

16 października 2009

Komentarz specjalny

**Sektor energetyczny**

Polska

Kapitalizacja* 30,3-39,8 mld PLN**Free float*** 4,5- 6,0 mld PLN

*po emisji dla przedziału cenowego z prospektu 17,5-23 PLN

PGE**Obiecujące perspektywy**

Wycena wskaźnikowa PGE przeprowadzona na podstawie naszych wstępnych prognoz wyników na lata 2009-11 dla różnych wariantów dotyczących rekompensat za rozwiązane kontrakty długoterminowe implikuje wartość akcji Spółki po emisji od 22,4 PLN do 27,1 PLN, aczkolwiek zwracamy uwagę, że nasze założenia dotyczące cen energii można uznać za konserwatywne. Zwiększenie cen w 2011 roku o 10%, implikowałyby powyższy przedział wyceny w granicach 23,3-28,1 PLN. W tym kontekście przedział cenowy prezentowany w prospekcie (17,5 PLN-23 PLN) wydaje się atrakcyjny. W najbliższych dniach przedstawimy ostateczne prognozy wyników, wycenę i rekomendację inwestycyjną.

Struktura akcjonariatu po emisji

Skarb Państwa	85%
Pozostali	15%

Strategia dotycząca sektora

Polski sektor energetyczny powinien wykazywać coraz większą korelację z rynkami UE, co będzie oznaczać stopniową konwergencję cen. Dodatkowo ten proces powinien być wspierany przez wzrost konsumpcji, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe moce wytwórcze. Może to w przyszłości prowadzić do deficytu energii w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Profil spółki

PGE jest największym w Polsce holdingiem energetycznym, w którego skład wchodzi elektrownie i elektrociepłownie o łącznych mocach 12,4 GW i rocznej produkcji na poziomie 56 TWh, co daje 42% udział w krajowym rynku. Około 68% prądu produkowane jest w oparciu o dostawy surowca z własnych kopalni węgla brunatnego. Spółka posiada także własną sieć dystrybucji energii (około 26% polskiego rynku) oraz spółkę detaliczną zajmującą się sprzedażą energii do klientów końcowych. PGE jest również właścicielem pakietu 21,85% udziałów w Polkomtelu.

Ze względu na pionową integrację produkcji energii (około 68% prądu jest wytwarzane w oparciu o surowiec z własnych kopalni), koncern będzie beneficjentem oczekiwanego wzrostu cen prądu i konwergencji polskich cen do poziomu UE (każde dodatkowe 10 PLN/MW oznacza wzrost zysku operacyjnego Grupy o około 380 mln PLN). W 2011 roku inwestorzy mogą także oczekiwać znacznej poprawy wyników (o 450-500 mln PLN EBITDA) w związku z uruchomieniem nowego bloku w Bełchatowie oraz pozytywnych efektów budowy nowych farm wiatrowych czy wzrostu taryf dystrybucyjnych. Wcześniej możliwa jest także realizacja zysków na sprzedaży Polkomtela.

Jednocześnie wskazujemy na kilka ryzyk: wysokie kapitały mniejszości (PGE nie jest 100% właścicielem wchodzących w skład Grupy elektrowni, kopalni oraz spółek dystrybucyjnych i w przyszłości będzie musiało odkupić mniejszościowe pakiety w tych podmiotach należące przede wszystkim do pracowników, którzy w zamian otrzymają akcje PGE – dzisiaj nie znamy jeszcze paritetów konwersji, ale bilansowa wartość tych pakietów wynosi 7,4 mld PLN), toczący się spór o rekompensaty za rozwiązane kontrakty długoterminowe tzw. KDT (PGE księguje przychody z tego tytułu na wyższym poziomie niż wynika to z kalkulacji URE i otrzymywanych zaliczek – ewentualna sądowa przegrana implikowałaby utworzenie odpisów na koniec 2009 roku sięgających ponad 1 mld PLN), a także wysoka emisyjność CO2 elektrowni wchodzących w skład Grupy (konieczność dokupowania dodatkowych certyfikatów od roku 2013 i wzrost kosztów). Zwracamy także uwagę, że przy porównywaniu wskaźników EV/EBITDA w przypadku PGE należy skorygować dług netto o posiadane udziały w Polkomtelu i Exatelu oraz środki z emisji. Z drugiej strony trzeba jednak uwzględnić wypłaconą już dywidendę za rok 2008 (-942 mln PLN) oraz kapitały mniejszości (ewentualnie podwyższone o płatność 236 mln PLN dla MSP, która będzie zrealizowana do końca roku).

Kamil Kliszcz

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

(mln PLN)	2007	2008	2009P*	2010P*	2011P*
Przychody	23 091	20 598	21 887	22 277	23 780
EBITDA	5 975	5 847	7 995	7 972	8 941
Marża EBITDA	25,9%	28,4%	36,5%	35,8%	37,6%
EBIT	2 134	3 262	5 291	5 179	5 994
Zysk netto	2 123	1 920	3 166	3 223	3 796
P/E**	18,7	20,7	12,6	12,3	10,5
P/CE**	6,7	8,8	6,8	6,6	5,9
EV/EBITDA**	7,5	7,6	5,6	5,6	5,0

