

18 listopada 2008

Aktualizacja raportu

**Sektor gazowy**

Polska

<b>Cena bieżąca</b>	<b>3,35 PLN</b>
<b>Cena docelowa</b>	<b>3,94 PLN</b>
Kapitalizacja	19,8 mld PLN
Free float	3,0 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	39,24 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. Dodatkowo wysokie ceny gazu nie sprzyjają wzrostowi jego konsumpcji, który nadal przegrywa w Polsce rywalizację ze znacznie tańszym węglem.

**Profil spółki**

PGNiG jest największą w Polsce spółką w sektorze wydobywania i dystrybucji gazu ziemnego o rocznej sprzedaży ponad 13,7 mld m<sup>3</sup> gazu. Dodatkowo, Spółka działa w segmencie wydobywania ropy naftowej, której sprzedaż wyłączona jest z systemu taryfowego, dzięki czemu jest wysoce rentowna.

# PGNiG

PGNI.WA; PGN PW

## Akumuluj

(Niezmieniona)

### Wyniki za 4Q mogą zaskoczyć in plus

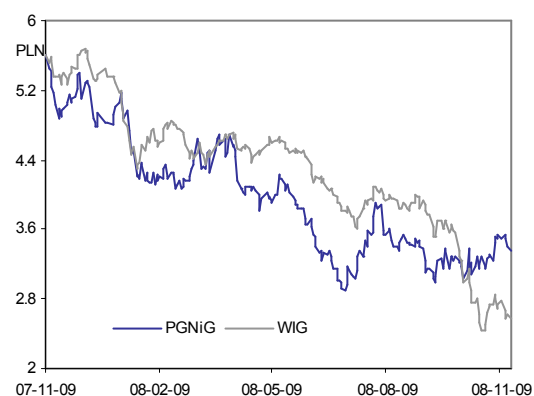
Wyniki za 3Q'08 były zgodne z naszymi oczekiwaniami, a dodatkowo zasygnalizowały iż PGNiG zabezpieczył częściowo ryzyko walutowe, co może mieć znaczący, pozytywny wpływ na wyniki 4Q. Właśnie w kontekście oczekiwanych lepszych wyników od formującego się już „czarnego” konsensusu na ostatni kwartał oraz pozytywnych perspektyw zysków na przyszły rok, ponawiamy naszą rekomendację akumuluj wyznaczając ceną docelową na poziomie 3,94 PLN. Dodatkowych pozytywnych katalizatorów dla kursu upatrujemy w pojawiających się okazjach na ciekawe i relatywnie tanie akwizycje, przede wszystkim w segmencie upstream. Zwracamy jednocześnie uwagę, iż w ostatnich tygodniach PGNiG było jedną z najlepiej zachowujących się Spółek z WIG20 (od początku października performance lepszy od indeksu o ponad 30%) stąd nie oczekujemy aby przy ewentualnym odbiciu walory koncernu były w czołówce wzrostów. Zalecamy konsekwentne akumulowanie akcji, poprzez wykorzystanie ewentualnej słabości pod 4Q.

**Perspektywa 4Q wcale nie taka straszna**

W obecnej sytuacji ważniejsze od zaprezentowanych wyników za 3Q'08 (zgodnych z naszymi oczekiwaniami) wydają się już perspektywy na 4Q, tym bardziej że rynek w najbardziej czarnych scenariuszach oczekuje nawet straty operacyjnej w ostatnich 3 miesiącach roku. Naszym zdaniem raport za 4Q może jednak zaskoczyć mocno in plus, przede wszystkim ze względu na niższą stratę w segmencie obrotu, dzięki niższej sprzedaży oraz transakcjom zabezpieczającym kurs USD/PLN. Niższy wolumen sprzedaży (wyższe średnie temperatury, ograniczenie produkcji w zakładach azotowych) będzie implikował zmniejszenie udziału droższego importowanego gazu na rzecz gazu krajowego i zapasów zgromadzonych po niższych cenach w okresie letnim. Hedging natomiast, może wg. naszych szacunków przynieść zysk sięgający nawet 300 mln PLN (w prognozach zakładamy konserwatywnie dyskonto do tych kalkulacji z uwagi na ograniczoną liczbę informacji). Dodatkowo wynik skonsolidowany poprawi naszym zdaniem segment dystrybucyjny z uwagi na uzyskane w kwietniu nowe taryfy i sezonowy wzrost wolumenu. Ostatecznie GK PGNiG powinna wygenerować nawet 180 mln PLN zysku operacyjnego.

**Nowa strategia niesie więcej szans niż ryzyko**

W ogłoszonej przez Zarząd strategii znalazły się plany wydatków inwestycyjnych w perspektywie najbliższych 6 lat w wysokości 30 mld PLN, co w obecnej niepewności w globalnej gospodarce może wzbudzać niepokój inwestorów i naruszać wizerunek PGNiG, jako spółki ze stabilnym cash flowem i nieobciążonym bilansem. Oczywiście każdy projekt inwestycyjny (w tym akwizycje) będziemy oceniać osobno, ale uważamy że przy obecnej globalnej przecenie aktywów, podmiot z takim potencjałem finansowania jak PGNiG ma szansę wykorzystać to dla budowania wartości dla akcjonariuszy. Plany wejścia w energetykę i wzmocnienia segmentu upstream traktujemy więc raczej jako szansę niż ryzyko.

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

(48 22) 697 47 06

kamil.klischcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

(mln PLN)	2006	2007	2008P	2009P	2010P
Przychody	15 197,7	16 652,1	18 937,0	18 667,1	18 717,1
EBITDA	2 766,2	3 665,9	3 066,9	3 656,4	3 460,0
marża EBITDA	18,2%	22,0%	16,2%	19,6%	18,5%
EBIT	1 470,0	2 235,6	1 674,4	2 182,8	1 890,1
Zysk netto	1 327,4	915,0	1 450,8	1 826,2	1 570,2
DPS	0,15	0,17	0,19	0,22	0,28
P/E	14,9	21,6	13,6	10,8	12,6
P/CE	7,5	8,4	7,0	6,0	6,3
P/BV	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
EV/EBITDA	6,8	5,0	5,7	4,9	5,4
DYield	4,5%	5,1%	5,7%	6,6%	8,3%

