



**PGNiG**

Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe GK PGNiG  
za 2011 rok**

20 marca 2012 roku

# Najważniejsze wydarzenia 2011 roku

## Ujemna marża na obrocie gazem

- Wysoki kurs dolara i ceny ropy naftowej
- Taryfa nie odzwierciedlająca kosztów pozyskania w IV kw.

## Dobre wyniki segmentu E&P

- Poziom wydobycia i ceny ropy naftowej
- Wzrost sprzedaży usług poszukiwawczych

## Intensyfikacja poszukiwań w kraju

- Gaz łupkowy - pierwszy pozytywny odwiert
- Spowolnienie za granicą

## Koncern multienergetyczny

- Przejęcie aktywów VHP
- EC Stalowa Wola

## Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu

- Dywersyfikacja dostaw (Moravia, Lasów; Jamał – wirtualny rewers)
- Magazyny gazu – 1,8 mld m<sup>3</sup>

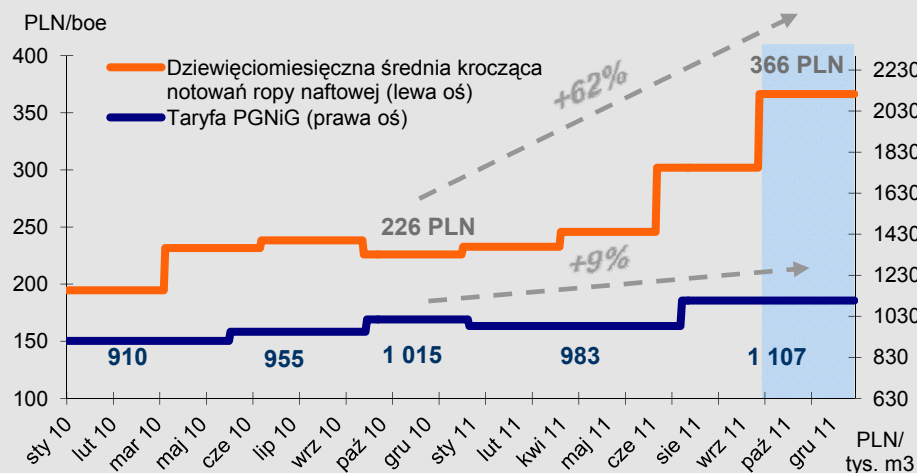
## Podstawowe wyniki finansowe

GK PGNiG (mln PLN)	2010	2011	zmiana	IV kw. 2010	IV kw. 2011	zmiana
Przychody ze sprzedaży	21 281	<b>23 005</b>	8%	6 638	<b>6 972</b>	5%
Koszty operacyjne	(18 394)	<b>(21 318)</b>	16%	(5 293)	<b>(6 693)</b>	26%
EBITDA	4 411	<b>3 260</b>	(26%)	1 758	<b>684</b>	(61%)
EBIT	2 887	<b>1 685</b>	(42%)	1 345	<b>280</b>	(79%)
Wynik na działalności finansowej	50	<b>(16)</b>	(133%)	7	<b>(65)</b>	(1051%)
Wynik netto	2 457	<b>1 626</b>	(34%)	1 118	<b>302</b>	(73%)
Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego	3%	<b>(3%)</b>	6 pp	2%	<b>(7%)</b>	9 pp

