



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe GK PGNiG
za 2012 rok**

19 marca 2013 roku

Najważniejsze wydarzenia 2012 roku

Poprawa marży na obrocie gazem

- Sześć kwartałów ujemnej marży: skumulowana strata w segmencie Obrót i Magazynowanie -2,2 mld zł
- Porozumienie z Gazpromem: osiągnięcie wysokiej marży w IV kw. i efekt retroaktywny

Start krótkoterminowej strategii budowania wartości Grupy do 2014

- Wzrost wydobycia
- Działania prorynkowe
- Optymalizacja struktury Grupy i jej kosztów

Dywersyfikacja źródeł finansowania

- Pierwsza emisja w ramach programu euroobligacji: 500 mln EUR
- Największa korporacyjna, niebankowa emisja obligacji na rynku Catalyst: 2,5 mld PLN

Koncern multienergetyczny

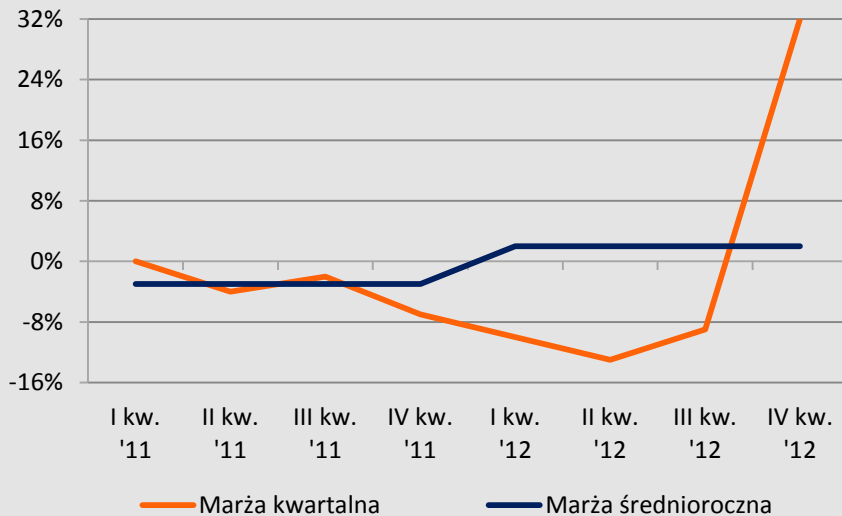
- Integracja PGNiG Termika
- Budowa EC Stalowa Wola

Dobre wyniki segmentu E&P

- Zwiększanie wydobycia ropy naftowej
- Uruchomienie złoża Skarv
- Wysokie, stabilne ceny ropy naftowej

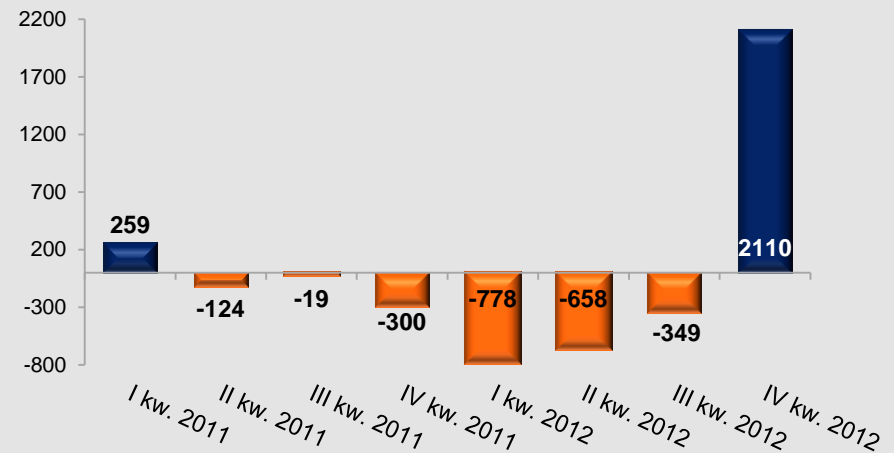
Efekt porozumienia z Gazpromem

Ewolucja marży na gazie wysokometanowym



- Wpływ listopadowego porozumienia w sprawie formuły cenowej w kontrakcie jamalskim na wynik EBITDA w 2012 oszacowano na **około 3 mld PLN**, co jest wynikiem zsumowania efektu retroaktywnego, pomniejszającego koszt pozyskania gazu w poprzednich okresach, oraz przyjęcia nowej formuły cenowej do rozliczeń za IV kwartał 2012 roku. Przełożyło się to na osiągnięcie marży na sprzedaży gazu **na poziomie 32% w IV kwartale 2012 oraz 2% średnio w całym 2012.**

Kwartalny wynik operacyjny: Obrót i Magazynowanie



- Wynik segmentu Obrót i Magazynowanie jest w głównej mierze zależny od marży uzyskiwanej na głównym produkcie – gazie wysokometanowym. W ostatnich dwóch latach obowiązywania dotychczasowej formuły w kontrakcie jamalskim kwartalny **EBIT oscylował w granicach od -778 do 259 mln PLN**. W wyniku operacyjnym za IV kw. 2012 rozpoznany został wpływ efektu retroaktywnego.

