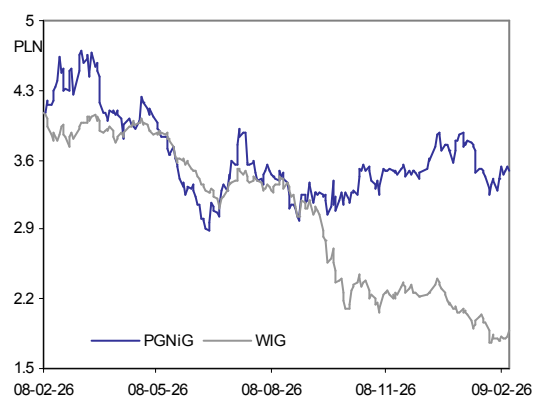
W wynikach ostatniego kwartału 2008 największym negatywnym zaskoczeniem okazała się wysoka strata segmentu obrotu, która wynikała przede wszystkim z wyższych od naszych oczekiwań cen gazu importowanego. Ta rozbieżność skłoniła nas do zweryfikowania modelu kalkulacji tych cen poprzez uwzględnienie czasowego rozłożenia transz płatności na przestrzeni kwartałów (ważne w kontekście obecnej zmienności kursu USD/PLN) i ustalania cen w USD z góry na cały kwartał. W efekcie tych zmian dokonaliśmy obniżenia prognozy EBIT segmentu obrotu na rok 2009 aż o 650 mln PLN w stosunku do poprzedniego raportu.

Decyzje URE- kluczowe

Oczekiwana na połowę marca decyzja URE przyniesie naszym zdaniem przedłużenie obowiązującej taryfy na kolejny kwartał. Regulator nie podejmie w naszej opinii ryzyka zatwierdzenia w obecnym zmiennym otoczeniu cenników na dłuższy okres. W drugiej połowie roku, przy założeniu umocnienia złotego, PGNiG będzie zmuszony obniżyć ceny.

Kosztowny program inwestycyjny

Zarząd poinformował, że w 2009 łączne nakłady na inwestycje w Grupie sięgną 5 mld PLN. Znaczna część tej kwoty zostanie przeznaczona na projekty, które nie szybko przełożą się pozytywnie na rachunek wyników (m.in. 850 mln PLN na projekty wydobywcze w Norwegii, 700 mln PLN na gazociągi interkonektowe), a zaowocują ujemną wartością FCF i pojawieniem się na bilansie długu netto. Mimo ekonomicznego uzasadnienia tych inwestycji, może mieć to wpływ na częściową utratę defensywnego charakteru PGNiG.

Kurs akcji PGNiG na tle WIG**Kamil Kliszcz**

(48 22) 697 47 06

kamil.klischcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

(mln PLN)	2007	2008	2009P	2010P	2011P
Przychody	16652,1	18433,1	18761,6	17978,0	19449,2
EBITDA	3665,9	2349,3	3216,1	3847,1	3855,6
marża EBITDA	22,0%	12,7%	17,1%	21,4%	19,8%
EBIT	2235,6	925,6	1514,2	1979,7	1903,9
Zysk netto	915,0	968,7	1211,3	1602,4	1532,7
DPS	0,17	0,19	0,14	0,18	0,14
P/E	22,5	21,3	17,0	12,9	13,4
P/CE	8,8	8,6	7,1	5,9	5,9
P/BV	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
EV/EBITDA	5,2	8,5	6,6	5,5	5,7
DYield	4,9%	5,4%	4,1%	5,3%	3,9%

Dom Inwestycyjny BRE Banku nie wyklucza złożenia emitentowi papierów wartościowych, będących przedmiotem rekomendacji oferty świadczenia usług maklerskich. Informacje o konflikcie interesów powstałym w związku ze sporządzeniem rekomendacji (o ile występuje) znajdują się na ostatniej stronie niniejszego raportu.

Wyniki za 4Q 2008 – wyższe koszty importu gazu

Skonsolidowane wyniki kwartalne PGNiG

(mln PLN)	IVQ 2008	IVQ2007	zmiana	IVQ2008P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	2008	2007	zmiana
Przychody	5 520	5 077	8,7%	5 138	7,4%	5 719	-3,5%	18 433	16 652	10,7%
EBITDA	-237	-551	-57,0%	320	-	360	-	2 308	2 291	0,8%
marża EBITDA	-4,3%	-10,8%	-60,4%	6,20%	-	6,3%	-	12,5%	13,8%	-9,0%
EBIT	-603	-904	-33,3%	-16	-	45	-	885	861	2,8%
Zysk brutto	-587	-813	-27,8%	43	-	-	-	1 011	1 002	0,9%
Zysk netto	-310	-501	-38,1%	35	-	63	-	929	915	1,5%

Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE, PAP

Wyniki za 4Q'08 mocno in minus odbiegają od naszych prognoz i konsensusu rynkowego. Na poziomie EBIT różnica sięga 600 mln PLN, ale odchylenia prezentują się różnie dla poszczególnych segmentów. Na działalności wydobywczej Spółka wypracowała 85 mln PLN zysku operacyjnego vs. oczekiwane przez nas 143 mln PLN, na co złożyły się wyższe ujemne różnice kursowe na pożyczkach do zagranicznych spółek wydobywczych (-53 mln PLN vs. oczekiwane -39 mln PLN) oraz utworzone rezerwy w związku ze zmianą stopy dyskontowej do wyliczania rezerw likwidacji odwiertów (-111 mln PLN r/r – my zakładaliśmy te sezonowe odpisy nieco optymistyczniej). Wolumeny sprzedaży były zgodne z oczekiwaniami. Na poziomie segmentu obrotu negatywne zaskoczenie było największe i wynika ono z niedoszacowania przez nas kosztów zakupu gazu z importu (wzrost kosztów r/r o 2 mld PLN) oraz znacznie niższym poborem gazu z magazynów (o połowę mniejszy pobór niż w 4Q'07). Spółka poinformowała, że marża na sprzedaży gazu wysokometanowego spadła z -5% w 3Q do -29%. Wynik operacyjny na tej działalności na poziomie -846 mln PLN (nasze oczekiwania -402 mln PLN) tym bardziej zaskakuje w kontekście bardzo wysokich zysków z hedgingu (+287 mln PLN z rozliczonych transakcji i +157 mln PLN z transakcji otwartych, podczas gdy my szacowaliśmy wynik na zabezpieczeniach na poziomie 250 mln PLN). Wpływ na gorszy wynik od naszych szacunków mógł mieć również wyższy wolumen sprzedaży gazu (-0,4 mld m³ r/r vs. -0,6 mld m³). W przypadku segmentu dystrybucji wynik również był gorszy od naszych szacunków (154 mln PLN vs. 250 mln PLN).

Skonsolidowane wyniki kwartalne PGNiG

	I kw. 07	II kw. 07	III kw. 07	IV kw. 07	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08
Przychody	5 048,5	3 392,0	3 134,6	5 054,7	5 330,4	3 929,2	3 653,5	5 520,0
EBITDA	1 246,5	826,5	761,3	-98,9	1 337,8	665,0	529,0	-236,9
EBIT	917,9	452,8	386,2	-450,6	987,4	293,6	192,7	-602,9
Upstream	261,7	284,3	356,7	98,9	336,8	208,0	244,0	85,0
wpływ kursu NOK/PLN					38,5	38,3	30,7	-39,4
Obrót	403,4	296,2	220,9	274,5	397,9	39,7	-39,3	-845,6
hedging	0,0	0,0	0,0	0,0	-45,0	-58,0	-36,0	275,0
Dystrybucja	246,3	-161,5	-116,7	53,6	267,1	-13,7	-5,0	153,6
Inne	6,5	33,8	-74,7	-877,6	-14,4	59,6	-7,0	4,2
Zysk brutto	996,5	422,7	412,6	-357,7	978,4	392,4	228,1	-586,9
Zysk netto	786,8	347,7	303,3	-164,6	779,0	280,3	181,1	-310,0

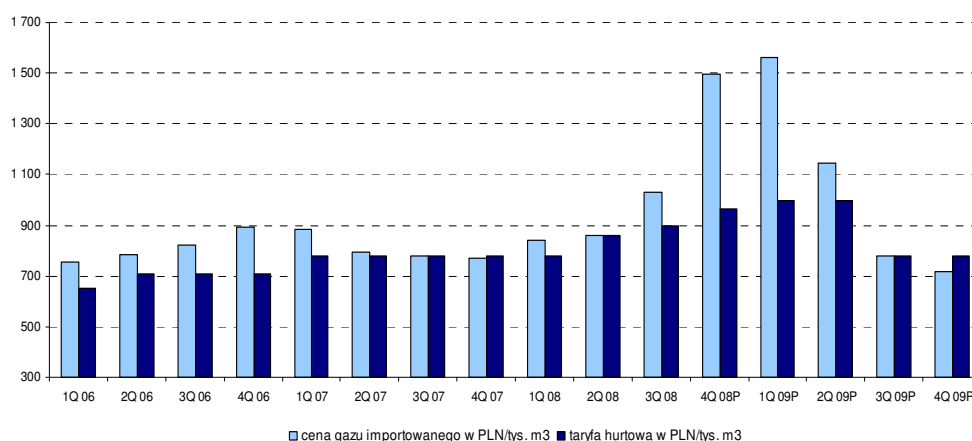
Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

Na poziomie działalności finansowej saldo wyniosło +15,9 mln PLN vs. oczekiwane 59 mln PLN, a różnica wynikała przede wszystkim z braku pozytywnej kontrybucji ze strony EuRoPolGazu (rok temu +48 mln PLN, a w 4Q'08 kurs USD/PLN był wyższy). Ostatecznie na poziomie netto, dzięki tarczy podatkowej (+276 mln PLN) PGNiG wygenerowało -310 mln PLN straty. Na poziomie jednostkowym roczny zysk wyniósł 620 mln PLN i ta kwota będzie podstawą do wypłaty dywidendy.