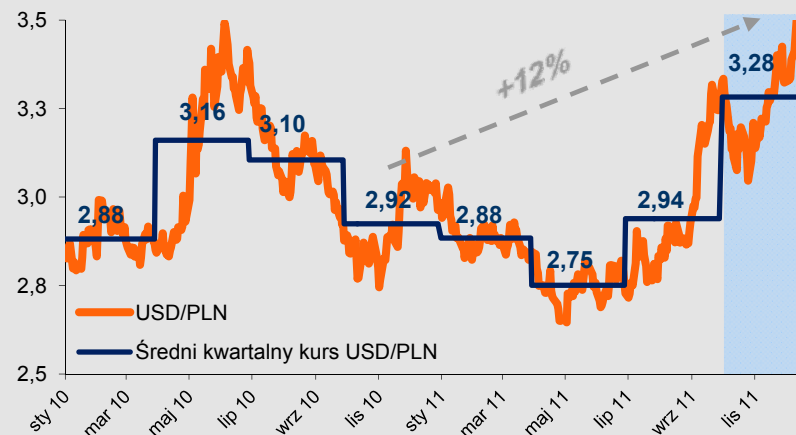
- Mimo wzrostu przychodów w 2011 o 8% zysk operacyjny Grupy spadł o 42%, tj. o 1,2 mld PLN, w rezultacie pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego o **6 pkt. proc.**
- Decydujący wpływ na spadek rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego w 2011 miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **24%**, powiązany z przeciągającą się procedurą taryfową skutkującą brakiem nowej taryfy, która uwzględniałaby zmiany rynkowe.
- Spadek skonsolidowanego EBIT-u został ograniczony dzięki wysokiemu wynikowi osiągniętemu przez segment Poszukiwanie i Wydobywanie, który odpowiadał za 2/3 wypracowanego w Grupie zysku operacyjnego.
- Zdecydowane obniżenie wyniku operacyjnego w IV kw. 2011 wynika z ujemnej marży na sprzedaży gazu wysokometanowego, która w kwartale wyniosła **-7%** i spowodowana była **44%** wzrostem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu w porównaniu do IV kw. 2010.
- W IV kw. pomimo wzrostu przychodów o 5%, EBIT obniżył się o **79%**. Negatywny wpływ segmentu Obrót i Magazynowanie na spadek wyniku operacyjnego wyniósł **-689 mln PLN.**
- W całym 2011 wynik netto GK PGNiG w wyniku strat poniesionych na sprzedaży gazu zmniejszył się w stosunku do porównywalnego okresu 2010 o **831 mln PLN**, a w samym IV kw. o **816 mln PLN.**

# Czynniki wpływające na wynik finansowy

## Notowania ropy naftowej\* a cena taryfowa gazu



## Kurs USD/PLN\*\*



- Notowania ropy naftowej determinują cenę zakupu gazu z importu. Formuła do obliczenia ceny importowej gazu opiera się na 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych, skorelowanej z notowaniami ropy naftowej prawie w 100%.
- Ceny ropy naftowej utrzymują się na wysokim poziomie, od lutego przekraczając 100 USD za baryłkę. W IV kwartale 2011 roku wartość notowań dziewięciomiesięcznej średniej osiągnęła 111,6 USD/boe i była o 44% wyższa niż w IV kwartale 2010 roku.
- Pomimo wzrostu ceny baryłki wyrażonej w PLN o 21% z III na IV kw. 2011, taryfa na gaz nie uległa zmianie od lipca i utrzymała się na poziomie 1 107 PLN/tys. m3.

- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest głównie w dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej, co determinuje największą pozycję kosztów GK PGNiG i część przychodów segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.
- Średni kurs USD/PLN w IV kwartale 2011 roku wyniósł 3,28 i był o prawie 12% wyższy od kursu w III kwartale tego roku (2,94) i o 12% wyższy w stosunku do kursu z IV kwartału 2010.
- Uwzględniając średni kurs USD/PLN, wartość 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych w IV kwartale 2011 roku wyniosła 366 PLN/boe i była o 21% wyższa niż w III kwartale 2011 roku oraz o 62% wyższa niż w IV kwartale 2010.

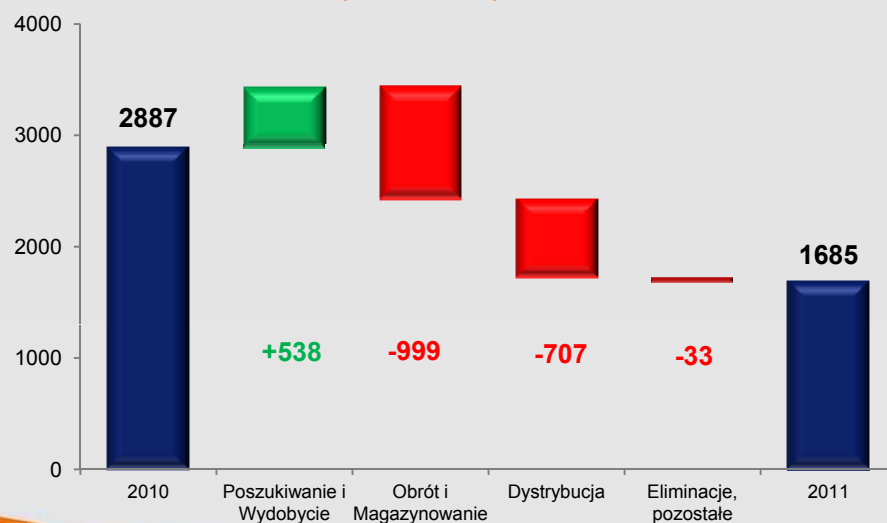
\* European Dated Brent Forties Oseberg (BFO), źródło: Bloomberg.