## Wyniki za 3Q 2008- zgodnie z oczekiwaniami

### Skonsolidowane wyniki kwartalne PGNiG

(mln PLN)	IIIQ 2008	IIIQ2007	zmiana	IIIQ2008P	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	I- IIIQ2008	I- IIIQ2007	zmiana
Przychody	3 654	3 135	16,6%	3 770	-3,1%	3 593	1,7%	12 913	11 575	11,6%
EBITDA	529	760	-30,4%	548	-3,5%	596	-11,2%	2 552	2 849	-10,4%
marża EBITDA	14,5%	24,3%	-40,4%	14,5%	-0,4%	16,6%	-12,7%	19,8%	24,6%	-19,7%
EBIT	193	385	-50,0%	177	9,1%	218	-11,6%	1 494	1 771	-15,6%
Zysk brutto	228	411	-44,5%	221	3,4%	-	-	1 598	1 816	-12,0%
Zysk netto	179	302	-40,8%	179	0,1%	193	-7,3%	1 239	1 416	-12,5%

Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE, PAP

Wyniki GK PGNiG za 3Q 2008 są zgodne z naszymi oczekiwaniami. Na poziomie EBIT wynik jest nieco lepszy niż szacowaliśmy, a różnica to przede wszystkim efekt niższej straty w segmencie obrotu -39 mln PLN vs. oczekiwane -81 mln PLN. W dystrybucji wynik był nieco niższy od naszych prognoz (-4,6 mln PLN vs. oczekiwane 20 mln PLN). Segment wydobywczy zanotował zysk zgodny z naszymi oczekiwaniami (244 mln PLN vs. 248 mln PLN). Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, iż w sprawozdaniu za 3Q nastąpiła zmiana wyników za 1H'08 i reklasyfikacja wyceny i rozliczenia instrumentów pochodnych związanych z aktywami zagranicznymi w segmencie wydobywczym, co zwiększyło wynik tego segmentu za pierwsze półrocze o 91 mln PLN (to tłumaczy różnicę między raportowanym EBIT za 3Q, a EBIT implikowanym przez różnicę wyników za 9 miesięcy i 6 miesięcy tego roku, czyli 1,5 mld PLN i 1,2 mld PLN). Na działalności finansowej Spółka zanotowała nieco niższe dodatnie saldo od naszej prognozy (36 mln PLN vs. 44 mln PLN), ale ostatecznie na poziomie zysku netto wynik pokrył się z naszymi oczekiwaniami. W sprawozdaniu za 3Q zaobserwowaliśmy także znacznie niższe ujemne saldo na pozostałych kosztach operacyjnych w relacji do 3Q'07 (-31 mln vs. -173 mln PLN), co w dużej mierze wynika z wyceny hedgingu zabezpieczającego zakupy gazu w USD (+80 mln PLN) oraz zysków na hedgingu pożyczki do norweskiej spółki zależnej (30 mln PLN).

## Perspektywy na 4Q'08 i na 2009 rok

W kontekście wysokich cen gazu rosyjskiego oraz osłabienia polskiej waluty istnieje powszechna obawa o wyniki PGNiG w ostatnim kwartale roku. W naszej opinii 4Q wcale nie powinien zakończyć się stratą, a wręcz jest duża szansa na wypracowanie przez koncern skonsolidowanego wyniku EBIT na poziomie 180 mln PLN, co może być dużym pozytywnym zaskoczeniem dla rynku. Naszą tezę opieramy na następujących założeniach:

- Segment wydobywczy-** w tym segmencie przy założeniu utrzymania się obecnych cen ropy oraz wzrostu cen gazu sprzedawanego poza taryfą wzrośnie w listopadzie proporcjonalnie do taryfy Spółka powinna wypracować około 200 mln PLN vs. 244 mln PLN w 3Q (spadek z uwagi na obniżenie notowań ropy, ale w części zneutralizowany przez wzrost taryfy gazowej i zapowiadany wzrost wolumenów vs. 3Q, kiedy miały miejsce problemy techniczne). Segment zostanie jednak jeszcze dodatkowo obciążony stratami na hedgingu inwestycji w norweską spółkę zależną (od 3Q wyniki na tych pozycjach są bezpośrednio przypisane do EBIT upstreamu), co będzie wynikać z osłabienia PLN do NOK. Ostatecznie szacujemy więc zysk tego segmentu na 162 mln PLN.
- Segment obrotu-** ten segment odczuje zapewne wyraźny wzrost ceny gazu z importu, ale przede wszystkim z uwagi na osłabienie złotego (w ujęciu dolarowym szacujemy, że średnia cena gazu rosyjskiego nie zmieni się q/q). W efekcie Spółka na tej działalności poniesie stratę, ale nie tak wysoką jakby wskazywała na to wysokość ujemnego spreadu między średnią taryfą, a ceną importową. Po pierwsze z uwagi na niższe wolumeny, których spodziewamy się z powodu wyższych temperatur w pierwszej połowie kwartału i obniżenia popytu ze strony chemii w drugiej połowie kwartału (zapowiadane odciążenia instalacji). Niższy wolumen pozwoli na ograniczenie udziału droższego gazu z importu na rzecz surowca krajowego i zapasów z magazynów zgromadzonych po niższych cenach w lecie. Po drugie spodziewamy się częściowej neutralizacji wyższej w złotówkach ceny rosyjskiego gazu poprzez stosowane przez PGNiG transakcje zabezpieczające. Nie mamy oczywiście szczegółowej informacji na temat pozycji hedgingowych, ale uwzględniając informacje przedstawione przez Spółkę w raporcie półrocznym oraz

zakładając kontynuację tej strategii zabezpieczeń w kolejnych kwartałach spodziewamy się, iż wycena zamkniętych i otwartych pozycji na koniec grudnia przy kursie 2,8 USD/PLN może wygenerować dodatkowe zyski segmentu obrotu w wysokości nawet 330 mln PLN (szczegóły przedstawiamy w poniższej tabeli). Konserwatywnie jednak, z uwagi na brak szczegółowych informacji o otwartych pozycjach na koniec września 2008 i z konieczności poczynione założenia o wolumenach i kursach wykonania nowych struktur opcyjnych, zdecydowaliśmy się przyłożyć do naszych kalkulacji 30% dyskonto. Uwzględniając te dodatkowe 230 mln PLN zysku z hedgingu, szacujemy EBIT segmentu obrotu na -270 mln PLN.