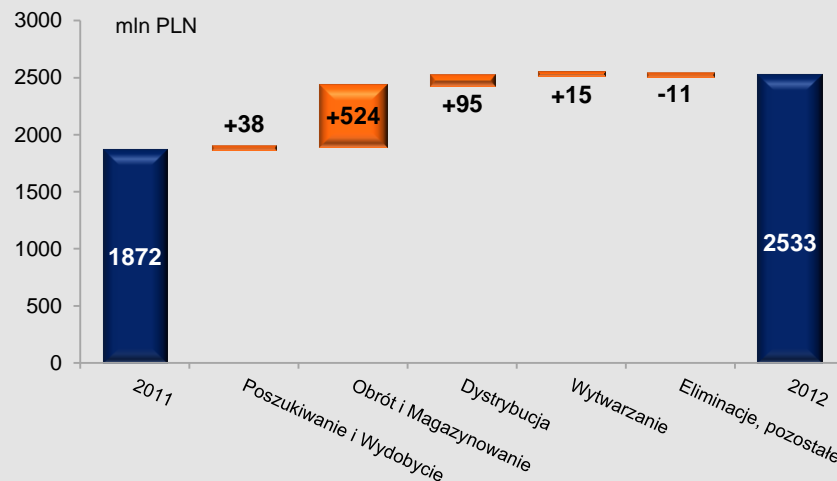
Podstawowe wyniki finansowe

GK PGNiG (mln PLN)	2011	2012	zmiana (wart.)	IV kw. 2011	IV kw. 2012	zmiana (wart.)
Przychody ze sprzedaży	23 004	28 730	5 726	6 973	8 666	1 693
Koszty operacyjne	(21 132)	(26 197)	(5 065)	(6 507)	(6 057)	450
EBITDA	3 446	4 602	1 156	870	3 171	2 301
EBIT	1 872	2 533	661	466	2 609	2 143
Wynik na działalności finansowej	(17)	(164)	(147)	(65)	(65)	0
Wynik netto	1 755	2 234	479	431	2 186	1 755
Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego	(3%)	2%	5 pkt. proc.	(7%)	32%	39 pkt. proc.

- GK PGNiG osiągnęła w 2012 **wzrost przychodów** ze sprzedaży o 5,7 mld PLN, czyli **o 25%**. Wpływ na to miały głównie rosnące wolumeny i ceny sprzedaży gazu ziemnego oraz ropy naftowej.
- Dzięki obniżeniu kosztów pozyskania gazu oraz dyscyplinie kosztowej w pozostałych pozycjach, zwiększenie przychodów zaowocowało wzrostem wyniku operacyjnego **o 35%, do poziomu 2,53 mld PLN**.
- Rosnący o **18% koszt sprzedanego gazu**, który osiągnął 15,7 mld PLN, uzyskał odzwierciedlenie w cenach sprzedaży tego paliwa. Zaowocowało to w 2012 marżą na sprzedaży gazu wysokometanowego w wysokości 2%, o 5 pkt. proc. więcej niż w 2011. W samym IV kwartale marża ta wyniosła 32%.
- W IV kw. 2012 **przychody ze sprzedaży GK PGNiG wyniosły 8,7 mld PLN**, rosnąc o 24%. Równoległe **zmniejszony został poziom kosztów operacyjnych**, głównie ze względu na renegotiację kontraktów długoterminowych na dostawy gazu. Jednorazowo koszty te obniżyło ujęcie w tym okresie całości efektu retroaktywnego, uzyskanego w negocjacjach z firmą Gazprom.
- GK PGNiG wypracowała w IV kw. 2012 **zysk operacyjny w wysokości 2,6 mld PLN** oraz zysk netto blisko 2,2 mld PLN. Było to 5-krotnie więcej niż w tym samym okresie 2011.
- Jednostkowy wynik netto PGNiG S.A. w 2012 wyniósł **1,9 mld zł**, w porównaniu do 1,7 mld zł w 2011.