\*\* Źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

## Segmenty – 2011

Wynik operacyjny (mln PLN)	2010	2011	zmiana
Poszukiwanie i Wydobywanie	588	1 126	92%
Obrót i Magazynowanie	815	(184)	(122%)
Dystrybucja	1 491	784	(47%)
- Bez odwrócenia odpisu DCF	832	784	(6%)
Eliminacje, pozostałe	(8)	(41)	(531%)
RAZEM	2 887	1 685	(42%)

### Wpływ segmentów na wynik operacyjny w 2010 i 2011 roku (mln PLN)

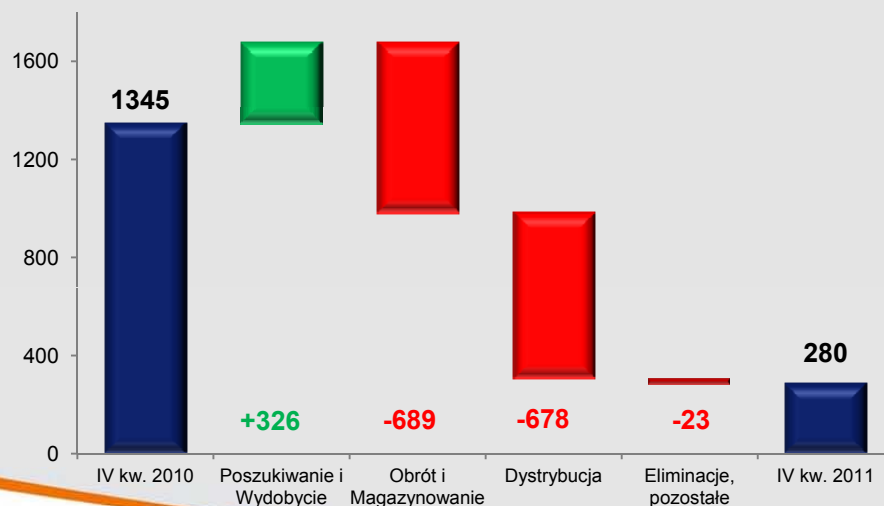


- Największy spadek efektywności nastąpił w segmencie Obrót i Magazynowanie, gdzie zysk operacyjny był **niższy o 1 mld PLN** w relacji do 2010 roku. Wynikało to ze znacznego pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **24%**, którego nie zrekompensowała zmiana taryfy na gaz.
- Zysk operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie był **wyższy o 538 mln PLN** w relacji do 2010 roku w efekcie znacznej poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej. Na poprawę EBIT tego segmentu wpłynął również wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno – geologicznych oraz wiertniczych i serwisowych, co związane jest z intensyfikacją poszukiwań gazu łupkowego na terytorium Polski.
- Wynik operacyjny w segmencie Dystrybucja był niższy od ubiegłorocznego poziomu o 700 mln PLN przede wszystkim w rezultacie odwrócenia w IV kw. 2010 części odpisów aktualizujących wartość majątku na kwotę 659 mln PLN. Po wyłączeniu wpływu tego zdarzenia jednorazowego wynik segmentu zmniejszył się o 48 mln PLN, tj. o 6%, co wynika z niższego o **5,6%** wolumenu dystrybuowanego gazu, na skutek wyższych średnich temperatur w 2011 roku.

## Segmenty – IV kwartał 2011

Wynik operacyjny (mln PLN)	IV kw. 2010	IV kw. 2011	zmiana
Poszukiwanie i Wydobywanie	2	328	17911%
Obrót i Magazynowanie	389	(300)	(177%)
Dystrybucja	967	289	(70%)
- Bez odwrócenia odpisu DCF	308	289	(6%)
Eliminacje, pozostałe	(14)	(37)	(166%)
RAZEM	1 345	280	(79%)