- **Segment dystrybucji-** ten segment powinien być w 4Q'08 najmocniejszą nogą koncernu z uwagi na sezonowy wzrost wolumenów oraz uzyskane w kwietniu tego roku podwyżki taryf dystrybucyjnych (wg. naszych szacunków 20-25%). W tym kontekście mimo spodziewanej niższej ilości przesłanego gazu niż w 1Q'08, uważamy iż segment ten powinien pokazać aż 298 mln PLN zysku operacyjnego, czyli więcej niż w sezonowo najlepszym 1Q.

### Szacunki pozycji hedgingowej PGNiG na koniec grudnia 2008

termin zapadalności	cena wykonania	wolumen w mln USD	rodzaj instrumentu
październik 08	2,30	80	opcja call
listopad 08	2,30	80	opcja call
grudzień 08	2,31	60	opcja call

termin zapadalności	górną granicą korytarza (cap)	dolną granicą korytarza (floor)	wolumen w mln USD	rodzaj instrumentu
grudzień 08	2,66	2,32	120	struktura collar
styczeń 09	2,53	2,15	260	struktura collar
luty 09*	2,45	2,06	200	struktura collar
marzec 09*	2,44	2,04	130	struktura collar
kwiecień 09*	2,63	2,23	130	struktura collar
maj 09*	2,72	2,32	130	struktura collar

#### Szacunkowa wycena portfela hedgingowego na koniec grudnia 2008

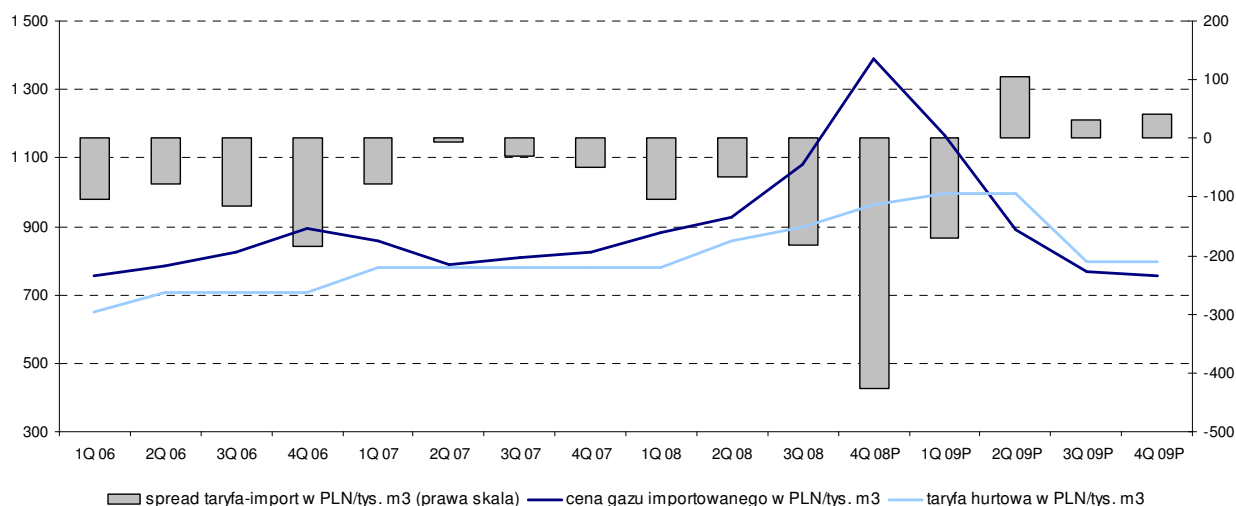
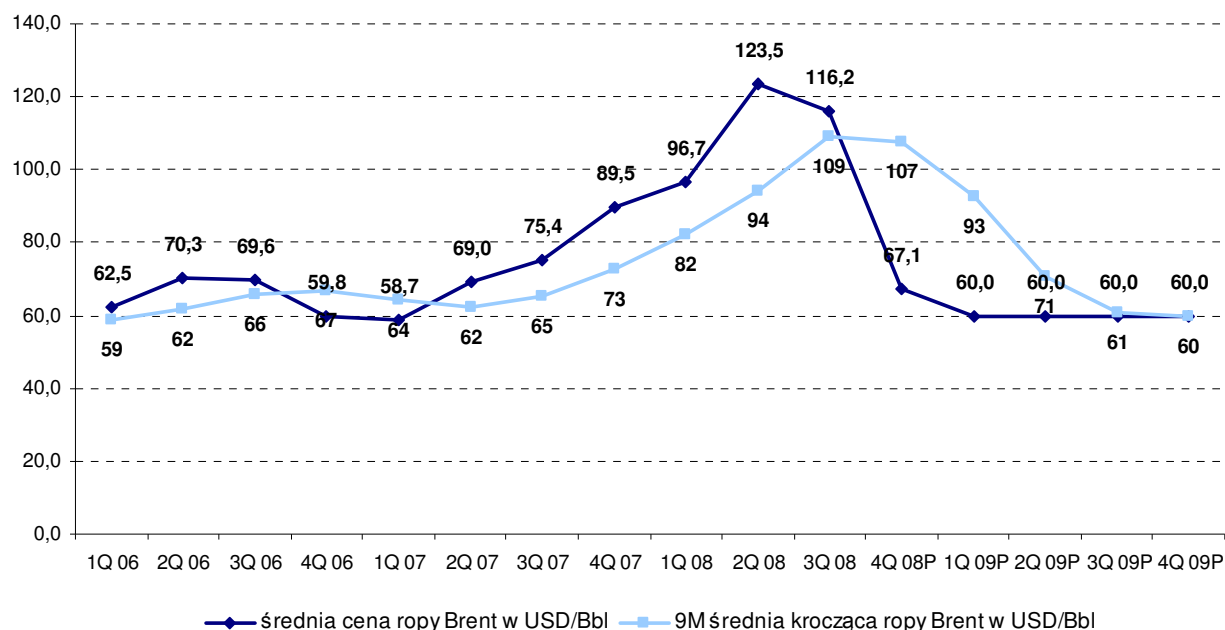
Średni kurs października	2,70
Średni kurs listopada	2,86
Średni kurs grudnia	2,80
Zamknięcie grudnia	2,80
<b>Wycena pozycji zamkniętych w 4Q</b>	<b>82,8</b>
<b>Wycena pozycji otwartych na 30.12</b>	<b>246,0</b>
<b>Suma</b>	<b>328,8</b>
<b>Wartość przy 30% dyskoncie</b>	<b>230,2</b>