* wstępne szacunki DI BRE, ** wskaźniki obliczono dla ceny 23 PLN

**Wyniki finansowe PGE, prognozy DI BRE i wycena porównawcza**

mln (PLN)	2006	2007	2008	2009P*	2010P*	2011P*
Przychody	24 344	23 091	20 598	21 887	22 277	23 780
w tym rekompensaty KDT	0	0	1 322	1 470	1 276	814
rekompensaty KDT wg. metodologii URE	0	0	895	570	495	316
EBIT	2 323	2 134	3 262	5 291	5 179	5 994
Amortyzacja	3 837	3 841	2 585	2 704	2 794	2 947
EBITDA	6 159	5 975	5 847	7 995	7 972	8 941
EBITDA (KDT wg. URE)	6 159	5 975	5 420	7 095	7 191	8 442
Zysk netto (bez działalności zaniechanej)	1 438	2 123	1 920	3 166	3 223	3 796
Zysk netto (KDT wg. URE)	1 438	2 123	1 574	2 437	2 590	3 392
Produkcja energii PGE w TWh	56,7	54,2	55,9	56	55,5	62,3
Cena energii EEX EUR/MWh	41,8	54,9	54,9	69,1	50,5	53,2
EUR/PLN	3,9	3,8	3,5	4,3	3,9	3,8
Cena energii EEX PLN/MWh	163	208	191	297	198	202
Cena energii w Polsce PLN/MWh	119	127	153	195	190	202
EV/EBITDA (PGE)	7,2	7,5	7,6	5,6	5,6	5
EV/EBITDA (PGE skorygowane KDT)	7,2	7,5	8,2	6,3	6,2	5,3
P/CE (PGE)	7,5	6,7	8,8	6,8	6,6	5,9
P/CE (PGE skorygowane KDT)	7,5	6,7	9,6	7,7	7,4	6,3
EV/EBITDA (sektor)	9,1	8,8	7,2	6,7	6,4	6,1
P/CE (sektor)	7,1	6,6	6,9	6,5	5,9	5,6
Wycena porównawcza (sektor)	24,8	PLN/akcję				
Wycena porównawcza (na bazie CEZ)	27,1	PLN/akcję				
Wycena porównawcza (sektor)	22,4	PLN/akcję				
Wycena porównawcza (na bazie CEZ)	24,5	PLN/akcję				

PGE po emisji

liczba akcji mln	1730,1
cena PLN	23
Mcap	39 792
Dług netto	5 368
Środki z emisji	5 969
Wyplacona dywidenda za 2008 rok	943
Kapitał mniejszości	7 366
Polkomtel (21,85%)	3 067
Exatel (94,9%)	214
EV	44 647

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	85,00%
Pozostali	15,00%

Źródło: szacunki DI BRE Banku, PGE; * wstępne szacunki DI BRE

Szczegóły oferty IPO

Oferta publiczna PGE obejmuje 259 513 500 akcji serii B nowej emisji o wartości nominalnej 10 PLN, które po podwyższeniu kapitału będą stanowić 15% wszystkich akcji. Przewiduje się, że tranza inwestorów indywidualnych będzie stanowić 10% oferowanych akcji. Pozostałe zostaną zaoferowane inwestorom instytucjonalnym. Ostateczny podział na transe zostanie ustalony do dnia rozpoczęcia zapisów od inwestorów instytucjonalnych, a więc do 28 października. Cena emisyjna akcji, które zostaną przydzielone inwestorom indywidualnym nie będzie wyższa niż cena maksymalna wynosząca 23 PLN. W odniesieniu do walorów, które mają zostać objęte przez inwestorów instytucjonalnych cena maksymalna nie zostanie ustalona (może być ona wyższa niż 23 PLN). Dla potrzeb budowania księgi popytu wśród inwestorów instytucjonalnych ustalono orientacyjny przedział cenowy od 17,5 PLN do 23 PLN. Jednocześnie Skarb Państwa oraz PGE zobowiązały się do niesprzedawania i nieoferowania akcji Spółki w okresie do upływu 180 dni od daty pierwszego notowania PDA.

Harmonogram oferty pierwotnej PGE

13 października-27 października 2009 roku (do godz. 12.00)	Przyjmowanie zapisów od Inwestorów Indywidualnych
13 października-27 października 2009 roku (do godz. 14.00)	Budowanie księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych
27 października 2009	Ustalenie Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Indywidualnych i Instytucjonalnych oraz ostatecznej liczby oferowanych akcji z podziałem na transe
28 października-30 października 2009 roku	Przyjmowanie zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych
Najpóźniej w dniu 2 listopada 2009 roku	Ewentualne zapisy składane w wykonaniu Umowy Subemisyjnej
Najpóźniej w dniu 2 listopada 2009 roku	Przydział Akcji Oferowanych
Najpóźniej w dniu 6 listopada 2009 roku	Dzień zamknięcia Oferty

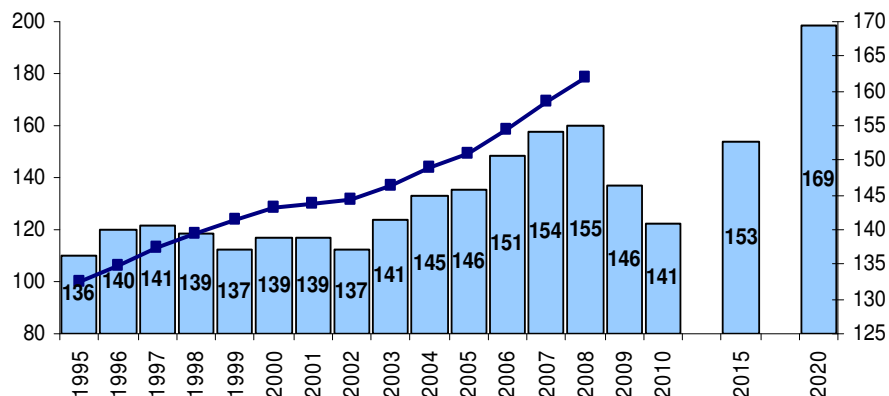
Źródło: Prospekt emisyjny

W drodze oferty publicznej PGE zamierza pozyskać ok. 5,0 mld PLN wpływów brutto (implikowałoby to cenę 19,3 PLN), a koszty emisji wraz z prowizją za subemisję szacowane są na 70 mln PLN. Według deklaracji Zarządu, znaczna część tej kwoty (około 3,5 mld PLN) posłuży na finansowanie programu inwestycyjnego w zakresie rozwoju mocy wytwórczych (łącznie plan inwestycyjny PGE w latach 2009-12 opiewa na 38,9 mld PLN, w tym 8,2 mld PLN na nowe elektrownie konwencjonalne, 8,9 mld PLN na lądowe i morskie farmy wiatrowe, 9,5 mld PLN na modernizację posiadanych już aktywów, 5,5 mld PLN na rozbudowę i remonty infrastruktury dystrybucyjnej oraz około 7 mld PLN na nowe technologie i akwizycje). Pozostałe 1,5 mld PLN pozwoli na zrefinansowanie pierwszej transzy płatności już zrealizowanej (1,2 mld PLN) i sfinansowanie drugiej transzy płatności (236 mln PLN) z tytułu odkupienia od MSP pakietów mniejszościowych w kluczowych spółkach zależnych (w kopalniach węgla w Turowie i Bełchatowie oraz Elektrowniach Bełchatów, Turów i Opole).