### Wpływ segmentów na wynik operacyjny w IV kw. 2010 i IV kw. 2011 roku (mln PLN)

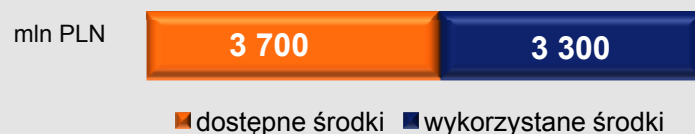


- Segment Poszukiwanie i Wydobywanie zanotował **wzrost wyniku operacyjnego o 326 mln PLN**, dzięki zwiększonej rentowności sprzedaży ropy naftowej, rosnącemu wolumenowi świadczonych usług poszukiwawczych oraz zmniejszeniu wartości odpisów.
- Pogorszenie wyniku operacyjnego segmentu Obrót i Magazynowanie to rezultat wzrostu o **24%** (869 mln PLN) kosztu sprzedanego gazu między omawianymi kwartałami oraz braku zgody regulatora na zmianę taryfy w IV kwartale 2011.
- Wzrost kosztu zakupu gazu wiąże się ze wzrostem dziewięciomiesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych determinującej cenę zakupu gazu z importu oraz niekorzystnego kursu USD/PLN.
- W IV kwartale 2011 roku EBIT segmentu Dystrybucja spadł o 70%. Wynikało to jednak głównie z odwrócenia w IV kw. 2010 części odpisów aktualizujących wartość majątku na kwotę 659 mln PLN. Po eliminacji tego jednorazowego zdarzenia wynik segmentu zmniejszył się o **6%**, tj. **19 mln PLN**. Ta niewielka zmiana to rezultat niższego o **11,5%** wolumenu dystrybuowanego gazu w analizowanym okresie.

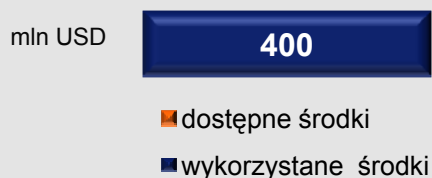
# Zadłużenie

## Poziom wykorzystania finansowania zewnętrznego na 31.12.2011

- Program emisji obligacji krajowych – zwiększony z **3 do 7 mld PLN**, zapadalność do 31 lipca 2015.



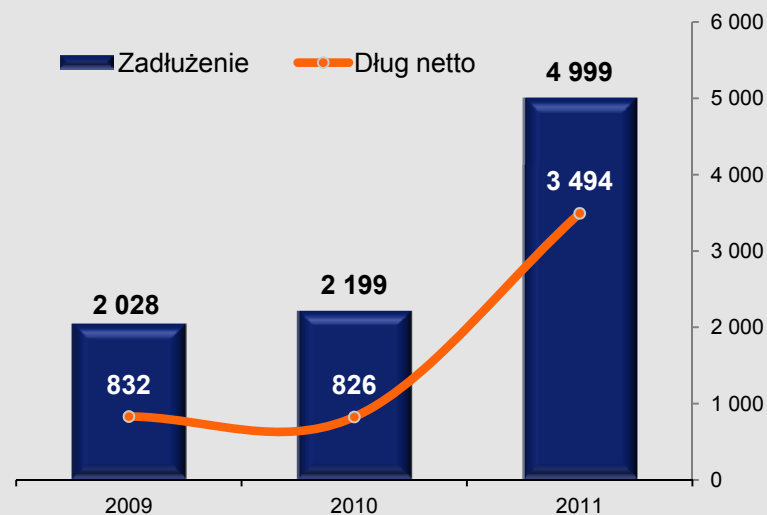
- Reserve Based Loan (PGNiG Norway) – do **400 mln USD**



## Nowy 5-letni program emisji euroobligacji o wartości 1,2 mld euro i zapadalności do 10 lat.

- Kwota programu nie objęta gwarancją.
- 10 lutego 2012 przeprowadzono pierwszą emisję 500 mln EUR z kuponem **4%**.