Segmenty – wynik operacyjny 2012

Wynik operacyjny (mln PLN)	2011	2012	IV kw. 2011*	IV kw. 2012
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 315	1 353	328	142
Obrót i Magazynowanie	(199)	325	(300)	2 110
Dystrybucja	783	878	289	328
Wytwarzanie	-	15	-	47
- Bez wpływu umorzeń aktywów niematerialnych	-	225	-	106
Pozostałe, eliminacje	(27)	(38)	(37)	(18)
RAZEM	1 872	2 533	280	2 609

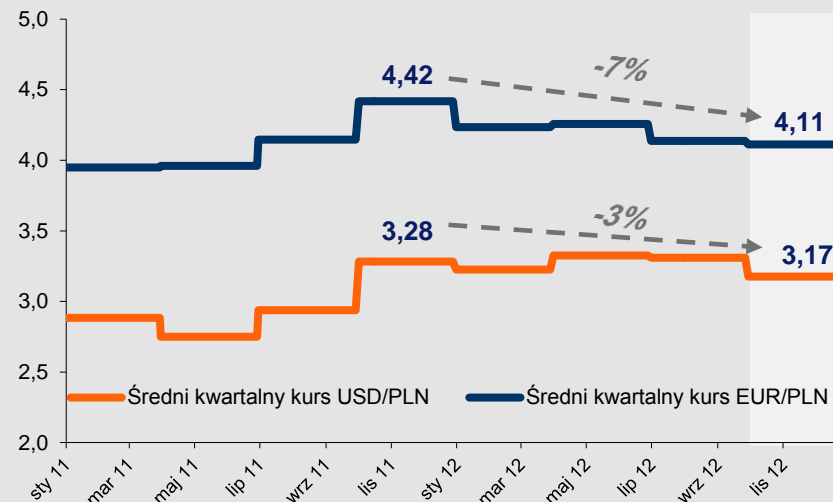
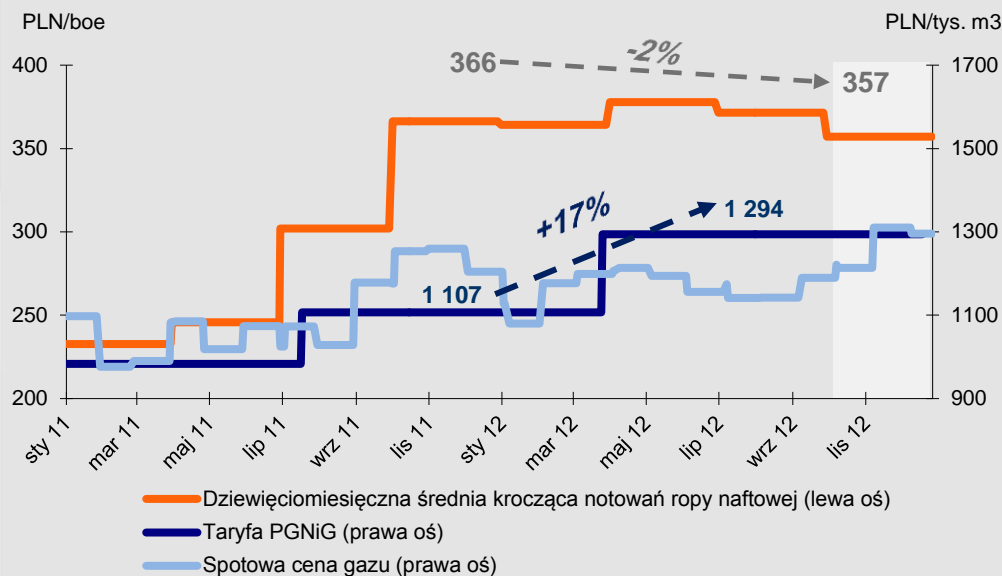


- Wzrost wyniku operacyjnego** segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie **wyniósł 3%** w 2012 roku i jest rezultatem zwiększenia wydobycia i cen ropy naftowej. W samym IV kwartale nastąpiła obniżka EBIT o 57% ze względu na zawiązanie odpisów i rezerw na kwotę 387 mln PLN (o 356 mln więcej niż w IV kw. 2011), głównie na majątku kopalnianym.
- Największy wpływ na wynik GK PGNiG miał **zdecydowany wzrost osiągnięty przez segment Obrót i Magazynowanie: o 524 mln PLN**, dzięki zawarciu porozumienia z Gazpromem. Wyjątkowo wysoki poziom zysku operacyjnego segmentu w IV kw. 2012 jest rezultatem ujęcia w tym okresie całości efektu retroaktywnego, uzyskanego w negocjacjach.
- Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w 2012 roku **zwiększył się o 12%** wobec roku poprzedniego i **osiągnął 878 mln PLN**. Ten istotny wzrost był możliwy dzięki rosnącemu o 5% wolumenowi dystrybuowanego gazu (wskutek nowych przyłączeń i niskich temperatur I kwartału 2012), a także wzrostowi taryf dystrybucyjnych w lipcu 2011 roku o średnio 1,7% oraz dyscyplinie kosztowej.
- Segment Wytwarzanie wygenerował w 2012 wynik operacyjny **15 mln PLN**, a 47 mln PLN w samym IV kwartale. Wyniki te uwzględniają wpływ umorzeń aktywów niematerialnych rozpoznanych w momencie nabycia udziałów PGNiG Termika w tym praw do emisji CO₂, bez których EBIT segmentu w 2012 wyniósłby **225 mln PLN**.