Polski rynek energii

Sektor energetyczny w Polsce jest zdominowany przez bloki węglowe, co oczywiście ma swoje uzasadnienie przede wszystkim w ogromnych zasobach tego surowca w kraju, które historycznie zdecydowały o oparciu inwestycji w nowe bloki w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku właśnie o to paliwo. W efekcie obecnie aż 56% energii produkowane jest z węgla kamiennego, a kolejne 36% z węgla brunatnego. Analiza planowanych projektów inwestycyjnych w energetyce wskazuje, że dominacja węgla w produkcji w najbliższych latach zostanie utrzymana, mimo rosnącej presji unijnego programu ograniczania emisji CO₂ i systematycznej utraty konkurencyjności kosztowej tego surowca (koszty certyfikatów, opłaty środowiskowe). Znaczących zmian w strukturze wytwarzania można spodziewać się dopiero w perspektywie 10 lat, co będzie wynikać z wdrażania kolejnych zobowiązań ekologicznych, starzenia się istniejących bloków oraz planowanych inicjatyw w zakresie energetyki jądrowej.

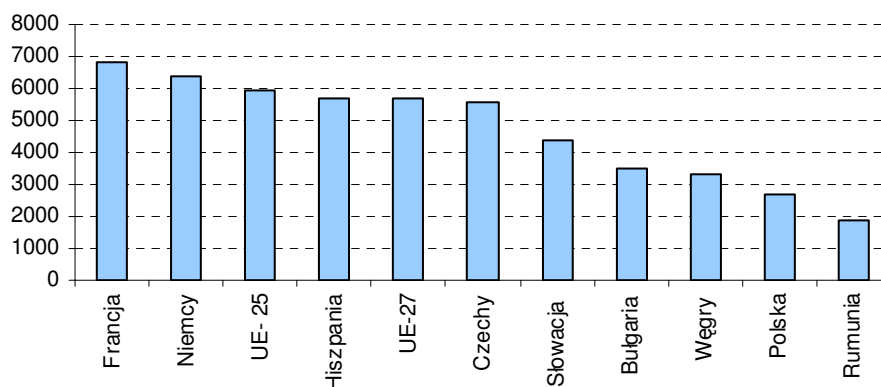
Zużycie energii elektrycznej w Polsce vs. wzrost PKB oraz konsumpcja per capita



■ zużycie energii elektrycznej w TWh ■ skumulowany indeks PKB (1995=100)

Źródło: Eurostat, ARE, URE, GUS, UCTE

Zużycie energii elektrycznej w Polsce vs. wzrost PKB oraz konsumpcja per capita na tle UE



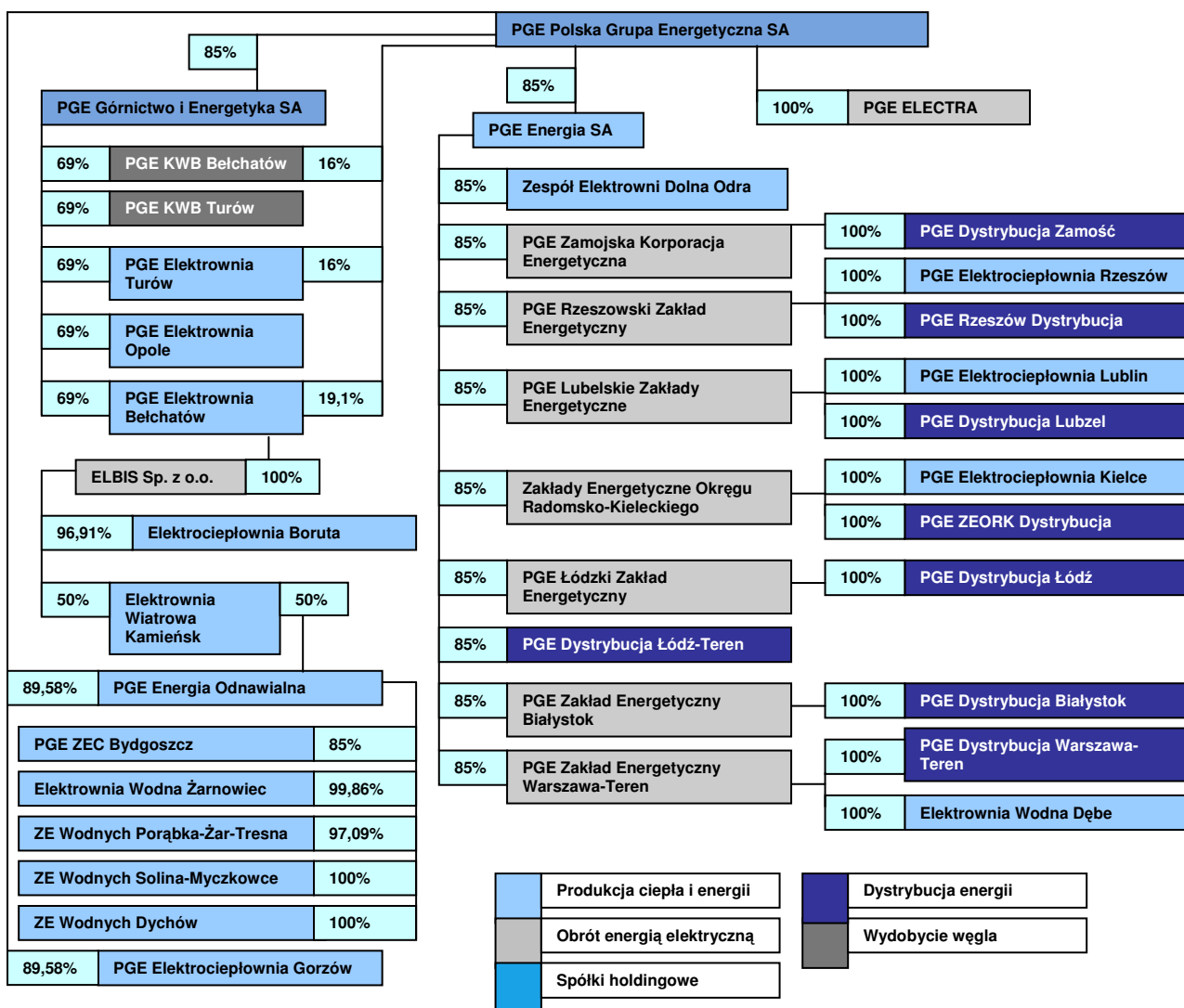
■ zużycie energii elektrycznej na mieszkańca kWh/capita