\*pozycje otwarte dla tych terminów zapadalności szacowane przez DI BRE przy założeniu kontynuacji wyraźnej konsekwentnej strategii dla poprzednich terminów, przy uwzględnieniu wolumenów zakupu gazu rosyjskiego

Źródło: PGNiG, szacunki DI BRE

Jeśli chodzi o rok przyszły to również uważamy, iż perspektywy wyników dla PGNiG są optymistyczne. Zakładamy, iż mimo spadku średnich cen ropy (założenie na rok 2009 to 60 USD/Bbl) i wyraźnego pogorszenia wyniku segmentu wydobywczego (770 mln PLN vs. 1 mld PLN w tym roku) Spółka powinna poprawić EBIT w ujęciu r/r. Będzie to możliwe głównie za sprawą segmentu obrotu, który po okresie dużej zmienności cen surowców i kursów walut powinien znacząco poprawić rentowność działalności regulowanej. Zakładamy utrzymanie się kursu dolara w okolicach 2,8 i cen ropy na poziomie 60 USD/Bbl. Przy takim otoczeniu zewnętrznym cena gazu rosyjskiego będzie stopniowo maleć, co oznacza istotne ograniczenie jednostkowej straty na imporcie już w 1Q i wyjście na plus w 2Q. Uważamy bowiem, że PGNiG uda się przedłużyć ważność obecnej taryfy do czerwca przyszłego roku (proces ustalania nowego cennika URE powinien być przeciągany podobnie jak w poprzednich postępowaniach, ale tym razem z korzyścią dla Spółki). Z początkiem 3Q PGNiG będzie już jednak zmuszone do złożenia wniosku korygującego i obniżka może sięgnąć około 23%. Ostatecznie jednak szacujemy, iż wynik segmentu obrotu wzrośnie z niecałych 130 mln PLN w 2008 roku do 890 mln PLN. W przypadku segmentu dystrybucji zakładamy stabilizację zysku operacyjnego w okolicach 550 mln PLN.

## Średnie ceny ropy i szacunkowa cena gazu z importu (scenariusz bazowy)



Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

## Strategia do roku 2015

W przedstawionej przez Zarząd strategii rozwoju GK PGNiG do 2015 roku kierownictwo koncernu zakłada wydatki inwestycyjne na poziomie 30 mld PLN. W kontekście obecnej sytuacji rynkowej może to budzić obawy inwestorów, iż Spółka nieefektywnie konsumuje posiadane zasoby gotówki, a dodatkowo w krótkiej perspektywie na bilansie pojawi się wysokie zadłużenie, którego brak, był w ostatnich tygodniach atutem PGNiG w porównaniu do innych dużych spółek z GPW. Zarząd nie przedstawił co prawda szczegółowego rozbięcia nakładów na poszczególne segmenty czy projekty, ale biorąc pod uwagę nasze dotychczasowe założenia i znane już inwestycje (łącznie do 2015 roku zakładamy Capex na poziomie 14,6 mld PLN na rozbudowę magazynów, na krajowe projekty wydobywcze i rozbudowę systemu gazociągów dystrybucyjnych), można spróbować oszacować ile i na jakie przedsięwzięcia może w najbliższych latach Spółka wydać znaczące kwoty. Wśród nowych projektów, których nie uwzględniamy w naszym modelu, w strategii wymienia się rurociąg Skanled, inwestycje w zagraniczne złoża ropy i gazu, budowę interkonektorów, projekty w energetyce gazowej oraz akwizycje w sektorze chemicznym. To właśnie te inwestycje mają pochłonąć dodatkowe 15 mld PLN w ciągu najbliższych 6 lat. Poniżej przedstawiamy

szacunkowe wartości wydatków na poszczególne projekty wraz z oceną ich potencjalnej efektywności.

- **Rurociąg Skanled-** projekt ten zakłada połączenie terminalu gazowego w Norwegii z systemami dystrybucyjnymi Szwecji i Danii, co ma umożliwić sprzedaż gazu z pół, w których udziały ma m.in. PGNiG. Polski koncern będzie partycypować w kosztach proporcjonalnie wg. zarezerwowanych mocy przepustowych (700 mln PLN). **Obecnie trudno jest szczegółowo przeanalizować rentowność tej inwestycji, ale wydaje się iż obciążenie kosztami przesyłu odbiorców gazu nie powinno być w przyszłości utrudnione. Stopa zwrotu powinna jednak być raczej rozpatrywana w połączeniu z marżą na wydobywanym w Norwegii gazie.**
- **Zagraniczne projekty upstream-** obecnie PGNiG posiada udziały w projekcie wydobywczym na szelfie norweskim (na polski koncern przypada około 5,4 mld m<sup>3</sup> gazu z tego pola), które kupiło za 1 mld PLN. Dodatkowo koncern zobowiązał się do poniesienia nakładów eksploatacyjnych w wysokości 1,6 mld PLN. **Biorąc pod uwagę, iż Zarząd planuje na 2015 rok wydobycie gazu i ropy z zagranicznych źródeł na poziomie odpowiednio (1,5 mld m<sup>3</sup> oraz 0,8 mln ton), można spodziewać się w najbliższych latach łącznych wydatków inwestycyjnych w ramach zagranicznego segmentu wydobywczego na poziomie około 7 mld PLN. Każdy z projektów będzie musiał być oceniany osobno, ale uważamy że obecna sytuacja na rynku może, z punktu widzenia tak płynnej spółki jaką jest PGNiG, naprawdę oferować wiele ciekawych okazji inwestycyjnych. Z tego względu, mimo iż nie bierzemy tego pod uwagę w naszym modelu, uwzględnienie takich projektów strategii traktujemy jako potencjalna szansę budowy dodatkowej wartości, a nie zagrożenie.**
- **Budowa interkonektorów na granicy zachodniej i południowej-** projekty połączeń międzysystemowych z Niemcami i Czechami mają na celu nie tylko zwiększenie bezpieczeństwa dostaw surowca, ale również poprzez dostęp do europejskiej sieci hubów i odbiorców umożliwić PGNiG budowę aktywności handlowej w regionie Europy Środkowej. **Koszt budowy tych rurociągów szacujemy na około 600 mln PLN, ale nie uwzględniamy ich w modelu podobnie jak potencjalnych przychodów z opłat przesyłowych.**
- **Energetyka gazowa-** w ostatnich miesiącach Zarząd PGNiG coraz głośniejszymi wypowiedziami się na temat wejścia Spółki w segment energetyczny poprzez inicjowanie i ewentualne współfinansowanie budowy nowych bloków gazowo-parowych. Wśród wymienianych obecnie projektów są następujące bloki: 2x400MW (wraz z RWE), 150 MW (z Energa i Lotosem). Planowane są także projekty, w których PGNiG występuje tylko jako dostawca (90 MW KGHM, 400 MW Tauron). **Zakładając, iż PGNiG współfinansowałby projekty o łącznej mocy 1000 MW, szacujemy wydatki na tego typu projekty w perspektywie 2015 roku na poziomie 2,8 mld PLN. Na razie oczywiście nie można uwzględnić ich w modelu z uwagi na brak szczegółowych informacji. Pozytywnie oceniamy jednak pomysł wejścia w energetykę gazową, gdyż pozwoli on PGNiG nie tylko zdywersyfikować działalność, ale również zbudować integrację pionową (zwiększyć wolumen obrotu gazem, uzyskać dostęp do dodatkowej marży przerobowej).**
- **Akwizycje w chemii-** wśród potencjalnych celów przejęć w branży PGNiG wymienia (za rządową strategią dla sektora) spółki nawozowe Police i Puławy. Koncern rozważa również zaangażowanie w projekt zgazowania węgla firmowany przez ZAP poprzez udział w JV. **Wartość większościowych pakietów tych spółek w przypadku przejmowania nad nimi kontroli szacowalibyśmy na około 1,5-2 mld PLN. Koszt udziału w zgazowaniu węgla w Puławach zależałby od wielkości zaangażowania (koszt całego projektu to prawdopodobnie około 2 mld PLN).**