Perspektywy na 2009 rok

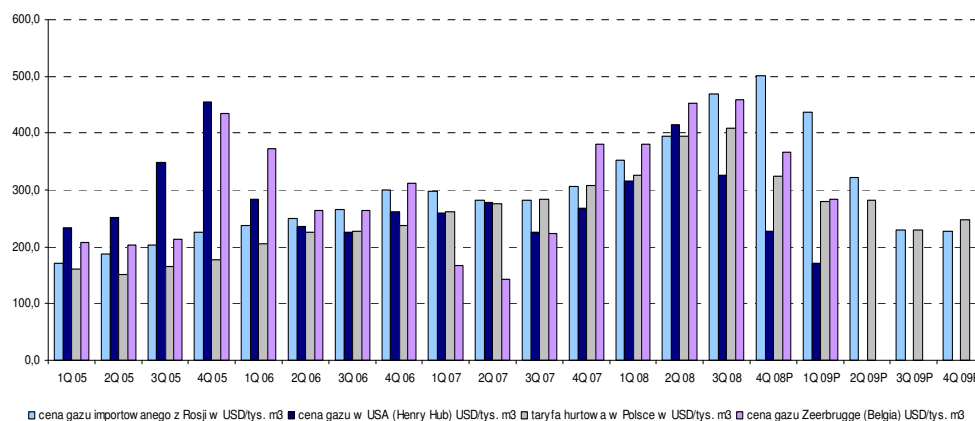
- Segment wydobywczy-** otoczenie makro będzie dla działalności wydobywczej w 2009 roku znacznie mniej sprzyjające niż w roku ubiegłym, kiedy to średnie realizowane ceny sprzedaży ropy kształtowały się na rekordowych poziomach. Zysk operacyjny na sprzedaży tego surowca będzie więc znacznie mniejszy. EBIT całego segmentu spadnie jednak w naszej opinii w znacznie mniejszym stopniu, głównie z uwagi na spodziewaną wyższą rentowność sprzedaży pozataryfowej gazu (wyższy średni poziom taryfy i powrót do wyższych wolumenów po problemach technicznych w 3Q'08) oraz lepsze wyniki na działalności usługowej (poszukiwanie i wydobywanie) ze względu na już podpisane kontrakty i wyższy kurs USD/PLN. Ostatecznie szacujemy, że EBIT segmentu wydobywczego ukształtuje się na poziomie około 830 mln PLN vs. 958 mln PLN rok wcześniej. Przy porównywaniu tych wartości warto jeszcze uwzględnić jednorazowe koszty rezerw (przede wszystkim na likwidację odwiertów), które łącznie w 2008 roku zaniżyły wynik o prawie 160 mln PLN.
- Segment obrotu-** Wyniki za 4Q'08 skłoniły nas do weryfikacji naszych kalkulacji dotyczących kosztów zakupu gazu z importu. Z uwagi na wysoką zmienność kursu walutowego, w celu zwiększenia dokładności naszych szacunków, dokonaliśmy ponownych wyliczeń cen w imporcie uwzględniając terminy płatności (koniec każdego miesiąca) i fakt ustalania ceny dolarowej z góry na cały kwartał (wcześniej opieraliśmy nasze prognozy na założeniu indeksowania ceny surowca w odstępach miesięcznych). Te zmiany oraz nowe założenia kursu USD/PLN skłoniły nas do znacznego obniżenia prognozy zysku operacyjnego segmentu obrotu z wcześniejszych 890 mln PLN do 230 mln PLN na rok 2009. Obniżenie zysku dotknęło przede wszystkim 1Q'09, gdzie wzrost kosztów w stosunku do naszych pierwotnych założeń był największy i nie zostanie w pełni zrekomensowany ani przez zyski z hedgingu ani przez efekt wyższego poboru tańszego surowca z magazynów. Kluczową niewiadomą, jaka może jeszcze wpłynąć na te szacunki w ciągu roku, będzie oczywiście polityka taryfowa URE. Nasz scenariusz bazowy zakłada, że obecnie toczące się postępowanie taryfowe zakończy się przedłużeniem obowiązującej taryfy do końca 2Q'09, a w związku z zakładanym przez nas umocnieniem złotego w drugiej połowie roku PGNiG zostanie zmuszone do obniżenia cen o około 20%. Nie widzimy w tym momencie szans na korzystniejsze rozstrzygnięcia dla Spółki w tym zakresie, gdyż regulator przy tak zmiennym otoczeniu makro będzie raczej ostrożny i nie zgodzi się na dodatkowe marże dla koncernu. Dodatkową presję na ceny gazu w Polsce będzie wywierał lobbying firm chemicznych, które przy naszych założeniach bez obniżki taryfy od 3Q'09 będą zmuszone płacić za surowiec znacznie więcej niż ich konkurenci z Europy Zachodniej.

Cena gazu z importu vs. taryfa hurtowa (PLN/tys. m³)



Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Cena gazu w Polsce, w Europie i USA w USD/tys. m³



Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

- Segment dystrybucji**- ten segment powinien naszym zdaniem charakteryzować się największą stabilnością i przewidywalnością wyników. W ujęciu r/r oczekujemy poprawy EBIT o prawie 95 mln PLN do poziomu 570 mln PLN, co będzie przede wszystkim efektem uwzględnienia wyższych taryf w 1Q'09 (w kluczowym kwartale pod względem sezonowego wzrostu wolumenów) uzyskanych przez spółki dystrybucyjne w kwietniu 2008 roku.
- CAPEX 2009**- Zarząd przedstawił w ostatnim czasie bardzo ambitny i rozbudowany plan wydatków inwestycyjnych, które mogą sięgnąć w 2009 roku aż 5 mld PLN. Istotną część tych inwestycji stanowią wydatki na zagospodarowanie norweskiego złoża Skarv (około 650 mln PLN) oraz inne projekty wydobywcze w tamtym regionie (200 mln PLN). Z uwagi na nieuwzględnianie przyszłych przychodów z tych inwestycji w naszym modelu DCF, zdecydowaliśmy się nie brać tych kwot pod uwagę, aby sztucznie nie zaniżyć wyceny Spółki (przypominamy, że przy wycenie tradycyjnie powiększamy wartość PGNiG o dotychczasowe inwestycje w Norwegii). Z planów capexu ogłoszonych przez Zarząd, z uwagi na brak szczegółowych informacji, wyłączamy również 250 mln PLN, które mają pochłonąć inwestycje kapitałowe. Z pozostałych 3,9 mld PLN podział na poszczególne segmenty kształtuje się równomiernie. Około 1 mld PLN Spółka przeznaczy na prace poszukiwawcze, utrzymanie wydobycia i projekty mające na celu zwiększyć w przyszłości poziom produkcji węglowodorów. Kolejny 1 mld PLN to wydatki na infrastrukturę dystrybucyjną. Na rozbudowę pojemności magazynowych zostanie przeznaczony około 800 mln PLN, a na rurociągi przesyłowe łączące polski system z Niemcami i hubem w Baumgarten około 700 mln PLN.

Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2005	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P
Cena ropy naftowej w USD/Bbl	55	65	73	98	53	70	80	90	90	90	90	90	90	90
Cena ropy naftowej z 9M opóźnieniem w USD/Bbl	49	63	65	98	68	64	75	83	90	90	90	90	90	90
Cena ważona gazu importowanego w USD/tys. m ³	190	261	296	420	317	284	337	360	360	360	360	360	360	360
Średni ważony poziom taryfy hurtowej w PLN/tys. m ³	527	694	779	864	895	816	893	902	877	882	888	895	899	898
PLN/USD średniorocznie	3,23	3,11	2,77	2,42	3,39	2,96	2,80	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
EUR/PLN średniorocznie	4,02	3,90	3,79	3,48	4,30	3,91	3,80	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Sprzedaż gazu w PGNiG w mld m ³ *	13,6	13,5	13,6	13,9	13,6	13,8	14,3	15,0	15,3	15,8	16,5	17,0	17,0	17,0
Import gazu w mld m ³	9,7	10,0	9,3	10,0	9,6	9,7	10,2	10,9	11,0	11,5	12,2	12,7	12,7	12,7
Wydobycie krajowe w mld m ³	4,3	4,3	4,3	4,1	4,3	4,3	4,3	4,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Wydobycie ropy naftowej w mln ton	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sprzedaż gazu poza taryfą w mld m ³	0,55	0,56	0,63	0,58	0,63	0,63	0,63	0,63	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83

Źródło: Bloomberg, PGNiG, szacunki DI BRE

Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF (po uwzględnieniu wartości bieżącej umowy leasingu aktywów przesyłowych, posiadanych udziałów w EuRoPolGazie oraz udziałów w złożach gazu na szelfie norweskim), cenę docelową akcji PGNiG szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 3,56 PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	3,07
Wycena DCF	50%	3,53
	cena wynikowa	3,30
	cena docelowa za 9 m-cy	3,56

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec 2008 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2008 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
3. Posiadane udziały w złożach norweskich uwzględniamy po cenie ich nabycia skorygowanej o dotychczasowe zmiany cen węglowodorów oraz kursu USD/PLN. Ze względu na brak „efektów” tej inwestycji po stronie przychodów, wycenę korygujemy in plus również o wysokości dotychczasowych nakładów poniesionych na przygotowanie złoża Skarv.
4. Capex po roku 2012 obniżamy do poziomu 1,85 mld PLN z uwagi na fakt, iż w naszych prognozach wydobywania gazu nie uwzględniamy nowych wolumenów w okresie 2011-17.
5. Oczekujemy, że uruchomienie projektu LMG rozpocznie się ze znacznym opóźnieniem w stosunku do pierwotnych planów Spółki (przesunięcie z 2010 roku na 2013). Zgodnie z ogłoszonym przez PGNiG komunikatem obniżamy także prognozy wydobywania krajowego w przyszłym roku i kolejnych latach z 4,6 mld m³ do 4,3 mld m³.
6. Wartość firmy powiększamy o aktualną wartość umowy leasingu aktywów przesyłowych (0,677 mld PLN) oraz wartość posiadanego przez PGNiG pakietu spółki EuRoPolGaz.
7. W roku 2017 amortyzacja jest nieco wyższa niż CAPEX, co nie jest możliwe do utrzymania w dłuższym terminie, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 1,85 mld PLN.
8. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy dynamikę sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2018.
9. Po roku 2017 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,29%, współczynnik beta na poziomie 0,9.