Źródło: Eurostat, ARE, URE, GUS, UCTE

W ostatnich kilkunastu latach zużycie energii elektrycznej w Polsce rosło w dużej korelacji ze wzrostem PKB. Średniorocznie popyt zwiększał się o około 1%, co w pełni było zaspokajane przez wzrost produkcji w polskich elektrowniach. W 2008 roku konsumpcja kształtowała się w okolicach 155 TWh, a produkcja wyniosła 159 TWh. W pierwszych 9 miesiącach obserwowaliśmy wyraźny wzrost zapotrzebowania na prąd (średnio o 2,5%), co szczególnie w pierwszej połowie roku sprzyjało alarmującym doniesieniom o ryzyko zmniejszenia zasilania w okresie letnim. W miarę rozwijania się kryzysu gospodarczego dynamika konsumpcji jednak malała, co zmniejszyło presję na rynku. W ostatnich miesiącach roku, kiedy załamanie popytu na rynkach światowych zmusiło przemysł do znacznego ograniczenia produkcji, notowaliśmy już dynamiki ujemne w ujęciu r/r, które pogłębiły się szczególnie w listopadzie i grudniu (odpowiednio -6,2% i -5,9%). Ostatecznie konsumpcja prądu w ubiegłym roku wzrosła więc jedynie o 0,5%. W 2009 w związku z osłabieniem wzrostu PKB, zapotrzebowanie na energię istotnie spadło, przede wszystkim ze strony odbiorców przemysłowych, a skumulowana dynamika w pierwszych 9 miesiącach wyniosła -5,5%. Według prognoz ARE przygotowanych na potrzeby polityki energetycznej polskiego rządu, negatywne tendencje będą jeszcze kontynuowane w przyszłym roku (-3,1%), kiedy to popyt ma wynieść około 141 TWh, co oznacza powrót do poziomu z roku 2003 (obecnie w kontekście oznak ożywienia gospodarczego wydaje się to mocno konserwatywny scenariusz). W kolejnych latach powinien powrócić trend wzrostowy (efekt konwergencji zużycia prądu na osobę do średniej UE), a średnioroczna dynamika prognozowana przez UCTE na poziomie 1,8%, może być zrealizowana (ARE szacuje, że w latach 2010-15 CAGR wyniesie 1,6%, a w latach 2015-20 około 2,1%).

Charakterystyka Grupy PGE

Struktura kapitałowa PGE (najważniejsze spółki z podstawowej działalności operacyjnej)



Źródło: Prospekt emisyjny, opracowanie DI BRE

Grupa PGE jest największym w Polsce holdingiem energetycznym pod względem zainstalowanej mocy wytwórczych i wielkości produkcji energii (42% udział). Spółka prowadzi działalność w 5 liniach biznesowych:

Wydobycie i wytwarzanie: w skład tego segmentu wchodzi 2 elektrownie na węgiel brunatny w Bełchatowie i Turowie o łącznych mocach 6,6 GW (zintegrowane z kopalniami o rocznej produkcji 45 mln ton, w pełni zaspokajającej potrzeby elektrowni), Zespół Elektrowni Dolna Odra i Elektrownia Opole opalane węglem kamiennym (łącznie moce zainstalowane 3,5 GW) oraz 8 elektrociepłowni, w tym EC Lublin, EC Gorzów i EC Rzeszów opalane gazem ziemnym. Segment ten stanowi najważniejszy ośrodek generowania przepływów pieniężnych w ramach Grupy (odpowiada za 69% strumienia EBITDA wypracowanego w I-szym półroczu 2009). Największym atutem tych aktywów jest integracja pionowa z kopalniami węgla brunatnego (2/3 zużywanego w grupie paliwa), która w otoczeniu rosnących cen energii pozwala na znaczący wzrost marż.

Energia odnawialna: w ramach tego segmentu funkcjonują elektrownie wodne (łącznie PGE posiada 36 elektrowni wodnych o łącznych mocach 1,6 GW) oraz farma wiatrowa w Bełchatowie (30 MW). W 2008 roku segment wypracował około 197 mln PLN EBITDA, tak więc na razie z punktu widzenia rachunku wyników nie odgrywa kluczowej roli, aczkolwiek w kontekście planów budowy nowych elektrowni wiatrowych (do 2020 roku Grupa planuje 2000

MW mocy w tym zakresie) i coraz bardziej rygorystycznych limitów środowiskowych, jego znaczenie będzie rosnąć.