Czynniki wpływające na wynik finansowy

Notowania ropy naftowej* i gazu a cena taryfowa gazu

Kurs USD i EUR wobec PLN**

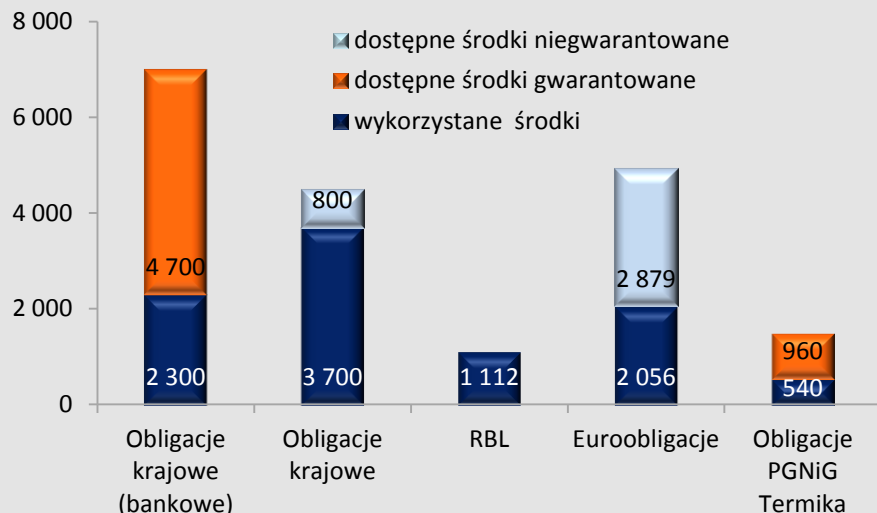


- Notowania ropy naftowej determinują cenę zakupu gazu z importu. Formuła ceny importowej gazu w kontrakcie jamalskim od października 2012 opiera się na dwóch elementach:
 - 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych, skorelowanej z notowaniami ropy naftowej w blisko 100%.
 - Cenach gazu na płynnym rynku zachodnioeuropejskim.
- Ceny ropy naftowej, wyrażonej w USD, ustabilizowały się na wysokim poziomie. W IV kwartale 2012 wartość notowań 9-miesięcznej średniej osiągnęła ponad 112 USD/boe i była o 1% wyższa niż w IV kwartale 2011. Cena wyrażona w złotych zmniejszyła się o **2%**.

- Koszt zakupu gazu z importu jest zależny od kursu dolara i euro; równocześnie cena sprzedaży ropy naftowej jest denominowana w dolarach, stąd wpływ kursów tych walut na największą pozycję kosztów GK PGNiG oraz znaczną część przychodów segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.
- Taryfa na paliwo gazowe wyniosła w IV kwartale **1 294 PLN/tys. m³** i była zbliżona do cen kontraktów gazowych na giełdzie NetConnect Germany. Od stycznia 2013 taryfa dla odbiorców przemysłowych wynosi **1 251 PLN/tys. m³**.

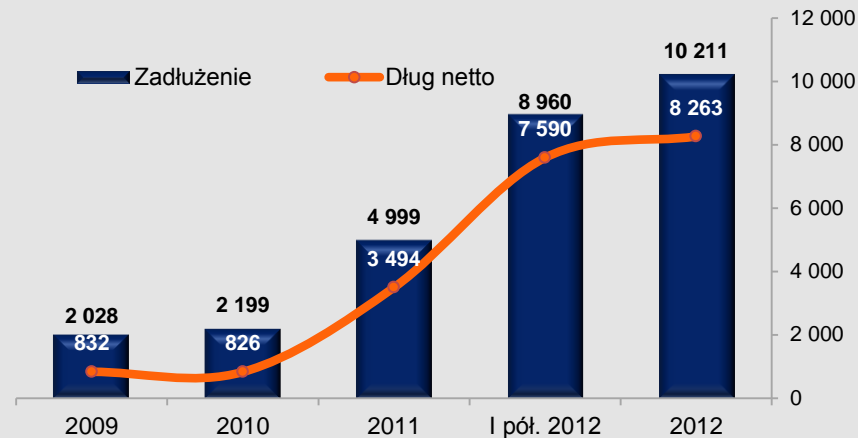
Zadłużenie

Poziom wykorzystania finansowania zewnętrznego na 31.12.2012 (mln PLN*)



- Program emisji obligacji krajowych do 2015, gwarantowany przez banki do kwoty **7 mld PLN**, o zapadalności do 12 miesięcy.
- 5-letni program emisji obligacji krajowych, środki niegwarantowane do wysokości **4,5 mld PLN**, o zapadalności do 10 lat. Pierwsza emisja 2,5 mld PLN w czerwcu 2012. Dodatkowe 1,2 mld PLN krótkoterminowych obligacji (do 1 roku) – wyemitowane we wrześniu i grudniu 2012.
- 5-letni program emisji obligacji przez PGNiG Termika do kwoty **1,5 mld PLN**, gwarantowany przez banki.