Podsumowując, choć plany wydania aż 30 mld PLN w perspektywie najbliższych 6 lat mogą wydawać się bardzo ambitne i ryzykowne z punktu widzenia efektywności ekonomicznej, to uważamy że znaczna część tych nowych projektów może przyczynić się do wzrostu wartości PGNiG dla akcjonariuszy. Spółka posiada obecnie znaczny potencjał finansowania, co jeśli chodzi o strategię akwizycyjną, powinno być wykorzystane właśnie w okresie spadku cen aktywów na świecie.



## Założenia makroekonomiczne

W poniższej tabeli przedstawiamy założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

	2005	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P
Cena ropy naftowej w USD/Bbl	55	65	73	100	60	80	90	90	90	90	90	90	90
Cena ropy naftowej z 9M opóźnieniem w USD/Bbl	49	64	66	98	90	65	83	90	90	90	90	90	90
Cena gazu importowanego w USD/tys. m <sup>3</sup>	190	260	299	439	320	326	387	405	405	405	405	405	405
Średni poziom taryfy hurtowej w PLN/tys. m <sup>3</sup>	527	694	779	873	874	831	910	956	953	952	953	955	955
PLN/USD średniorocznie	3,23	3,11	2,77	2,42	2,80	2,60	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
EUR/PLN średniorocznie	4,02	3,90	3,79	3,48	3,70	3,50	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Sprzedaż gazu w PGNiG w mld m <sup>3</sup> *	13,6	13,5	13,6	14,0	13,9	14,4	14,8	15,6	15,9	16,5	17,2	17,7	17,7
Import gazu w mld m <sup>3</sup>	9,7	10,0	9,3	10,3	9,9	10,3	10,7	11,5	11,8	12,4	13,1	13,6	13,6
Wydobycie krajowe w mld m <sup>3</sup>	4,3	4,3	4,3	4,1	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Wydobycie ropy naftowej w mln ton	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sprzedaż gazu poza taryfą w mld m <sup>3</sup>	0,55	0,56	0,63	0,58	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Udział w hurtowym rynku gazu ziemnego w Polsce	100,0%	99,5%	99,5%	99,3%	99,0%	98,8%	98,5%	98,3%	98,0%	97,8%	97,5%	97,3%	97,0%

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 3,94 PLN.

	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	3,63
Wycena DCF	50%	3,67
	cena wynikowa	3,65
	<b>cena docelowa za 9 m-cy</b>	<b>3,94</b>

### Wycena DCF

#### Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2008 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2007 roku.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
3. Posiadane udziały w złożach norweskich uwzględniamy po cenie ich nabycia (nie uwzględniamy w Capexie nakładów na rozwój tych złóż, podobnie jak potencjalnych przychodów w kolejnych latach). Nie uwzględniamy nakładów i potencjalnych przychodów z projektu Skanled (szacowany udział w kosztach budowy tego rurociągu to około 700 mln PLN).
4. Capex po roku 2012 obniżamy do poziomu 1,6 mld PLN z uwagi na fakt, iż w naszych prognozach wydobycia 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 wydobycia krajowego w przyszłym roku i kolejnych latach z 5 mld m<sup>3</sup> do 4,6 mld m<sup>3</sup>.
6. Wartość firmy powiększamy o aktualną wartość umowy leasingu aktywów przesyłowych (0,6 mld PLN- po korekcie o dywidendę rzeczową) oraz wartość posiadanego przez PGNiG pakietu spółki EuRoPolGaz (skorygowany w górę z uwagi na zmianę kursu USD/PLN).
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 1,6 mld PLN.
8. Przy obliczaniu FCF<sub>TV</sub> do wartości rezydualnej przyjmujemy dynamikę sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2017.
9. Po roku 2017 zakładamy wzrost FCF na poziomie 2%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,2%, współczynnik beta na poziomie 0,9.