## Zadłużenie GK PGNiG (mln PLN)

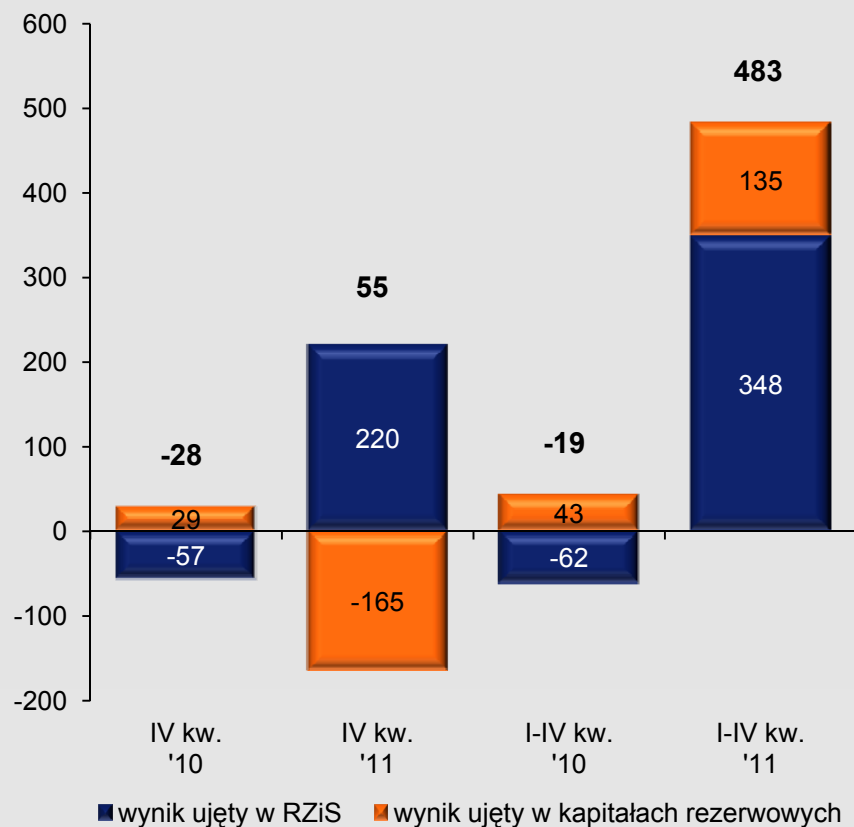


- Wzrost kwoty zadłużenia w porównaniu do końca 2010 roku o **2,8 mld PLN do 4,99 mld PLN** wynika ze zwiększonego zapotrzebowania na finansowanie zewnętrzne w realizacji strategii Grupy.
- Dodatkowe środki pozyskano głównie z nowych emisji obligacji krajowych (przyrost o **2,2 mld PLN**) oraz zwiększenia wykorzystania RBL przez PGNiG Norway o **385 mln PLN**.



# Polityka zabezpieczeń ryzyka rynkowego

## Wynik na instrumentach pochodnych i różnicach kursowych (mln PLN)



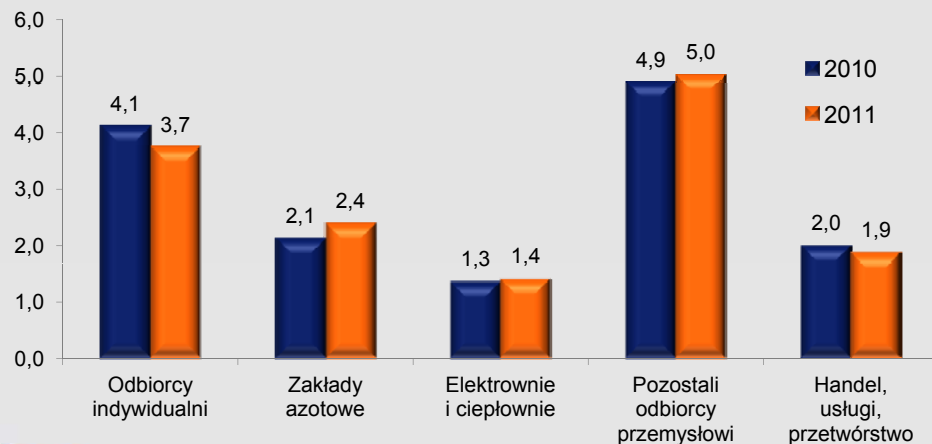
- W 2011 roku Grupa PGNiG zanotowała dodatni wynik na transakcjach pochodnych (zrealizowanych i niezrealizowanych) oraz różnicach kursowych w wysokości **483 mln PLN**, z czego 525 mln PLN to pozytywny wynik na transakcjach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej (głównie zakupu gazu). Dla porównania, w 2010 roku wynik na transakcjach zabezpieczających wyniósł -19 mln PLN.
- W samym IV kwartale 2011 roku wynik na transakcjach pochodnych był dodatni i wyniósł **55 mln PLN** (rok wcześniej było to -28 mln PLN).
- Wykorzystywane typy transakcji zabezpieczających:
  - zakup europejskiej opcji call
  - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal
  - transakcje forward
  - walutowy swap bazowy
  - swap walutowo- procentowy (CIRS)
  - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal (opcje azjatyckie)
  - zakup towarowych azjatyckich opcji call
  - swap towarowy.