Zadłużenie GK PGNiG (mln PLN)



- 5-letni program emisji euroobligacji o wartości **1,2 mld EUR** i zapadalności do 10 lat. W lutym 2012 przeprowadzono pierwszą emisję 500 mln EUR z kuponem **4%**.
- Wzrost kwoty zadłużenia w porównaniu do stanu na koniec 2011 roku o ponad **5 mld PLN do 10,2 mld PLN** wynika ze zwiększonego zapotrzebowania na finansowanie zewnętrzne w związku z koniecznością finansowania obrotu gazem oraz z akwizycją PGNiG Termika.
- RBL - Reserve Based Loan (PGNiG Norway) **360 mln USD****

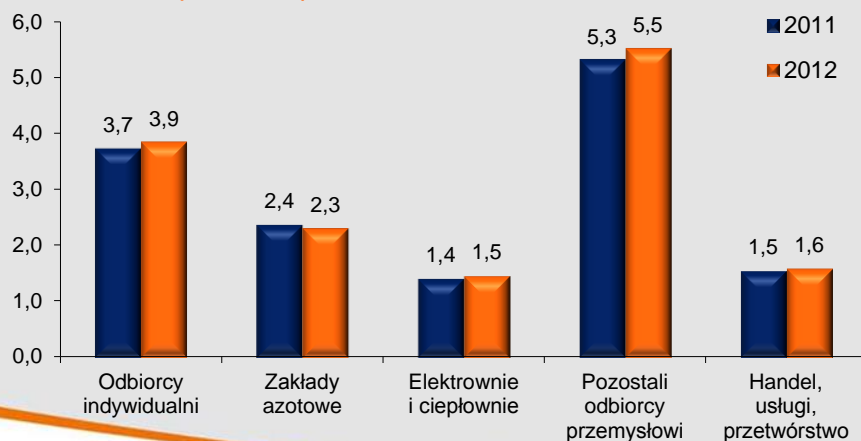
* Według kursu średniego NBP z 28.12.2012 dla EUR (euroobligacje) i USD (Reserve Based Loan).

** Od II kwartału 2012 następują planowe spłaty kredytu Reserve Based Loan.

Gaz ziemny (I)

GK PGNiG*	2011	2012	zmiana	IV kw. 2011	IV kw. 2012	zmiana
Wolumen wydobycia (mln m ³)	4 329	4 317	0%	1 134	1 109	(2%)
Wolumen importu (mln m ³)	10 915	11 000	1%	2 862	3 105	8%
Wolumen sprzedaży (mln m ³)	14 277	14 912	4%	4 197	4 406	5%
<i>W tym do odbiorców poza Polską</i>	-	292	-	-	206	-
Wolumen dystrybucji (mln m ³)	9 452	9 924	5%	2 782	3 076	11%
Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN)	20 231	23 697	17%	6 154	7 187	17%
Gaz wysokometanowy (E)	19 014	22 309	17%	5 786	6 763	17%
Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	1 217	1 389	14%	368	423	15%

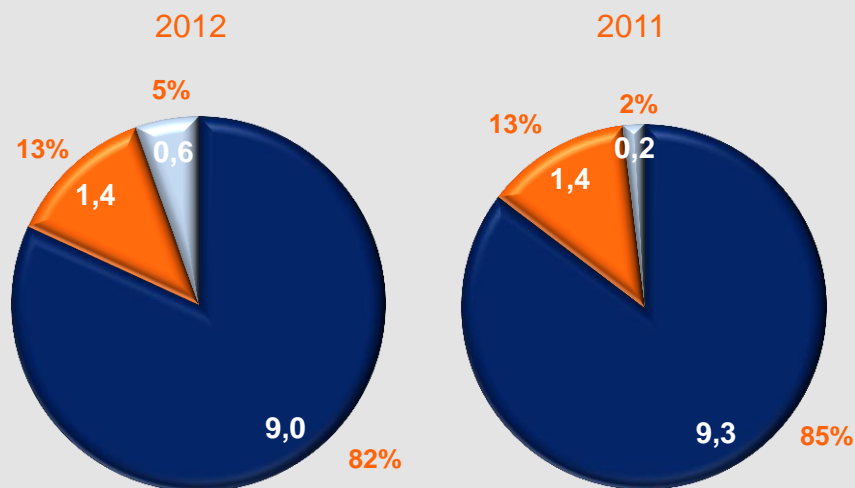
Wolumen sprzedaży gazu w podziale na grupy odbiorców (mld m³)



- Wolumen sprzedaży gazu w 2012 **wzrósł o 4%, czyli ponad 600 mln m³**. Miały na to wpływ: wysoka sprzedaż I kwartału 2012 związana z niskimi temperaturami, rosnące grono odbiorców poza Polską (poprzez spółkę PGNiG Sales & Trading) oraz pozyskiwanie nowych klientów.
- Ponadprzeciętny wzrost wolumenu dystrybucji w IV kwartale to rezultat podłączeń nowych klientów, w tym Grupy Lotos oraz odbiorców gazu koksowniczego.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu wynika z **rosnącego wolumenu oraz podwyższonej w marcu 2012 taryfy na paliwo gazowe**.