### Model DCF wyceny akcji PGNiG

(mln PLN)	2008P	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2017+
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>18 937</b>	<b>18 667</b>	<b>18 717</b>	<b>20 317</b>	<b>21 947</b>	<b>22 934</b>	<b>23 690</b>	<b>24 612</b>	<b>25 416</b>	<b>25 373</b>	<b>25 329</b>
<i>zmiana</i>	13,7%	-1,4%	0,3%	8,5%	8,0%	4,5%	3,3%	3,9%	3,3%	-0,2%	-0,2%
<b>EBITDA</b>	<b>3 066,9</b>	<b>3 656,4</b>	<b>3 460,0</b>	<b>3 559,2</b>	<b>3 715,8</b>	<b>4 234,2</b>	<b>4 343,3</b>	<b>4 473,1</b>	<b>4 586,0</b>	<b>4 591,8</b>	<b>4 583,9</b>
<i>marża EBITDA</i>	16,2%	19,6%	18,5%	17,5%	16,9%	18,5%	18,3%	18,2%	18,0%	18,1%	18,1%
Amortyzacja	1 392,4	1 473,6	1 569,9	1 656,5	1 706,6	1 717,8	1 726,2	1 740,8	1 770,9	1 803,6	1 616,0
<b>EBIT</b>	<b>1 674,4</b>	<b>2 182,8</b>	<b>1 890,1</b>	<b>1 902,6</b>	<b>2 009,2</b>	<b>2 516,3</b>	<b>2 617,1</b>	<b>2 732,3</b>	<b>2 815,1</b>	<b>2 788,2</b>	<b>2 967,9</b>
<i>marża EBIT</i>	8,8%	11,7%	10,1%	9,4%	9,2%	11,0%	11,0%	11,1%	11,1%	11,0%	11,7%
Opodatkowanie EBIT	318,1	414,7	359,1	361,5	381,8	478,1	497,2	519,1	534,9	529,8	563,9
<b>NOPLAT</b>	<b>1 356,3</b>	<b>1 768,1</b>	<b>1 531,0</b>	<b>1 541,1</b>	<b>1 627,5</b>	<b>2 038,2</b>	<b>2 119,8</b>	<b>2 213,2</b>	<b>2 280,2</b>	<b>2 258,4</b>	<b>2 404,0</b>
CAPEX	-2 116	-2 616	-2 616	-2 316	-2 216	-1 616	-1 616	-1 616	-1 616	-1 616	-1 616
Kapitał obrotowy	-257,3	177,6	15,7	-414,0	-261,8	-443,0	-141,5	-168,8	-142,0	11,2	11,2
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>FCF</b>	<b>375,4</b>	<b>803,3</b>	<b>500,6</b>	<b>467,6</b>	<b>856,2</b>	<b>1 697,1</b>	<b>2 088,6</b>	<b>2 169,1</b>	<b>2 293,1</b>	<b>2 457,2</b>	<b>2 415,2</b>
WACC	10,8%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
<i>współczynnik dyskonta</i>	98,3%	88,8%	80,2%	72,5%	65,5%	59,1%	53,4%	48,3%	43,6%	39,4%	39,4%
PV FCF	369,1	713,3	401,6	338,9	560,5	1 003,5	1 115,7	1 046,7	999,6	967,6	
<b>WACC</b>	<b>10,8%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,7%</b>
Koszt długu	7,3%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
Stopa wolna od ryzyka	6,30%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
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%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
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%		<b>Analiza wrażliwości</b>								
Wartość rezydualna (TV)	27 761		<b>Wzrost FCF w nieskończoności</b>								
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	10 932		<b>0,0%</b> <b>1,0%</b> <b>2,0%</b> <b>3,0%</b> <b>4,0%</b>								
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	7 516	WACC +1,0pp	3,46	3,59	3,76	3,97	4,23				
Wartość firmy (EV)	18 448	WACC +0,5pp	3,52	3,67	3,86	4,09	4,39				
Dług netto	-1 275	WACC	3,59	3,76	3,97	4,23	4,57				
Udziałowcy mniejszościowi	9	WACC -0,5pp	3,67	3,86	4,09	4,39	4,78				
Wartość firmy	19 723	WACC -01,0pp	3,76	3,97	4,23	4,57	5,02				
Wartość udziałów w EuRoPolGazie	1 363										
Bieżąca wartość leasingu majątku przesyłowego	604										
Wartość udziałów w złożach norweskich (cena zakupu)	900										
Ostateczna wartość PGNiG	21 681										
Liczba akcji (mln)	5 900										
<b>Wartość firmy na akcję (PLN)</b>	<b>3,67</b>										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	8,0%										
<b>Cena docelowa</b>	<b>3,97</b>										
EV/EBITDA('08) dla ceny docelowej	7,2										
P/E('08) dla ceny docelowej	16,1										
Udział TV w EV	59%										

## 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	2008P	2009P	2010P	2007	2008P	2009P	2010P
Centrica	3,14	7,0	5,9	6,3	5,7	5,3	5,0	4,6	4,4
Enagas	14,81	8,3	7,6	6,8	6,0	9,1	8,5	7,4	6,4
E.ON.	29,10	6,9	6,4	5,7	5,4	5,9	5,3	4,7	4,4
Gaz de France	34,99	19,8	7,0	6,8	6,4	15,4	5,7	5,2	4,8
Gas Natural SDG	24,15	6,8	6,0	5,6	5,3	6,5	5,7	5,2	4,8
Novatek	3,04	12,2	6,7	5,4	3,8	6,1	3,5	2,8	2,0
RWE AG	66,80	7,4	7,2	6,4	5,9	4,7	4,7	4,3	4,0
Suez	32,10	7,9	7,3	6,9	6,1	7,6	7,1	6,4	6,0
Maksimum		19,8	7,6	6,9	6,4	15,4	8,5	7,4	6,4
Minimum		6,8	5,9	5,4	3,8	4,7	3,5	2,8	2,0
<b>Mediana</b>		<b>7,6</b>	<b>6,8</b>	<b>6,4</b>	<b>5,8</b>	<b>6,3</b>	<b>5,5</b>	<b>4,9</b>	<b>4,6</b>
PGNiG*	3,29	5,0	6,1	5,1	5,3	4,4	5,2	4,2	4,4
(premia / dyskonto)		-34,0%	-11,3%	-19,9%	-8,8%	-29,4%	-5,5%	-14,2%	-4,3%
<b>Implikowana wycena</b>									
Mediana		7,6	6,8	6,4	5,8	6,3	5,5	4,9	4,6
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)		3,1							
Wartość EuRoPolGazu na akcję		0,2							
Wartość umowy leasingu na akcję		0,1							
Wartość złóż norweskich na akcję		0,2							
<b>Ostateczna wartość 1 akcji PGNIG</b>		<b>3,63</b>							