# Gaz ziemny

GK PGNiG*	2010	2011	zmiana	IV kw. 2010	IV kw. 2011	zmiana
Wolumen wydobycia (mln m <sup>3</sup> )	4 220	<b>4 329</b>	2,6%	1 150	<b>1 134</b>	(1%)
Wolumen importu (mln m <sup>3</sup> )	10 066	<b>10 915</b>	8,4%	2 845	<b>2 862</b>	1%
Wolumen sprzedaży (mln m <sup>3</sup> )	14 417	<b>14 381</b>	(0,2%)	4 397	<b>4 215</b>	(4%)
Wolumen dystrybucji (mln m <sup>3</sup> )	9 281	<b>8 759</b>	(5,6%)	2 963	<b>2 624</b>	(11,4%)
Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN)	19 075	<b>20 231</b>	6%	6 030	<b>6 154</b>	2%
Gaz wysokometanowy (E)	17 888	<b>19 014</b>	6%	5 649	<b>5 786</b>	2%
Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	1 187	<b>1 217</b>	2%	382	<b>368</b>	(4%)

## Wolumen sprzedaży gazu w podziale na grupy odbiorców (mld m<sup>3</sup>)

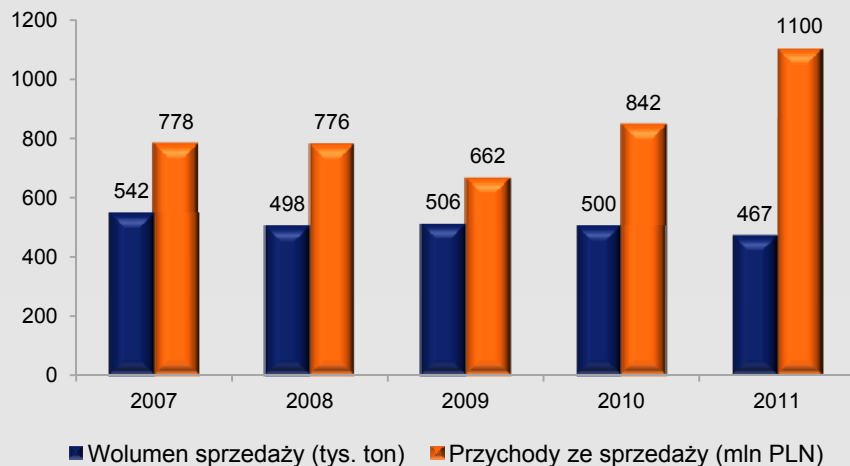


- **Wzrost wolumenu** wydobycia gazu ziemnego wynika z systematycznej realizacji Strategii Grupy PGNiG.
- Istotny wzrost importu gazu pozwolił na całkowite napełnienie podziemnych magazynów przed sezonem zimowym (**1,8** mld m<sup>3</sup>, stan na 30.09.2011). Na koniec grudnia 2011 r. stan magazynów przekraczał **1,5** mld m<sup>3</sup>.
- Zmniejszenie zużycia gazu przez odbiorców indywidualnych, spowodowane wyższą temperaturą, zostało zrekompensowane **wzrostem zapotrzebowania na gaz odbiorców przemysłowych**, głównie zakładów azotowych.
- Rosnące przychody ze sprzedaży gazu wynikały z wyższej o **9%** średniorocznej taryfy na gaz, która jednak nie odzwierciedlała wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **24%**.

# Ropa naftowa

GK PGNiG*	2010	2011	zmiana	IV kw. 2010	IV kw. 2011	zmiana
Wolumen wydobycia (tys. t)	501	468	(7%)	135	123	(9%)
Wolumen sprzedaży (tys. t)	501	467	(7%)	137	124	(9%)
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	842	1 100	31%	245	325	33%
Cena jednostkowa ropy (PLN/t)	1 681	2 357	40%	1 791	2 617	46%
Średniokresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl)	80	111	40%	87	109	26%