Model DCF wyceny akcji PGNiG

(mln PLN)	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2018+
Przychody ze sprzedaży	18 762	17 978	19 449	20 522	20 809	21 920	22 862	23 679	23 765	23 769	23 773
zmiana	1,8%	-4,2%	8,2%	5,5%	1,4%	5,3%	4,3%	3,6%	0,4%	0,0%	0,0%
EBITDA	3 216,1	3 847,1	3 855,6	3 723,9	4 196,2	4 559,6	4 721,3	4 878,2	4 944,7	4 958,0	4 958,8
marża EBITDA	17,1%	21,4%	19,8%	18,1%	20,2%	20,8%	20,7%	20,6%	20,8%	20,9%	20,9%
Amortyzacja	1 701,9	1 867,4	1 951,7	2 026,5	1 998,5	1 984,3	2 007,8	2 037,1	2 075,6	2 039,8	1 850,0
EBIT	1 514,2	1 979,7	1 903,9	1 697,3	2 197,7	2 575,3	2 713,4	2 841,2	2 869,1	2 918,2	3 108,8
marża EBIT	8,1%	11,0%	9,8%	8,3%	10,6%	11,7%	11,9%	12,0%	12,1%	12,3%	13,1%
Opodatkowanie EBIT	287,7	376,1	361,7	322,5	417,6	489,3	515,6	539,8	545,1	554,5	590,7
NOPLAT	1 226,5	1 603,5	1 542,1	1 374,8	1 780,1	2 086,0	2 197,9	2 301,3	2 323,9	2 363,7	2 518,2
CAPEX	-3 900	-2 642	-2 742	-2 375	-2 025	-1 850	-1 850	-1 850	-1 850	-1 850	-1 850
Kapitał obrotowy	-62,3	368,8	-687,7	-8,2	-551,1	-254,0	-156,6	255,0	-2,6	-0,1	-2,6
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0
FCF	-1 033,8	1 198,1	64,5	1 018,2	1 202,5	1 966,3	2 199,1	2 743,4	2 547,0	2 553,4	2 515,6
WACC	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%
współczynnik dyskonta	90,3%	81,5%	73,5%	66,4%	59,9%	54,1%	48,8%	44,1%	39,8%	35,9%	35,9%
PV FCF	-933,1	976,1	47,4	675,8	720,4	1 063,3	1 073,4	1 208,6	1 012,8	916,5	
WACC	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%
Koszt długu	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
Stopa wolna od ryzyka	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%	6,29%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Koszt kapitału własnego	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Wzrost FCF po okresie prognozy					2,0%	Analiza wrażliwości					
Wartość rezydualna (TV)					28 619	Wzrost FCF w nieskończoności					
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)					10 272		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy					6 761	WACC +1,0pp	3,34	3,47	3,62	3,81	4,06
Wartość firmy (EV)					17 033	WACC +0,5pp	3,40	3,54	3,71	3,93	4,20
Dług netto					-515	WACC	3,47	3,62	3,81	4,06	4,37
Udziałowcy mniejszościowi					9	WACC -0,5pp	3,54	3,71	3,93	4,20	4,56
Wartość firmy					17 548	WACC -01,0pp	3,62	3,81	4,06	4,37	4,79
Wartość udziałów w EuRoPolGazie					1 363						
Bieżąca wartość leasingu majątku przesyłowego					677						
Wartość udziałów w złożach norweskich					1 258						
Ostateczna wartość PGNiG					20 837						
Liczba akcji (mln)					5 900						
Wartość firmy na akcję (PLN)					3,53						
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego					8,0%						
Cena docelowa					3,81						
EV/EBITDA('09) dla ceny docelowej					6,8						
P/E('09) dla ceny docelowej					18,6						
Udział TV w EV					60%						

Wycena porównawcza

W grupie porównawczej uwzględniliśmy zarówno spółki funkcjonujące w segmencie użyteczności publicznej (dystrybucja i wytwarzanie energii elektrycznej, wody i gazu), jak i podmioty typowo wydobywcze czy przesyłowe. Z uwagi na relatywnie wysoki poziom amortyzacji w PGNiG zdecydowaliśmy się zastąpić tradycyjnie wykorzystywany wskaźnik P/E, wskaźnikiem P/CE, który neutralizuje niemiernodajne wyniki uzyskiwane na bazie mnożnika cena/zysk netto. Horyzont wyceny porównawczej ustaliliśmy na lata 2008-10 i dla każdego roku przyjęliśmy identyczną wagę na poziomie. Ostateczny wynik uzyskany z wyceny porównawczej powiększamy o wartość leasingu aktywów przesyłowych, wartość EuRoPolGazu i złóż norweskich.

	Cena	P/CE				EV/EBITDA				
		2007	2008	2009P	2010P	2007	2008	2009P	2010P	
Gentrica	2,52	7,7	8,3	7,1	6,5	5,5	5,3	4,9	4,7	
Enagas	11,94	6,7	6,2	5,6	5,0	8,7	8,1	7,2	6,3	
E.ON.	20,43	4,8	4,7	4,1	3,9	6,3	5,8	5,2	4,9	
Gaz de France	24,08	13,5	4,8	4,8	4,5	14,7	5,5	5,1	4,7	
Gas Natural SDG	13,71	3,8	3,4	3,3	2,9	4,9	4,4	3,9	3,4	
Novatek	97,11	14,8	7,5	10,3	6,0	11,6	6,2	7,4	4,6	
RWE AG	49,31	5,7	5,5	5,0	4,5	3,7	3,7	3,5	3,2	
Suez	22,15	5,4	4,8	4,8	4,4	6,2	5,6	5,1	4,8	
Maksimum		14,8	8,3	10,3	6,5	14,7	8,1	7,4	6,3	
Minimum		3,8	3,4	3,3	2,9	3,7	3,7	3,5	3,2	
Mediana		6,2	5,2	4,9	4,5	6,3	5,6	5,1	4,7	
PGNiG*	3,49	5,0	7,2	5,9	5,0	4,9	7,1	5,2	4,4	
(premia / dyskonto)		-19,7%	40,2%	20,8%	10,8%	-22,2%	28,2%	2,4%	-7,1%	
Implikowana wycena										
Mediana		6,2	5,2	4,9	4,5	6,3	5,6	5,1	4,7	
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%			
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	
Implikowana wartość firmy na akcję (PLN)		2,6								
Wartość EuRoPolGazu na akcję		0,2								
Wartość umowy leasingu na akcję		0,1								
Wartość złóż norweskich na akcję		0,2								
Ostateczna wartość 1 akcji PGNIG		3,07								