Gaz ziemny (II)

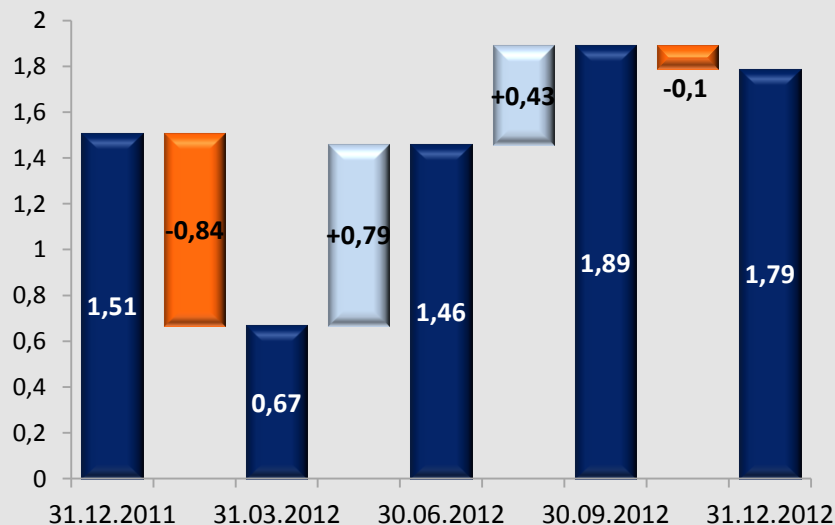
Kierunki importu gazu (mld m³)



■ Kierunek wschodni ■ Kierunek zachodni ■ Kierunek południowy

- Dzięki wykorzystaniu rozbudowanego połączenia w Lasowie, „wirtualnego rewersu” na gazociągu Jamał oraz interkonektora Moravia import gazu z zachodu i południa wyniósł w 2012 blisko **2 mld m³**. Dla porównania w 2011 było niecałe **1,6 mld m³**, czyli o prawie **400 mln m³** mniej.

Stan magazynów gazu* (mld m³)

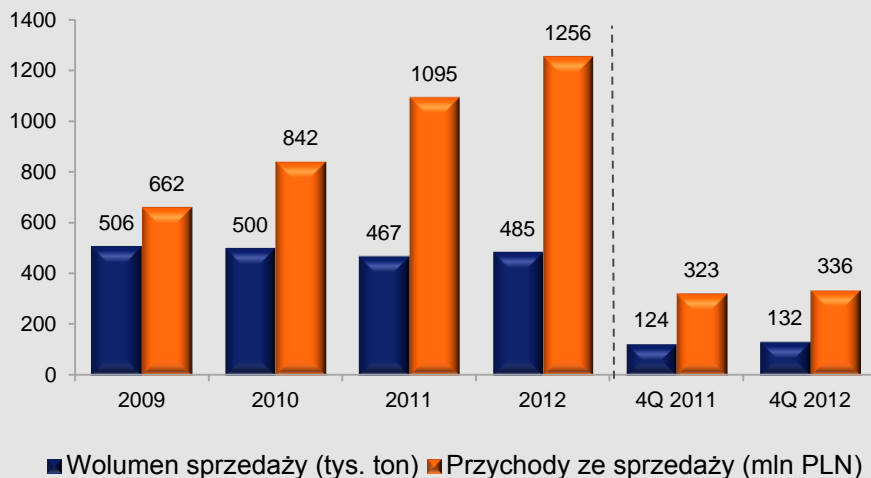


- Po znacznych wytlóceniach w I kwartale 2012 kolejne dwa kwartały przyniosły zatłoczenia sięgające blisko **1,2 mld m³**, co zwiększyło także zapotrzebowanie na kapitał obrotowy. Najintensywniejsze zatłaczanie miało miejsce w II kwartale i wyniosło prawie **800 mln m³**. IV kwartał 2012 spowodował per saldo wytlóczenie **100 mln m³**, na skutek czego stan magazynów gazu wysokometanowego wyniósł na koniec roku **1,79 mld m³**.

Ropa naftowa

GK PGNiG*	2011	2012	zmiana	IV kw. 2011	IV kw. 2012	zmiana
Wolumen wydobycia (tys. t)	468	492	5%	123	138	12%
Wolumen sprzedaży (tys. t)	467	485	4%	124	132	7%
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	1 095	1 256	15%	323	336	4%
Cena jednostkowa ropy (PLN/t)	2 357	2 606	11%	2 617	2 548	(3%)
Średniokresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl)	112	112	0%	109	110	1%