## Przychody i wolumen sprzedaży ropy naftowej\*

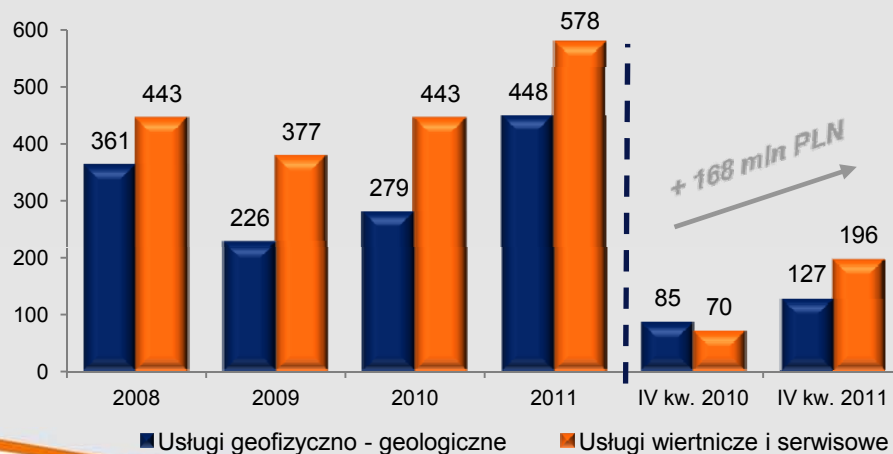


- Spadek wydobycia ropy naftowej w stosunku do roku 2010 związany jest z brakiem podłączeń nowych złóż i naturalnym spadkiem wydobycia na złożach eksploatowanych. Poziom wydobycia i sprzedaży w 2011 przekroczył planowane **460 tys. ton**.
- W połowie 2012 planowane jest podłączenie kolejnych odwiertów na największym obecnie złożu ropy Barnówko-Mostno-Buszewo, a w 2013 roku – rozpoczęcie wydobycia ropy naftowej ze złoża LMG. Prognoza wydobycia na 2012 to **660 tys. ton** ropy naftowej (kraj+Norwegia).
- Istotne zwiększenie cen ropy przełożyło się na przychody ze sprzedaży tego surowca. W całym 2011 roku cena ropy naftowej **wzrosła średnio o 40%** w porównaniu do 2010 roku, a przychody – o 31%.

## Pozostała sprzedaż

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN)	2010	2011	zmiana	IV kw. 2010	IV kw. 2011	zmiana
Hel	44	58	31%	12	15	28%
Gaz propan butan (LPG)	50	60	20%	14	20	36%
Gaz LNG	30	38	25%	10	13	38%
Usługi poszukiwawcze, w tym:	721	1 027	42%	162	323	99%
Usługi geofizyczno-geologiczne	279	448	61%	85	127	50%
Usługi wiertnicze i serwisowe	443	578	31%	77	196	153%

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



- Wzrost przychodów z usług poszukiwawczych (geofizyczno-geologicznych, wiertniczych i serwisowych) jest rezultatem dużego popytu na te usługi przede wszystkim w kraju, dzięki **zainteresowaniu poszukiwaniami gazu łupkowego**.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży helu w 2011 roku o **31%** wynika ze zwiększonej produkcji helu o 8% oraz z wyższej ceny jednostkowej jego sprzedaży, która jest skorelowana z cenami produktów ropopochodnych.
- W skali roku zwiększyła się produkcja LNG o 14%, co ze wzrostem cen zaowocowało przychodami ze sprzedaży wyższymi o 25%. Podobnie sprzedaż LPG wzrosła wartościowo o 20%.

## Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG (mIn PLN)	2010	2011	zmiana	IV kw. 2010	IV kw. 2011	zmiana
<b>Koszty operacyjne ogółem</b>	<b>(18 394)</b>	<b>(21 318)</b>	<b>16%</b>	<b>(5 293)</b>	<b>(6 692)</b>	<b>26%</b>
Koszt sprzedanego gazu	(11 005)	(13 353)	21%	(3 575)	(4 444)	24%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(670)	(706)	5%	(230)	(205)	(11%)
Świadczenia pracownicze	(2 647)	(2 809)	6%	(788)	(807)	2%
Amortyzacja	(1 525)	(1 574)	3%	(414)	(404)	(2%)
Usługa przesyłowa OGP GAZ-SYSTEM	(1 531)	(1 463)	(4%)	(421)	(368)	(13%)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	(162)	(276)	70%	(50)	(99)	100%
Pozostałe usługi obce	(1 455)	(1 502)	4%	(466)	(459)	(2%)
Pozostałe koszty operacyjne netto	(442)	(636)	44%	219	(190)	(185%)
Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 043	1 001	(4%)	432	284	(34)

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt sprzedanego gazu. Porównując rok 2011 i sam IV kwartał tego roku do analogicznych okresów roku ubiegłego obserwujemy wzrost tej pozycji o odpowiednio **21 i 24%**. Wynika on zarówno ze wzrostu wolumenu importowanego gazu (odpowiednio o **8,4% i 1%**) oraz z wyższej dziewięciomiesięcznej średniej ceny produktów ropopochodnych wyrażonej w złotych (odpowiednio o **29% i 62%**).
- Spadek opłat za usługę przesyłową Gaz-System w 2011 wynika z niższych niż w 2010 roku opłat za przekroczenie mocy (67 mln wobec 144 mln PLN).
- Zmiana w pozycji pozostałe koszty operacyjne netto w ujęciu kwartalnym pochodzi głównie z odwrócenia odpisów aktualizacyjnych w segmencie Dystrybucji w IV kw. 2010.