Dystrybucja energii: ten segment zajmuje się fizycznym dostarczaniem energii do odbiorców końcowych poprzez zarządzane przez siebie linie średniego i niskiego napięcia. Infrastruktura ta skoncentrowana jest we wschodniej i centralnej Polsce i odpowiada za dystrybucję około 26% energii w kraju. Pod względem generowania zysków jest drugą po wytwarzaniu linią biznesową Grupy (15% skonsolidowanego zysku EBITDA w 1H'09).

Sprzedaż hurtowa: handlem hurtowym w Grupie PGE zajmuje się spółka PGE Electra, która w 2008 roku sprzedała podmiotom zajmującym się handlem detalicznym około 36,5 TWh energii elektrycznej. Odpowiada ona także za zakup paliw dla elektrowni z Grupy oraz certyfikatów emisyjnych i handel świadectwami pochodzenia energii.

Sprzedaż detaliczna: w 2008 roku Grupa PGE w ramach tego segmentu dostarczyła finalnym odbiorcom około 30,2 TWh energii. Wyższa aktywność w pozyskiwaniu nowych klientów oraz środowisko rosnących marż detalicznych powinny pozwalać na systematyczne zwiększanie zysków z tej działalności.

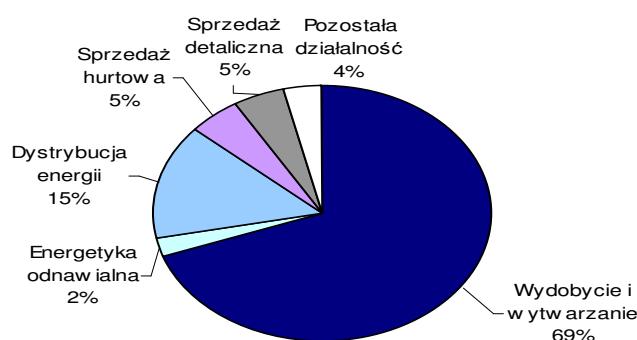
Pozostała działalność: w ramach Grupy funkcjonuje wiele podmiotów spoza podstawowej energetycznej działalności, w tym telekomunikacyjna spółka Exatel (PGE ma tam 95% udziałów) oraz liczne spółki budowlane, usługowe czy remontowe. Zgodnie ze strategią dezinvestycyjną Zarządu, znaczna część tych aktywów ma być w najbliższych latach sprzedana.

Wyniki skonsolidowane PGE wg. segmentów

(mln PLN)	2006	2007	2008	1H2009	1H2008
Przychody ze sprzedaży	24 344,0	23 090,7	20 597,8	11 100,1	10 689,2
<i>zmiana</i>	-	-5,10%	-10,80%		
	0	0	0		
EBIT, w tym	2 322,70	2 134,30	3 262,30	2 912,70	1 565,70
Wydobycie i wytwarzanie	1 307,60	1 485,90	2 644,20	2 176,80	773,7
Energetyka odnawialna	71,6	87,6	115,7	39,9	71,6
Dystrybucja energii	228,3	213,4	232,1	207,9	296,6
Sprzedaż hurtowa	643,6	201,7	71,2	199,8	309,2
Sprzedaż detaliczna	n/a	41,4	74,5	206,1	47,1
Pozostała działalność	96,7	104,2	124,6	82,2	67,5
Zysk netto	1 722,60	3 967,90	1 920,20	1 794,70	931,9

Źródło: Prospekt emisyjny, opracowanie DI BRE

Struktura EBITDA PGE 1H 2009 wg. segmentów



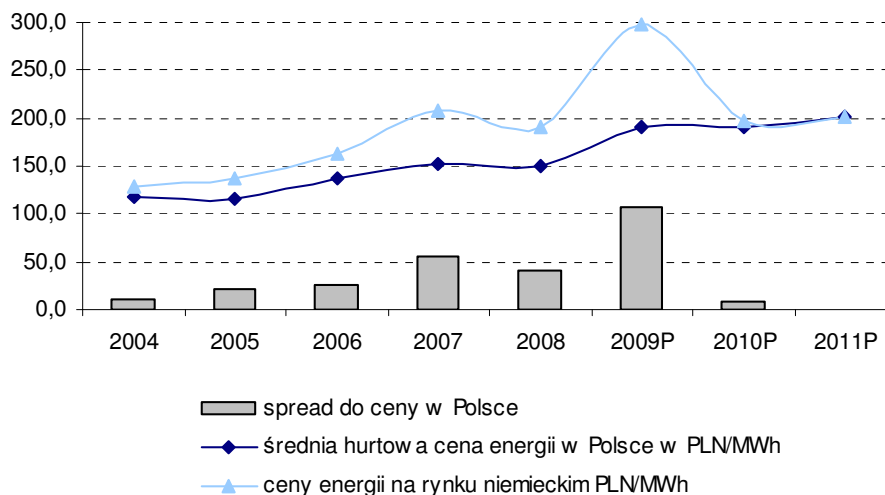
Źródło: Prospekt emisyjny, opracowanie DI BRE

Ceny energii w Polsce - konwergencja do cen europejskich

Rok 2009 przyniósł w Polsce nie notowany do tej pory skokowy wzrost cen energii (+26%), co było pochodną napiętej sytuacji rynkowej w 2008 roku, kiedy brakowało węgla, a popyt na prąd wzrósł do rekordowych poziomów. Mimo takiej podwyżki aktualne średnie ceny hurtowe nadal