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2007

\*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)	2005	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>12 560,0</b>	<b>15 197,7</b>	<b>16 652,1</b>	<b>18 937,0</b>	<b>18 667,1</b>	<b>18 717,1</b>	<b>20 317,0</b>
<i>zmiana</i>	<i>15,1%</i>	<i>21,0%</i>	<i>9,6%</i>	<i>13,7%</i>	<i>-1,4%</i>	<i>0,3%</i>	<i>8,5%</i>
<b>EBIT, w tym</b>	<b>1 397,7</b>	<b>1 470,0</b>	<b>851,6</b>	<b>1 674,4</b>	<b>2 182,8</b>	<b>1 890,1</b>	<b>1 902,6</b>
Segment Wydobycie i Produkcja	755,9	987,7	1 001,1	1 040,5	776,4	857,5	889,5
Segment Obrót i Magazynowanie	531,1	258,6	1 195,7	128,1	891,3	468,8	469,9
Segment Dystrybucja	133,2	231,3	-1 311,1	547,4	556,7	605,4	585,0
Pozostałe i wyłączenia konsolidacyjne	-22,4	-7,6	-34,1	-41,7	-41,7	-41,7	-41,7
Koszty, odpisy jednorazowe	0,0	0,0	1 384,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>EBIT oczyszczony</b>	<b>1 397,7</b>	<b>1 470,0</b>	<b>2 235,6</b>	<b>1 674,4</b>	<b>2 182,8</b>	<b>1 890,1</b>	<b>1 902,6</b>
<i>zmiana</i>	<i>5,4%</i>	<i>5,2%</i>	<i>-42,1%</i>	<i>96,6%</i>	<i>30,4%</i>	<i>-13,4%</i>	<i>0,7%</i>
<i>marża EBIT</i>	<i>11,1%</i>	<i>9,7%</i>	<i>13,4%</i>	<i>8,8%</i>	<i>11,7%</i>	<i>10,1%</i>	<i>9,4%</i>
Wynik na działalności finansowej	-193,0	24,6	167,2	132,7	87,8	64,4	22,2
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	49,6	77,5	-16,0	-16,0	-16,0	-16,0	-16,0
<b>Zysk brutto</b>	<b>1 254,4</b>	<b>1 572,0</b>	<b>1 002,7</b>	<b>1 791,1</b>	<b>2 254,6</b>	<b>1 938,5</b>	<b>1 908,9</b>
Podatek dochodowy	206,8	244,1	86,7	340,3	428,4	368,3	362,7
Udziałowcy mniejszościowi	0,9	0,5	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Zysk netto</b>	<b>1 046,6</b>	<b>1 327,4</b>	<b>915,0</b>	<b>1 450,8</b>	<b>1 826,2</b>	<b>1 570,2</b>	<b>1 546,2</b>
<i>zmiana</i>	<i>11,0%</i>	<i>50,9%</i>	<i>-31,1%</i>	<i>58,6%</i>	<i>25,9%</i>	<i>-14,0%</i>	<i>-1,5%</i>
<i>marża</i>	<i>8,3%</i>	<i>8,7%</i>	<i>5,5%</i>	<i>7,7%</i>	<i>9,8%</i>	<i>8,4%</i>	<i>7,6%</i>
Amortyzacja	1 401,9	1 296,1	1 430,3	1 392,4	1 473,6	1 569,9	1 656,5
<b>EBITDA</b>	<b>2 799,6</b>	<b>2 766,2</b>	<b>3 665,9</b>	<b>3 066,9</b>	<b>3 656,4</b>	<b>3 460,0</b>	<b>3 559,2</b>
<i>zmiana</i>	<i>-2,0%</i>	<i>-1,2%</i>	<i>-17,5%</i>	<i>34,4%</i>	<i>19,2%</i>	<i>-5,4%</i>	<i>2,9%</i>
<i>marża EBITDA</i>	<i>22,3%</i>	<i>18,2%</i>	<i>22,0%</i>	<i>16,2%</i>	<i>19,6%</i>	<i>18,5%</i>	<i>17,5%</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	0,3
CEPS	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5
ROAE	5,4%	6,3%	4,3%	6,8%	8,4%	7,2%	7,1%
ROAA	3,6%	4,3%	3,1%	5,0%	6,2%	5,3%	5,2%

**Bilans**

(mln PLN)	2005	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P
<b>AKTYWA</b>	<b>30 363,7</b>	<b>30 677,5</b>	<b>28 401,9</b>	<b>29 180,3</b>	<b>29 676,4</b>	<b>29 626,5</b>	<b>30 015,5</b>
<b>Majątek trwały</b>	<b>23 530,5</b>	<b>23 234,5</b>	<b>22 131,1</b>	<b>21 619,6</b>	<b>22 504,9</b>	<b>23 551,0</b>	<b>24 210,5</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	17 524,4	18 762,1	18 715,5	20 229,3	21 362,9	22 405,5	23 069,2
Wartości niematerialne i prawne	952,7	80,8	84,6	94,4	103,2	106,7	102,5
Udziały w innych podmiotach	512,1	589,3	557,5	557,5	557,5	557,5	557,5
Pozostałe aktywa trwałe	4 541,2	3 802,4	2 773,4	738,4	481,3	481,3	481,3
<b>Majątek obrotowy</b>	<b>6 833,2</b>	<b>7 443,0</b>	<b>6 270,8</b>	<b>7 560,6</b>	<b>7 171,5</b>	<b>6 075,4</b>	<b>5 805,0</b>
Zapasy	815,3	1 351,2	1 216,0	2 056,5	1 881,6	1 865,4	2 263,4
Należności krótkoterminowe	2 618,4	2 473,3	3 331,0	3 029,9	2 986,7	2 994,7	3 250,7
Pozostałe aktywa obrotowe	199,0	79,4	140,2	140,2	140,2	140,1	140,2
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	3 200,5	3 539,1	1 583,6	2 334,1	2 163,0	1 075,2	150,7
<b>(mln PLN)</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008P</b>	<b>2009P</b>	<b>2010P</b>	<b>2011P</b>
<b>PASYWA</b>	<b>30 363,7</b>	<b>30 677,5</b>	<b>28 401,9</b>	<b>29 180,3</b>	<b>29 676,4</b>	<b>29 626,5</b>	<b>30 015,5</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>20 760,3</b>	<b>21 145,7</b>	<b>21 013,1</b>	<b>21 358,9</b>	<b>21 895,4</b>	<b>21 838,1</b>	<b>21 987,1</b>
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	14 860,3	15 245,7	15 113,1	15 458,9	15 995,4	15 938,1	16 087,1
<b>Kapitał mniejszości</b>	<b>7,2</b>	<b>7,7</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>6 624,9</b>	<b>6 724,1</b>	<b>3 879,6</b>	<b>3 979,9</b>	<b>3 979,9</b>	<b>3 979,9</b>	<b>3 979,9</b>
Pożyczki i kredyty	2 369,1	2 343,8	31,4	131,7	131,7	131,7	131,7
Pozostałe	4 255,8	4 380,2	3 848,2	3 848,2	3 848,2	3 848,2	3 848,2
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>2 971,2</b>	<b>2 800,0</b>	<b>3 500,6</b>	<b>3 832,8</b>	<b>3 792,3</b>	<b>3 799,8</b>	<b>4 039,8</b>
Pożyczki i kredyty	89,2	113,6	106,7	6,4	6,4	6,4	6,4
Zobowiązania handlowe	2 108,8	2 175,5	2 408,0	2 840,6	2 800,1	2 807,6	3 047,6
Pozostałe	773,1	511,0	985,9	985,9	985,9	985,9	985,9
Dług	2 458,3	2 457,5	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1
Dług netto	-742,2	-1 081,6	-1 445,5	-2 196,0	-2 024,9	-937,1	-12,6
(Dług netto / Kapitał własny)	-3,6%	-5,1%	-6,9%	-10,3%	-9,2%	-4,3%	-0,1%
(Dług netto / EBITDA)	-0,3	-0,4	-0,4	-0,7	-0,6	-0,3	0,0
<b>BVPS</b>	<b>3,5</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,7</b>	<b>3,7</b>	<b>3,7</b>



## Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2005	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P
<b>Przepływy operacyjne</b>	<b>2 399,1</b>	<b>1 535,2</b>	<b>3 028,7</b>	<b>2 761,8</b>	<b>3 502,8</b>	<b>3 181,2</b>	<b>2 814,1</b>
Zysk netto	879,7	1 327,9	1 252,1	1 450,8	1 826,2	1 570,2	1 546,2
Amortyzacja	1 401,9	1 296,1	1 430,3	1 392,4	1 473,6	1 569,9	1 656,5
Kapitał obrotowy	163,6	-537,0	-606,5	-106,8	177,6	15,7	-414,0
Pozostałe	-46,2	-551,9	952,9	25,4	25,4	25,4	25,4
<b>Przepływy inwestycyjne</b>	<b>-732,3</b>	<b>-867,2</b>	<b>-2 455,6</b>	<b>-2 116,0</b>	<b>-2 616,0</b>	<b>-2 616,0</b>	<b>-2 316,0</b>
CAPEX	-1 320,7	-1 582,1	-2 980,0	-2 116,0	-2 616,0	-2 616,0	-2 316,0
Pozostałe	588,4	714,9	524,4	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Przepływy finansowe</b>	<b>626,9</b>	<b>-295,0</b>	<b>-2 547,5</b>	<b>104,6</b>	<b>-1 057,9</b>	<b>-1 653,0</b>	<b>-1 422,5</b>
Emisja akcji	2 640,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-1 658,7	7,7	-2 295,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Dywidenda (buy-back)	-150,6	-203,5	-153,0	-171,0	-1 305,7	-1 643,6	-1 413,2
Pozostałe	-203,9	-99,2	-99,1	275,6	247,8	-9,4	-9,4
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych</b>	<b>2 293,9</b>	<b>352,9</b>	<b>-1 975,6</b>	<b>750,4</b>	<b>-171,1</b>	<b>-1 087,8</b>	<b>-924,5</b>
Środki pieniężne na koniec okresu	3 200,5	3 539,1	1 583,6	2 334,1	2 163,0	1 075,2	150,7
DPS (PLN)	0,03	0,15	0,17	0,19	0,22	0,28	0,24
FCF	1 435,7	402,9	-7,3	503,7	789,6	491,4	466,4
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	10,5%	10,4%	17,9%	11,2%	14,0%	14,0%	11,4%

## Wskaźniki rynkowe

	2005	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P
P/E	18,9	14,9	21,6	13,6	10,8	12,6	12,8
P/CE	8,1	7,5	8,4	7,0	6,0	6,3	6,2
P/BV	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
P/S	1,6	1,3	1,2	1,0	1,1	1,1	1,0
FCF/EV	7,5%	2,2%	0,0%	2,9%	4,4%	2,6%	2,4%
EV/EBITDA	6,8	6,8	5,0	5,7	4,9	5,4	5,6
EV/EBIT	13,6	12,7	8,2	10,5	8,1	10,0	10,4
EV/S	1,5	1,2	1,1	0,9	1,0	1,0	1,0
DYield	0,8%	4,5%	5,1%	5,7%	6,6%	8,3%	7,1%
<b>Cena (PLN)</b>	<b>3,35</b>						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0
MC (mln PLN)	19 765,0	19 765,0	19 765,0	19 765,0	19 765,0	19 765,0	19 765,0
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	7,2	7,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
EV (mln PLN)	19 030,1	18 691,1	18 328,2	17 577,7	17 748,8	18 836,6	19 761,1



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38  
Dyrektor Zarządzający  
Dyrektor Departamentu Analiz  
[michal.marczak@dibre.com.pl](mailto: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](mailto:marta.jezewska@dibre.com.pl)  
Banki

#### Analicycy:

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

Piotr Grzybowski tel. (+48 22) 697 47 17  
[piotr.grzybowski@dibre.com.pl](mailto:piotr.grzybowski@dibre.com.pl)  
Dystrybutorzy IT, Sektor IT, media

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

#### Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

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

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

#### Maklerzy:

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

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

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

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

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

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

#### „Prywatny Makler”

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

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

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

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 między 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	Kupuj	Akumuluj	Kupuj	Akumuluj
data wydania	2008-04-30	2008-05-15	2008-07-02	2008-08-14
kurs z dnia rekomendacji	4,24	4,47	3,18	3,48
WIG w dniu rekomendacji	46223,87	48321,35	40489,39	41049,76