## Podsumowanie

### STRATA W SEGMENTCIE OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

Wzrost cen ropy naftowej i umocnienie dolara wobec złotego w roku 2011 negatywnie wpłynęły na koszty zakupu gazu przez Spółkę, co przekłada się na **ujemną marżę** na sprzedaży tego produktu, a w efekcie spadek wyniku operacyjnego w segmencie Obrót i Magazynowanie o **1 mld PLN** w porównaniu do 2010. Równoległe zapotrzebowanie na gaz utrzymało się na wysokim poziomie z 2010 roku, tj. **14,4 mld m3**.

W I kw. 2012 średnia dziewięciomiesięczna cena ropy naftowej wyniosła **113 USD/boe**, a kurs USD/PLN utrzymuje się na poziomie ponad **3,2 zł**.

### WZROST SPRZEDAŻY USŁUG POSZUKIWAWCZYCH

Intensyfikacja poszukiwań węglowodorów w Polsce wpłynęła na znaczny wzrost zainteresowania usługami geofizycznymi i wiertniczymi. W efekcie w 2011 przychody ze sprzedaży tych usług **wzrosły o 42%**.

### REKORDOWE PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY ROPY NAFTOWEJ

Wykonanie prognozowanego wydobycia wraz ze wzrostem cen ropy naftowej na światowych rynkach spowodowały zwiększenie przychodów ze sprzedaży ropy o 31%, do rekordowego poziomu **1,1 mld PLN**.

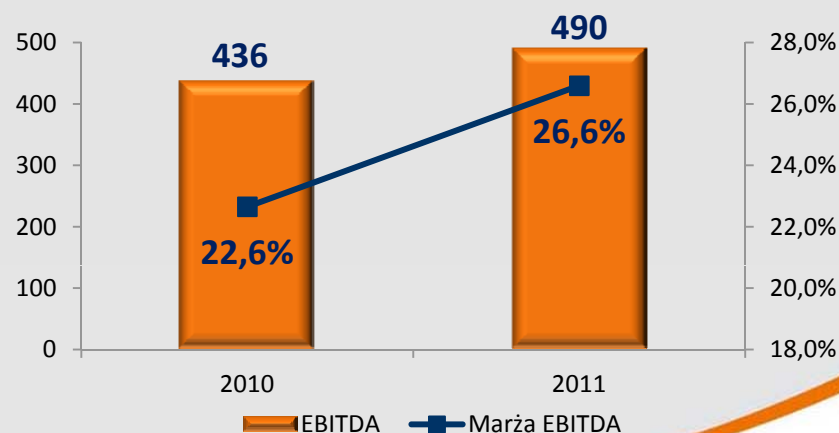
## Przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland

- 11 stycznia 2012 r. PGNiG SPV 1 podpisał z Vattenfall AB umowę sprzedaży akcji, której przedmiotem jest nabycie **99,8%** akcji Vattenfall Heat Poland S.A., przemianowanej następnie na **PGNiG Termika S.A.** Spółka ta będzie konsolidowana w sprawozdaniach finansowych Grupy PGNiG od I kw. 2012.
- Zindeksowana cena nabycia akcji na dzień podpisania umowy wynosi ok. **3,0 mld zł**, co odpowiada wartości przedsiębiorstwa (ang. Enterprise Value) na poziomie ok. 3,5 mld zł.
- Aktywa wytwórcze PGNiG Termika stanowią ponad 23% całkowitych zainstalowanych mocy ciepłych w Polsce oraz pokrywają około **75%** zapotrzebowania na ciepło w Warszawie i **98%** w sieci SPEC.
- System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym tworzy istotny potencjał wzrostu wartości PGNiG Termika w perspektywie najbliższych dziesięciu lat.
- PGNiG Termika sprzedaje ciepło po najniższych cenach w Polsce, czyniąc warszawski rynek ciepła mniej atrakcyjnym rynkiem dla jakiegokolwiek konkurenta rozważającego budowę nowych źródeł wytwarzania ciepła.
- PGNiG Termika posiada atrakcyjne lokalizacje do budowy nowych, dużych źródeł gazowych – możliwy rozwój rynku odbioru gazu o ponad 1 mld m<sup>3</sup> rocznie.

### Kluczowe dane operacyjne (2011)

Moc zainstalowana ciepła	4 782 MWt
Moc zainstalowana elektryczna	963 MWe
Sprzedaż ciepła (regulowana)	38,7 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej	3,7 TWh

### EBITDA i marża EBITDA w 2010 i 2011





**PGNiG**

Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**Dziękujemy za uwagę**