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2008

*od kapitalizacji rynkowej odejmujemy wartość leasingu, EuRoPolGazu i posiadanych udziałów w złożach norweskich (wyniki będące podstawą kalkulacji wskaźników są oczyszczone z wpływu tych czynników)

**Rachunek wyników**

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2011P
Przychody ze sprzedaży	15 197,7	16 652,1	18 433,1	18 761,6	17 978,0	19 449,2	20 521,7
<i>zmiana</i>	<i>21,0%</i>	<i>9,6%</i>	<i>10,7%</i>	<i>1,8%</i>	<i>-4,2%</i>	<i>8,2%</i>	<i>5,5%</i>
EBIT, w tym	1 470,0	851,6	925,6	1 514,2	1 979,7	1 903,9	1 697,3
Segment Wydobycie i Produkcja	987,7	1 001,1	957,8	834,7	751,9	827,0	857,8
Segment Obrót i Magazynowanie	258,6	1 195,7	-447,3	232,4	685,8	550,0	250,4
Segment Dystrybucja	231,3	-1 311,1	402,4	474,6	569,4	554,3	616,5
Pozostałe i wyłączenia konsolidacyjne	-7,6	-34,1	-27,4	-27,4	-27,4	-27,4	-27,4
Koszty, odpisy jednorazowe	0,0	1 384,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
EBIT oczyszczony	1 470,0	2 235,6	925,6	1 514,2	1 979,7	1 903,9	1 698,3
<i>zmiana</i>	<i>5,2%</i>	<i>-42,1%</i>	<i>4,0%</i>	<i>71,0%</i>	<i>30,7%</i>	<i>-3,8%</i>	<i>-10,8%</i>
<i>marża EBIT</i>	<i>9,7%</i>	<i>13,4%</i>	<i>5,0%</i>	<i>8,1%</i>	<i>11,0%</i>	<i>9,8%</i>	<i>8,3%</i>
Wynik na działalności finansowej	24,6	167,2	125,4	-18,9	-1,6	-11,8	-16,2
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	77,5	-16,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Zysk brutto	1 572,0	1 002,7	1 051,2	1 495,5	1 978,2	1 892,3	1 683,3
Podatek dochodowy	244,1	86,7	82,1	284,1	375,9	359,5	319,4
Udziałowcy mniejszościowi	0,5	1,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	1 327,4	915,0	968,7	1 211,3	1 602,4	1 532,7	1 363,9
<i>zmiana</i>	<i>50,9%</i>	<i>-31,1%</i>	<i>1,5%</i>	<i>30,5%</i>	<i>32,3%</i>	<i>-4,3%</i>	<i>-11,1%</i>
<i>marża</i>	<i>8,7%</i>	<i>5,5%</i>	<i>5,3%</i>	<i>6,5%</i>	<i>8,9%</i>	<i>7,9%</i>	<i>6,6%</i>
Amortyzacja	1 296,1	1 430,3	1 423,7	1 701,9	1 867,4	1 951,7	2 026,5
EBITDA	2 766,2	3 665,9	2 349,3	3 216,1	3 847,1	3 855,6	3 724,9
<i>zmiana</i>	<i>-1,2%</i>	<i>-17,5%</i>	<i>1,2%</i>	<i>39,3%</i>	<i>19,6%</i>	<i>0,2%</i>	<i>-3,4%</i>
<i>marża EBITDA</i>	<i>18,2%</i>	<i>22,0%</i>	<i>12,7%</i>	<i>17,1%</i>	<i>21,4%</i>	<i>19,8%</i>	<i>18,2%</i>
Liczba akcji na koniec roku (mln.)	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0
EPS	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2
CEPS	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6
ROAE	6,3%	4,3%	4,6%	5,8%	7,5%	7,0%	6,0%
ROAA	4,3%	3,1%	3,3%	4,0%	5,3%	4,9%	4,2%