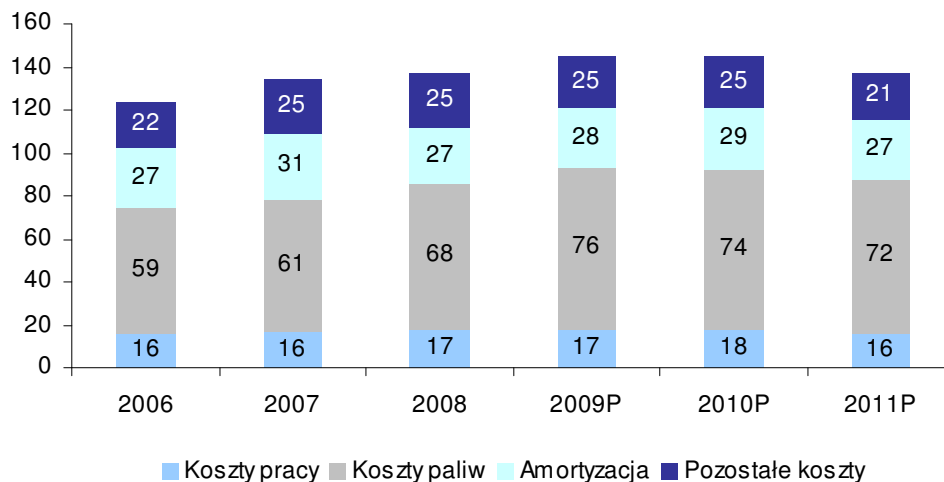
odbiegają od tych realizowanych przez producentów w Niemczech czy Czechach. W przyszłym roku ten spread powinien zostać co prawda zniwelowany, ale głównie z uwagi na spadek cen na EEX (European Energy Exchange) w związku z osłabieniem koniunktury gospodarczej i niższy kurs EUR. W kolejnych latach spodziewamy się jednak, że ceny w Polsce będą już w pełni skorelowane z rynkiem europejskim (tam oczekujemy mocniejszych wzrostów od roku 2012), z uwagi na planowane wyłączenia kilku istniejących bloków energetycznych i powrót dodatniej dynamiki konsumpcji, co znowu może szybko doprowadzić do zawężenia rezerw mocy dyspozycyjnej w okresach szczytowego zapotrzebowania. PGE będzie znacznym beneficjentem takiego scenariusza ze względu na integrację pionową elektrowni w Bełchatowie i Turowie z kopalniami (każde dodatkowe 10 PLN/MW będzie bezpośrednio przekładać się na zwiększenie EBIT o 380 mln PLN).

Ceny energii w Polsce na tle rynku niemieckiego



Źródło: Bloomberg, URE, PGE, szacunki DI BRE

Struktura kosztów produkcji energii w PGE w PLN/MWh



Źródło: Bloomberg, URE, PGE, szacunki DI BRE

Realizowane inwestycje przez PGE

Program inwestycyjny PGE na lata 2009-12 opiewa na 38,9 mld PLN aczkolwiek wiele znaczących projektów jest obecnie dopiero na wstępnym etapie realizacji i efektów tych nakładów można spodziewać się dopiero za kilka lat (nowe bloki w elektrowniach w Opolu i Turowie mają zostać uruchomione dopiero odpowiednio w 2015 roku i 2016 roku, a nowa Elektrownia Lublin ma być gotowa do uruchomienia w latach 2016-18). Kluczową inwestycją, która zostanie oddana do użytku już wkrótce jest przede wszystkim nowy blok o mocy 858 MW w Elektrowni Bełchatów, który ma rozpocząć wytwarzanie energii już na początku 2011 roku.

Biorąc pod uwagę planowany roczny wolumen prądu z tej instalacji (około 6,2 GWh) i fakt, iż będzie ona bazować na nowo uruchomionych złożach węgla w polu Szczerców, przy obecnych warunkach rynkowych (my zakładamy wzrost cen energii w 2011 roku o około 10 PLN/MWh) pozytywny wpływ na skonsolidowany strumień EBITDA może sięgnąć nawet 450-500 mln PLN. W tym miejscu należy jednak zwrócić uwagę inwestorów na plany wycofywania niektórych bloków z eksploatacji (w Elektrowni Turów wyłączenie 3 bloków o łącznej mocy 618 MW w latach 2010-13, 2 bloków w ZEDO o mocach 410 MW do 2015 roku oraz 2 bloków w Elektrowni Bełchatów o mocy 740 MW po 2015 roku). Istotnym wsparciem dla wyników PGE może być także planowane uruchamianie nowych mocy w elektrowniach wiatrowych. Zakładając, iż do 2011 roku uda się oddać do użytku nowe farmy o łącznych mocach 200 MW (plan do 2020 roku zakłada dodatkowe moce 2000 MW), wynik EBITDA mógłby się poprawić o około 200 mln PLN. Ważnym elementem w strategii PGE są także inwestycje w modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnej, co mogłoby pozwolić na redukcję strat sieciowych, choć na tym etapie trudno szacować o ile w tym aspekcie Spółce uda się zwiększyć efektywność (w przypadku redukcji współczynnika strat we własnej sieci dystrybucji do poziomu CEZ, czyli o około 0,9 punktu procentowego, wartość odzyskanej energii mogłaby sięgnąć 50-60 mln PLN).