Przychody i wolumen sprzedaży ropy naftowej*

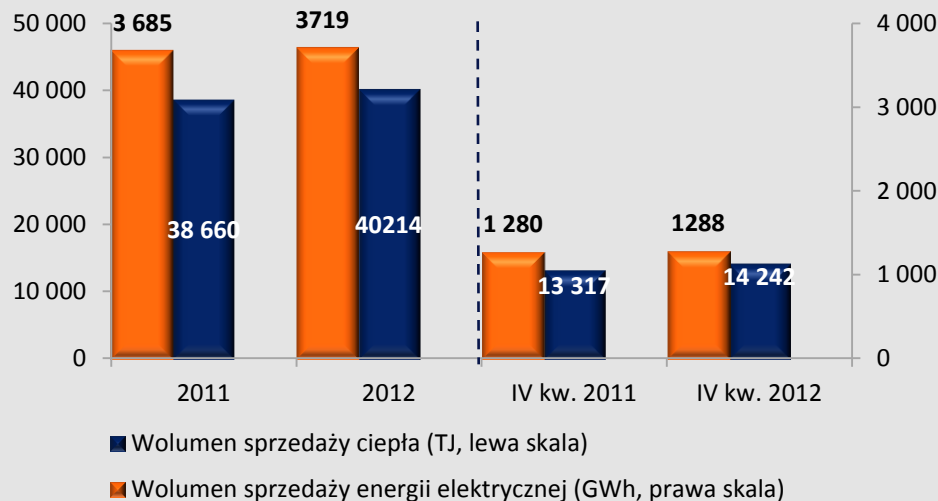


- Rosnący wolumen wydobycia i sprzedaży jest rezultatem podłączenia odwiertów kopalni BMB oraz osiągnięcia planowanego poziomu produkcji w kopalni Dębno, która w okresie porównywalnym (maj i czerwiec 2011) zmniejszyła wydobycie ropy naftowej ze względu na ograniczenie odbioru gazu przez jedną z elektrociepłowni.
- Narastająco odnotowano zwiększenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej, zarówno ze względu na rosnący wolumen sprzedaży, jak i wyższy niż w 2011 średnioroczny kurs USD przy stabilnej cenie baryłki Brent.
- Wydobycie ropy naftowej w 2012 roku przekroczyło prognozę roczną o **12 tys. ton** i wyniosło **492 tys. ton**. Na rok 2013, z uwzględnieniem projektu Skarv, planowane wydobycie wynosi **1 120 tys. ton**.

Ciepło i energia elektryczna – PGNiG Termika

	2011 VHP	2012 PGNiG Termika	zmiana	IV kw. 2011 VHP	IV kw. 2012 PGNiG Termika	zmiana
Wolumen sprzedaży ciepła (TJ)	38 660	40 214	4%	13 317	14 242	7%
Przychody ze sprzedaży ciepła (mln PLN)	879	978	11%	292	342	17%
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej (GWh)	3 685	3 719	1%	1 280	1 288	1%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (mln PLN)	747	804	8%	252	282	12%

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

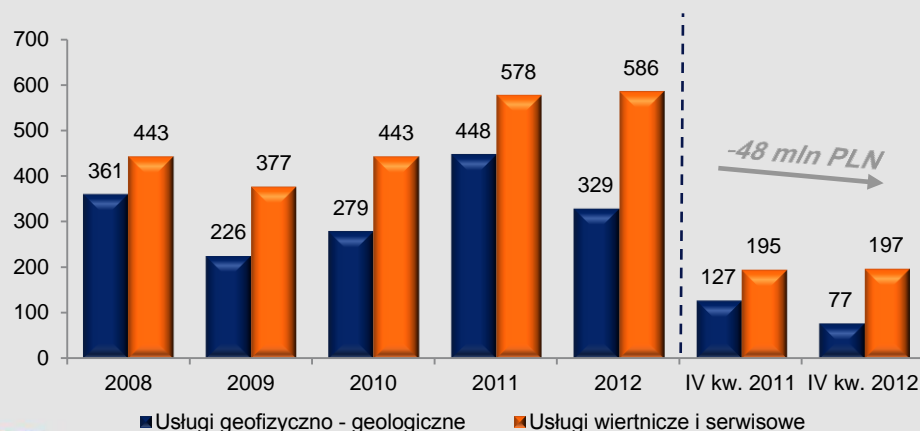


- Wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej wzrosły głównie ze względu na **niższe temperatury odnotowane w I i IV kwartale 2012**.
- W II półroczu na wyniki PGNiG Termika silnie wpłynęło **zwiększenie taryfy na ciepło od lipca 2012**.
- W porównaniu do 2011 wzrosły koszty paliw, zarówno węgla, jak i biomasy.
- We wrześniu EC Żerań była wyłączona z eksploatacji na 18 dni z powodu pożaru – jej funkcje przejęła okresowo EC Siekierki.
- Ponad 90% wolumenu sprzedaży energii elektrycznej na 2013 zostało zakontraktowane w połowie 2012 roku powyżej obecnych cen rynkowych.