**Bilans**

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2011P
AKTYWA	30 677,5	28 401,9	29 788,2	30 220,7	30 596,4	32 231,4	32 787,2
Majątek trwały	23 234,5	22 131,1	22 574,4	24 095,8	24 870,1	25 660,0	26 008,5
Rzeczowe aktywa trwałe	18 762,1	18 715,5	20 588,4	22 769,8	23 565,7	24 363,1	24 716,0
Wartości niematerialne i prawne	80,8	84,6	152,5	169,2	147,6	140,1	135,6
Udziały w innych podmiotach	589,3	557,5	556,9	556,9	556,9	556,9	556,9
Pozostałe aktywa trwałe	3 802,4	2 773,4	1 276,6	600,0	600,0	600,0	600,0
Majątek obrotowy	7 443,0	6 270,8	7 213,8	6 124,9	5 726,3	6 571,4	6 778,7
Zapasy	1 351,2	1 216,0	1 721,2	1 773,6	1 428,3	2 071,8	2 047,7
Należności krótkoterminowe	2 473,3	3 331,0	3 760,9	3 827,9	3 668,1	3 968,2	4 187,1
Pozostałe aktywa obrotowe	79,4	140,2	305,4	305,4	305,4	305,4	305,4
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	3 539,1	1 583,6	1 426,3	218,0	324,5	226,0	238,5
PASYWA	30 677,5	28 401,9	29 788,2	30 220,7	30 596,4	32 231,4	32 787,2
Kapitał własny	21 145,7	21 013,1	20 757,5	21 132,9	21 644,9	22 376,2	22 971,5
Kapitał akcyjny	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0
Pozostałe kapitały własne	15 245,7	15 113,1	14 857,5	15 232,9	15 744,9	16 476,2	17 071,5
Kapitał mniejszości	7,7	8,7	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Zobowiązania długoterminowe	6 724,1	3 879,6	4 075,5	4 075,5	4 075,5	4 104,3	4 094,2
Pożyczki i kredyty	2 343,8	31,4	40,5	40,5	40,5	69,4	59,3
Pozostałe	4 380,2	3 848,2	4 034,9	4 034,9	4 034,9	4 034,9	4 034,9
Zobowiązania krótkoterminowe	2 800,0	3 500,6	4 946,2	5 003,4	4 867,0	5 741,9	5 712,5
Pożyczki i kredyty	113,6	106,7	870,7	870,7	870,7	1 489,6	1 273,6
Zobowiązania handlowe	2 175,5	2 408,0	3 207,0	3 264,1	3 127,8	3 383,8	3 570,4
Pozostałe	511,0	985,9	868,5	868,5	868,5	868,5	868,5
Dług	2 457,5	138,1	911,2	911,2	911,2	1 559,0	1 332,8
Dług netto	-1 081,6	-1 445,5	-515,1	693,2	586,7	1 333,0	1 094,4
(Dług netto / Kapitał własny)	-5,1%	-6,9%	-2,5%	3,3%	2,7%	6,0%	4,8%
(Dług netto / EBITDA)	-0,4	-0,4	-0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
BVPS	3,6	3,6	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9



Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2011P
Przepływy operacyjne	1 535,2	3 028,7	1 546,4	2 912,7	3 900,3	2 858,4	3 456,1
Zysk netto	1 327,9	1 252,1	928,6	1 211,3	1 602,4	1 532,7	1 361,9
Amortyzacja	1 296,1	1 430,3	1 423,7	1 701,9	1 867,4	1 951,7	2 026,5
Kapitał obrotowy	-537,0	-606,5	-235,5	-62,3	368,8	-687,7	-8,2
Pozostałe	-551,9	952,9	-570,3	61,6	61,6	61,6	75,9
Przepływy inwestycyjne	-867,2	-2 455,6	-2 286,1	-3 900,0	-2 641,7	-2 741,7	-2 375,0
CAPEX	-1 582,1	-2 980,0	-2 566,5	-3 900,0	-2 641,7	-2 741,7	-2 375,0
Pozostałe	714,9	524,4	280,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	-295,0	-2 547,5	580,7	-220,9	-1 152,1	-215,3	-1 068,7
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	7,7	-2 295,4	769,8	0,0	0,0	647,8	-226,1
Dywidenda (buy-back)	-203,5	-153,0	-171,0	-835,7	-1 090,2	-801,2	-766,4
Pozostałe	-99,2	-99,1	-18,1	614,8	-61,9	-61,9	-76,2
Zmiana stanu środków pieniężnych	352,9	-1 975,6	-157,4	-1 208,3	106,5	-98,5	12,5
Środki pieniężne na koniec okresu	3 539,1	1 583,6	1 426,3	218,0	324,5	226,0	238,5
DPS (PLN)	0,15	0,17	0,19	0,14	0,18	0,14	0,13
FCF	402,9	-7,3	-534,9	-1 030,2	1 198,4	66,7	1 022,2
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	10,4%	17,9%	13,9%	20,8%	14,7%	14,1%	11,6%

Wskaźniki rynkowe

	2006	2007	2008	2009P	2010P	2011P	2011P
P/E	15,5	22,5	21,3	17,0	12,9	13,4	15,1
P/CE	7,8	8,8	8,6	7,1	5,9	5,9	6,1
P/BV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
P/S	1,4	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	0,0
FCF/EV	2,1%	0,0%	-2,7%	-4,8%	5,7%	0,3%	4,7%
EV/EBITDA	7,1	5,2	8,5	6,6	5,5	5,7	0,0
EV/EBIT	13,3	8,6	21,7	14,1	10,7	11,5	0,0
EV/S	1,3	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1	0,0
DYield	4,3%	4,9%	5,4%	4,1%	5,3%	3,9%	3,7%
Cena (PLN)	3,49						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0
MC (mln PLN)	20 591,0	20 591,0	20 591,0	20 591,0	20 591,0	20 591,0	20 591,0
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	7,7	8,7	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
EV (mln PLN)	19 517,1	19 154,2	20 084,9	21 293,2	21 186,7	21 933,0	21 694,4



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38
Dyrektor Zarządzający
Dyrektor Departamentu Analiz
michal.marczak@dibre.com.pl
Strategia, telekomunikacja, surowce, metale, media

Departament Analiz:

Marta Jeżewska tel. (+48 22) 697 47 37
Wicedyrektor
marta.jezewska@dibre.com.pl
Banki

Analicycy:

Kamil Kliszcz tel. (+48 22) 697 47 06
kamil.klischcz@dibre.com.pl
Paliwa, chemia, handel

Piotr Grzybowski tel. (+48 22) 697 47 17
piotr.grzybowski@dibre.com.pl
IT, media

Maciej Stokłosa tel. (+48 22) 697 47 41
maciej.stoklosa@dibre.com.pl
Budownictwo

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

Piotr Dudziński tel. (+48 22) 697 48 22
Dyrektor
piotr.dudzinski@dibre.com.pl

Marzena Łempicka– Wilim tel. (+48 22) 697 48 95
Wicedyrektor
marzena.lempicka@dibre.com.pl

Maklerzy:

Emil Onyszczyk tel. (+48 22) 697 49 63
emil.onyszczyk@dibre.com.pl

Grzegorz Stępień tel. (+48 22) 697 48 62
grzegorz.stepien@dibre.com.pl

Tomasz Dudź tel. (+48 22) 697 49 68
tomasz.dudz@dibre.com.pl

Michał Jakubowski tel. (+48 22) 697 47 44
michal.jakubowski@dibre.com.pl

Tomasz Jakubiec tel. (+48 22) 697 47 31
tomasz.jakubiec@dibre.com.pl

Grzegorz Strublewski tel. (+48 22) 697 48 76
grzegorz.strublewski@dibre.com.pl

„Prywatny Makler”

Jacek Szczepański tel. (+48 22) 697 48 26
Dyrektor BSOZ
jacek.szczepanski@dibre.com.pl

Paweł Szczepanik tel. (+48 22) 697 49 47
Sprzedaż
pawel.szczepanik@dibre.com.pl

Dom Inwestycyjny
BRE Banku S.A.
ul. Wspólna 47/49
00-950 Warszawa
www.dibre.com.pl



Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:

EV - dług netto + wartość rynkowa (EV- wartość ekonomiczna)

EBIT - Zysk operacyjny

EBITDA - zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją

BOOK VALUE - wartość księgową

WNDB - wynik na działalności bankowej

P/CE - cena do zysku wraz z amortyzacją

MC/S - wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży

EBIT/EV - zysk operacyjny do wartości ekonomicznej

P/E - (Cena/Zysk) - Cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję

ROE - (Return on Equity - Zwrot na kapitale własnym) - Roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych

P/BV - (Cena/Wartość księgową) - Cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję

Dług netto - kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki - środki pieniężne i ekwiwalent

Marża EBITDA - EBITDA / Przychody ze sprzedaży

Rekomendacje Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

Rekomendacja jest ważna w okresie 6-9 miesięcy, o ile nie nastąpi wcześniejsza jej zmiana. Oczekiwane zwroty z poszczególnych rekomendacji są następujące:

KUPUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji wyniesie co najmniej 15%

AKUMULUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale 5%-15%

TRZYMAJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale -5% do +5%

REDUKUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do -15%

SPRZEDAJ - oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%.

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

Niniejsze opracowanie wyraża wiedzę oraz poglądy jego autorów, według stanu na dzień sporządzenia opracowania. Niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem należytej staranności, rzetelności oraz zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które DI BRE Banku S.A. uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. DI BRE Banku S.A. nie gwarantuje jednakże dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku, gdyby informacje na których oparto się przy sporządzaniu opracowania okazały się niedokładne, niekompletne, lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowił podstawy do zawarcia umowy lub powstania zobowiązania. Niniejsze opracowanie jest przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. W szczególności ani niniejszy dokument, ani jego kopia nie mogą zostać bezpośrednio lub pośrednio przekazane lub wydane w USA, Australii, Kanadzie, Japonii.

DI BRE Banku S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania, ani za szkody poniesione w wyniku decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie niniejszego opracowania.

Do rekomendacji wybrano istotne dane z całej historii Spółki będącej przedmiotem rekomendacji ze szczególnym uwzględnieniem okresu jaki upłynął od poprzedniej rekomendacji. Inwestowanie w akcje wiąże się z szeregiem ryzyk związanych miedzy innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wyeliminowanie tych ryzyk jest praktycznie niemożliwe.

Jest możliwe, że DI BRE Banku S.A. świadczy, będzie świadczyć, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

DI BRE Banku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od emitenta za świadczone usługi.

DI BRE Banku, jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

Powielanie bądź publikowanie niniejszego opracowania lub jego części, lub rozpowszechnianie w inny sposób informacji zawartych w niniejszym opracowaniu wymaga uprzedniej, pisemnej zgody DI BRE Banku S.A.

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA .

Nadzór nad działalnością Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w DI BRE Banku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w rekomendacji:

DCF – uważana za najbardziej właściwą metodologicznie techniką wyceny; polega ona na dyskontowaniu przepływów finansowych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu

Wskaźnikowa – opiera się na porównaniu mnożników wyceny firm z branży; prosta w konstrukcji, lepiej niż DCF odzwierciedla bieżący stan rynku; do jej wad można zaliczyć dużą zmienność (wahania wraz z indeksami giełdowymi) oraz trudność w doborze grupy porównywalnych spółek.

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące PGNiG

rekomendacja	Akumuluj	Akumuluj	Trzymaj
data wydania	2008-08-14	2008-11-18	2009-02-03
kurs z dnia rekomendacji	3,48	3,35	3,78
WIG w dniu rekomendacji	41049,76	26583,32	23908,36