Rekompensaty związane z rozwiązaniem KDT

W związku z wcześniejszym rozwiązaniem kontraktów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, producenci objęci wcześniej KDT zgodnie z ustawą mają prawo do rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych (wydatków na rozbudowę mocy niepokrytych sprzedażą energii z uwagi na niższe ceny - ceny w KDT były wyższe), które są wypłacane w formie kwartalnych zaliczek. Maksymalny poziom rekompensat dla elektrowni z Grupy PGE określony jest na 6,3 mld PLN i mają być one wypłacane do roku 2016, w którym wygasa najdłuższy KDT. W 2008 roku Spółka zaksięgowwała przychody z tego tytułu na poziomie 1,3 mld PLN, a w 1H'09 0,8 mld PLN. Urząd Regulacji Energetyki w lipcu 2009 roku przedstawił jednak swoją interpretację ustawy o KDT i według wyliczeń urzędu kwota rekompensat należnych PGE za rok 2008 wyniosła 895 mln PLN, czyli 427 mln PLN mniej niż Spółka zaksięgowwała w rachunku wyników. Zgodnie z metodologią regulatora, niższe od szacowanych przez PGE mogą być także rekompensaty w 2009 roku (za pierwsze półrocze różnica może sięgać 400-500 mln PLN). Spółka zaskarżyła decyzję URE do sądu i na razie trudno ocenić jakie będzie ostateczne rozstrzygnięcie w tej sprawie (kwestia sporną jest uwzględnianie kosztów CO₂ w rachunku, choć wg. naszych ustaleń różnica w kalkulacjach może także wynikać z uwzględniania bądź nie Elektrowni Bełchatów, jako podmiotu nieobjętego KDT, ale mającego wspierać inne podmioty z Grupy w pokrywaniu kosztów osieroconych). Istnieje prawdopodobieństwo (wskazuje na nie także audytor), że Spółka będzie musiała odpisać nieotrzymane rekompensaty (za lata 2008-09 może to być kwota rzędu -1 mld PLN). Na razie pewne jest tylko to, że część przychodów z rekompensat należy traktować jako zysk czysto księgowy, nie przekładający się na przepływy pieniężne. Warto również zwrócić uwagę na to, że w przypadku wzrostu cen energii regulator może zmniejszyć zaliczki na KDT przy rozszerzeniu marży rynkowej na wytwarzaniu, która w większym stopniu będzie pokrywać koszty osierocone.

Wartość majątku spółek dystrybucyjnych

W ramach procesu tzw. „unbundlingu” czyli prawnego i operacyjnego wydzielenia działalności operacyjnej do oddzielnych podmiotów (OSD- Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego) PGE dokonała przeszacowania wartości aktywów dystrybucyjnych w swoich spółkach z tego segmentu, co przełożyło się na ich dwukrotny wzrost do poziomu powyżej 13 mld PLN. Wycena tych aktywów opiera się częściowo na metodzie przyszłych przychodów, które są regulowane poprzez taryfy URE. Obecne taryfy przyznane przez regulatora odbiegają od poziomów oczekiwanych przez PGE (uwzględniono w nich wyższą amortyzację, ale zwrot z kapitału liczony jest od historycznej niższej wartości aktywów) i jeśli ta sytuacja nie ulegnie zmianie, to nie można wykluczyć, że w przyszłości Spółka będzie musiała dokonać odpisów aktualizujących wartość tych środków trwałych (na razie nie ma jednak ku temu przesłanek). Obecnie trwają prace (przy udziale URE) mające na celu ponowną wycenę majątku spółek dystrybucyjnych (WRA- wartość regulacyjna aktywów) oraz określenie tzw. ścieżki dojścia do pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału (w tym wariancie zysk operacyjny segmentu mógłby się wówczas podwoić, czyli wzrosnąć o 350-400 mln PLN).

Kwestia zwrotu akcyzy

W związku z niezgodnością polskich przepisów z normami unijnymi w latach 2006-08 (potwierdzoną wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE), PGE domaga się zwrotu zapłaconej akcyzy na łączną kwotę 3,4 mld PLN, bez odsetek) wg. unijnych regulacji płatnikiem podatku akcyzowego powinien być sprzedawca energii, a nie wytwórca, tak jak to miało miejsce do 2009 roku w Polsce. Stanowisko Ministerstwa Finansów w tej sprawie nie jest jednak tak jednoznaczne i resort uważa, że zwrot ewentualnej nadpłaty może dotyczyć tylko podatku naliczonego wolumenu strat sieciowych (zwrócenie całej kwoty, nie uwzględniając prawnych

aspektów, rzeczywiście trudno racjonalnie uzasadnić, gdyż koszt akcyzy ponosi przecież nie Spółka, a klient końcowy). Na razie trudno więc przewidzieć na jaką kwotę PGE może liczyć (wspomniane 3,4 mld PLN implikowałoby dodatkową wartość Spółki na poziomie 2 PLN na akcję). Warto także zwrócić uwagę, że w przypadku pozytywnego rozstrzygnięcia, odbiorcy końcowi również będą mieli prawo do ubiegania się o zwrot podatku od PGE (biorąc jednak pod uwagę ich rozdrobnienie i udział w sprzedaży energii ogółem w Grupie, te roszczenia nie powinny przekroczyć 10-20% całej kwoty).

Udziały mniejszości, a konwersja akcji pracowniczych

Spółka PGE SA jest holdingiem, w skład którego wchodzi około 200 podmiotów zależnych (struktura Grupy w uproszczeniu na str. 2). Podstawowe aktywa energetyczne skupione są w dwóch spółkach subholdingowych PGE Górnictwo i Energetyka oraz PGE Energia, w których PGE SA posiada po 85% udziałów (pozostałe 15% ma resort skarbu, który na kolejnym etapie konsolidacji przekaże te akcje pracownikom w ramach konwersji). Te podmioty z kolei są większościowymi właścicielami elektrowni, kopalni oraz spółek dystrybucyjnych. Z tego względu pozycja kapitału mniejszości w bilansie wynosi aż 7,4 mld PLN (nie można tego pomijać przy wycenie i kalkulacji wskaźników EV/EBITDA), a w rachunku wyników zysk netto alokowany udziałowcom mniejszościowym sięga 22% zysku netto ogółem. Alokacja kapitałów mniejszościowych wg. segmentów wygląda następująco: Wydobycie i Produkcja 50%, Dystrybucja 42% i pozostałe segmenty 8%. Udziałowcami mniejszościowymi w znaczącej części są pracownicy poszczególnych spółek, którzy w ramach procesu konsolidacji sektora otrzymali pakiety 15% akcji. Docelowo w ramach procesu konsolidacji Grupy PGE, akcje te zostaną skonwertowane na akcje PGE SA (wcześniej jeszcze na akcje spółek subholdingowych). Będzie to oznaczać emisję akcji PGE skierowaną do tych akcjonariuszy spółek zależnych, a jej wielkość i ewentualne rozwodnienie (na pewno nie przekroczy ono 15%) będą zależały od parytetów, które dzisiaj nie są jeszcze ustalone (walka o korzystne rozstrzygnięcia dla pracowników już się jednak rozpoczęła poprzez forum związkowe). Z punktu widzenia obecnych akcjonariuszy PGE, rozwodnienie nie powinno przekroczyć 15% z uwagi na obecne udziały w spółkach subholdingowych. Tymczasem wartość kapitałów mniejszości systematycznie rośnie z uwagi na generowane w tych spółkach zyski (w 2009 roku pozycja ta może wzrosnąć o 1 mld PLN). W tym kontekście warto także zwrócić uwagę na fakt, iż w grudniu 2008 PGE zawarła umowę ze Skarbem Państwa na odkupienie posiadanych przez resort resztówek w kilku elektrowniach i kopalniach należących do Grupy za kwotę 1,5 mld PLN. O tyle też z końcem 2008 roku zmniejszono pozycję kapitałów mniejszości w skonsolidowanym bilansie. Do zapłacenia pozostała jednak jeszcze ostatnia transza na kwotę 236 mln PLN. Stąd uważamy, że o ten odpływ gotówki należy skorygować dług netto na koniec 2008 roku (dla wskaźnika EV/EBITDA), podobnie jak w przypadku wypłaconej już dywidendy za rok 2008 w kwocie 942 mln PLN.

Pakiet energetyczny – możliwe konsekwencje

Według ustaleń unijnego pakietu klimatycznego, w perspektywie roku 2020 wytwórcy energii będą musieli kupować 100% certyfikatów na emisję CO₂ na aukcjach. Proces wdrażania tej koncepcji rozpocznie się w roku 2013, w którym udział darmowych certyfikatów nie może przekroczyć 70%. Obecnie Grupa PGE emituje średnio około 60 mln ton CO₂, co przy alokacji rządu 53 mln ton oznacza konieczność dokupowania na rynku około 7 mln certyfikatów, których aktualna rynkowa wartość to około 100 mln EUR. Oznacza to, że w 2013 roku w przypadku utrzymania obecnego poziomu emisji koszty Spółki mogą wzrosnąć o ponad 200 mln EUR, czyli 830 mln PLN. Na razie ta perspektywa jest oczywiście odległa, ale wydaje się nieunikniona, a spodziewany w związku z wejściem w życie pakietu klimatycznego wzrost rynkowych cen energii w Europie raczej nie pokryje w pełni wzrostu kosztów PGE, gdyż wskaźnik emisji CO₂ dla obecnych aktywów produkcyjnych w Spółce wynosi ponad 1 t/MWh, podczas gdy średnio w Europie kształtuje się on na poziomie 0,8 t/MWh, a przykładowo dla CEZ jest to 0,66 t/MWh.

Potencjał do dezinwestycji

W ramach rozbicia segmentowego PGE wyróżnia segment pozostałe (2,4 mld PLN przychodów i 269 mln PLN zysku EBITDA w 2008 roku), który uwzględnia działalność spoza sektora energetycznego (przede wszystkim spółkę telekomunikacyjną Exatel, w której PGE ma 94,9% udziałów) oraz działalność uzupełniającą (spółki remontowe, projektowe). Zgodnie ze strategią Zarządu, Spółka zamierza systematycznie pozbywać się tych aktywów. Główną zapowiedzianą dezinwestycją jest posiadany przez PGE pakiet 21,85% udziałów w Polkomteli, który wyceniamy jest na 3,07 mld PLN. Istotnym źródłem gotówki mogłaby być także sprzedaż wspomnianego Exatela, którego wartość księgową na bilansie PGE sięga obecnie 214 mln PLN (nie są publikowane szczegółowe dane finansowe tej spółki, więc trudno o sporządzenie dokładnej wyceny). Spółka zamierza również pozbyć się 19,8% udziału w spółce Autostrada Wielkopolska (właściciel koncesji na budowę i eksploatację autostrady Świecko-Konin) oraz posiadanych kilkudziesięciu nieruchomości.



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38
Dyrektor Zarządzający
Dyrektor Departamentu Analiz
micchal.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

Analitycy:

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, Deweloperzy

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 stanowić 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.

Do rekomendacji wybrano istotne informacje z całej historii spółek będących 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.

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.

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.

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

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.

Komentarz nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA .

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

DI BRE Banku S.A. pełni funkcję animatora emitenta dla następujących spółek: Certyfikaty Skarbiec Nieruchomości, Erbud, Es-System, LW Bogdanka, Macrologic, Magellan, Mieszko, Mondy, Nepentes, Optopol, Pemug, Polimex-Mostostal, Torfarm.

DI BRE Banku S.A. otrzymuje wynagrodzenie od emitenta za świadczone usługi od następujących spółek: 05 NFI, Agora, Ambra, Arkus, ASPA, Bakalland, BIAFORM, BRE Bank, Cegielnie Bydgoskie, Centromor, Computerland, Deutsche Bank, DZ Bank Polska, Elektrobudowa, Elzab, Ergoapaparatura, Erbud, ERGIS-EUROFILMS, Es-System, Farmacol, FAT, Ferrum, Fortis Bank, GTC, Intergroclin Auto, Izo-Erg, Koelner, Komputronik, LW Bogdanka, Macrologic, Magellan, Mennica, Mercor, Mieszko, Mostostal Warszawa, Nepentes, Odlewnia Żeliwa, Odratrans, Pemug, PGF, PGNiG, Polimex-Mostostal, Polmos Lublin, Polnord, Prokom Software, Przedsiębiorstwo Robót Kolejowych 7, RYFAMA, Seco Warwick, Skarbiec Nieruchomości, Sygnity, Torfarm, Unibep, WAN, WSiP, ZA Puławy, ZUGIL.

Asseco Poland świadczy usługi informatyczne na rzecz Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

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.