Pozostała sprzedaż

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN)	2011	2012	zmiana	IV kw. 2011	IV kw. 2012	zmiana
Hel	58	161	180%	16	53	232%
Gaz propan butan (LPG)	60	66	10%	20	19	(1%)
Gaz LNG	38	54	43%	13	16	24%
Usługi poszukiwawcze, w tym:	1 026	915	(11%)	322	274	(15%)
Usługi geofizyczno-geologiczne	448	329	(27%)	127	77	(39%)
Usługi wiertnicze i serwisowe	578	586	1%	195	197	1%

Przychody z działalności geofizyczno-geologicznej oraz wiertniczej i serwisowej (mln PLN)



- Spadek przychodów z usług geofizyczno-geologicznych jest rezultatem **ograniczenia popytu na te usługi w kraju, przy równoległym wzroście sprzedaży za granicą**. Sprzedaż usług wiertniczych i serwisowych narastająco i w samym IV kwartale była stabilna, wykazując wzrost o 1%.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży helu w 2012 w porównaniu do 2011 roku o **180%** wynika przede wszystkim z wzrostu cen helu oraz usprawnienia polityki sprzedażowej.
- Wolumeny sprzedaży LNG i LPG wzrosły w ciągu roku odpowiednio o **12%** oraz **17%**.

Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG (mIn PLN)	2011	2012	zmiana	IV kw. 2011*	IV kw. 2012	zmiana
Koszty operacyjne ogółem	21 132	26 198	24%	6 507	6 057	(7%)
Koszt sprzedanego gazu	13 353	15 714	18%	4 444	2 953	(34%)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	706	749	6%	205	188	(9%)
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-	984		-	322	
Świadczenia pracownicze	2 850	3 054	7%	845	1 044	23%
Amortyzacja	1 574	2 069	31%	404	562	39%
Usługa przesyłowa	1 463	1 454	(1%)	369	379	3%
Koszt spisanych odwertów negatywnych	276	127	(54%)	100	66	(34%)
Pozostałe usługi obce	1 443	1 479	2%	399	422	6%
Pozostałe koszty operacyjne netto	596	1 573	164%	152	566	272%
Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(1 129)	(1 006)	(11%)	(412)	(445)	8%

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt sprzedanego gazu. W 2012 odnotowano wzrost tej pozycji o **2,4 mld PLN, czyli o 18%**. Koszt ten byłby większy, gdyby nie obniżenie kosztów pozyskania gazu w zrenowczonym kontrakcie jamalskim.
- Koszty negatywów od 2012 roku zawierają także koszty spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów.
- Wzrost w 2012 **pozostałych kosztów operacyjnych** był spowodowany głównie wpływem ujemnych różnic kursowych (o -498 mln); zmianą stanu odpisów (o -154 mln), w tym głównie dowiezaniem odpisów na majątek kopalniany; zmianą stanu rezerw (o -165 mln), w tym także zawiązaniem w II kw. rezerwy na potencjalną karę UOKiK oraz konsolidacją PGNiG Termika (o -60 mln).
- Także inne pozycje kosztowe w 2012 **uwzględniają konsolidację PGNiG Termika**, której wpływ jest widoczny zwłaszcza w kosztach paliw do produkcji ciepła i energii, a także w amortyzacji.

Podsumowanie

MARŻA NA SPRZEDAŻY GAZU

W IV kw. 2012 marża na sprzedaży gazu wysokometanowego wyniosła **32%**, a w całym roku **2%**, najwięcej od IV kw. 2010. **Dzięki wynegocjowanym zmianom w kontrakcie jamalskim koszty pozyskania gazu w 2012 zostały znacząco zmniejszone.**

Mimo obniżki taryfy na paliwo gazowe dla klientów przemysłowych o 3,3%, zmniejszone koszty pozyskania gazu powinny **długofalowo poprawić rentowność** segmentu Obrót i Magazynowanie.

URUCHOMIENIE WYDOBYCIA W NORWEGII

Z końcem 2012 roku uruchomione zostało wydobycie ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontyentalnym. W 2007 Grupa PGNiG nabyła blisko 12% udział w złożu, które od tamtego czasu było zagospodarowywane. **To jedna z największych polskich inwestycji za granicą: ponad 1,2 mld USD.** W 2013 prognozowane wydobycie wyniesie **320 mln m³ gazu ziemnego oraz ponad 350 tys. ton ropy naftowej.**

KRÓTKOTERMINOWA STRATEGIA BUDOWANIA WARTOŚCI 2012-2014

Ogłoszona w grudniu 2012 roku strategia będzie **głównym wyznacznikiem budowy wartości w Grupie w najbliższych okresach.** Po starcie wydobycia w Norwegii i renegotjacji kontaktu jamalskiego kolejne ważne kroki to optymalizacja struktury Grupy, zagospodarowanie złóż niekonwencjonalnych i intensyfikacja wydobycia ze złóż konwencjonalnych, a także aktywny udział w liberalizacji rynku gazu oraz prorynkowe zmiany w kulturze firmy.



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA