

PGNiG

Prezentacja inwestorska

Wyniki finansowe 2013 roku

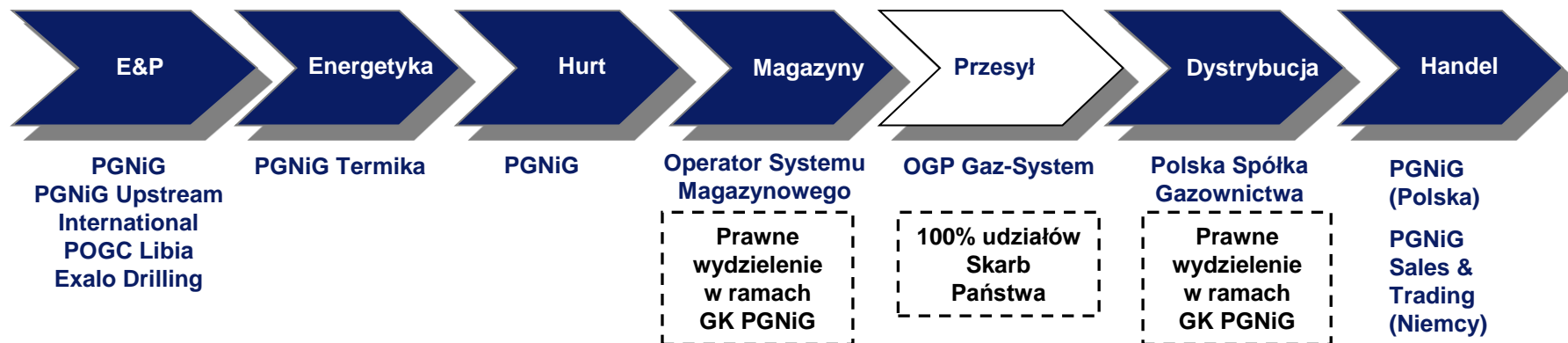
Agenda

1. Grupa Kapitałowa PGNiG i rynek gazu w Polsce
2. Segmenty PGNiG
 - 2.1. Poszukiwanie i Wydobycie
 - 2.2. Obrót i Magazynowanie
 - 2.3. Dystrybucja
 - 2.4. Wytwarzanie
3. Nakłady, finansowanie
4. Załącznik – Dane finansowe za 2013 rok



Grupa Kapitałowa PGNiG & rynek gazu w Polsce

Grupa Kapitałowa PGNiG



Wiodąca zintegrowana spółka w polskim sektorze gazowo-naftowym

Akcjonariat PGNiG

Notowana na GPW
od września 2005

Kapitalizacja rynkowa
28,2 mld PLN**

Znaczący udział
w indeksach WIG20 i WIG30 ~5%

Notowania akcji od stycznia 2012



Struktura akcjonariatu

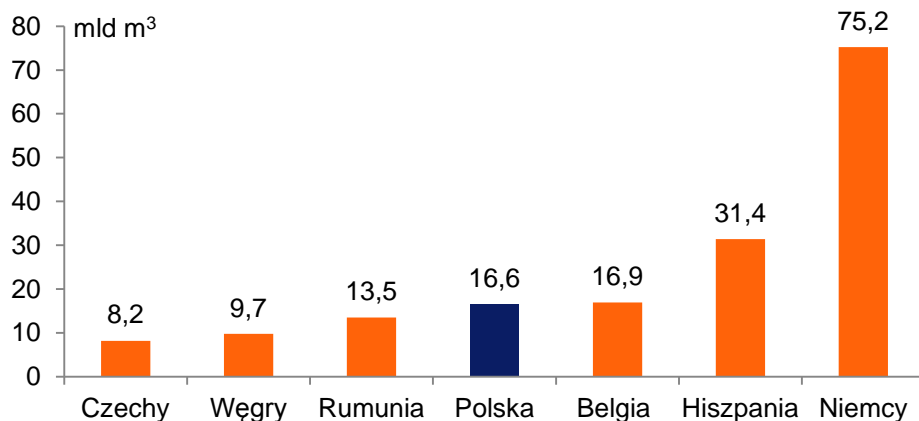
- 72,4% – Skarb Państwa
- 27,6% – Wolny obrót
- Średnia dzienna wartość obrotu: 28 mln PLN (grudzień 2013)

Szósta największa polska spółka notowana na GPW*

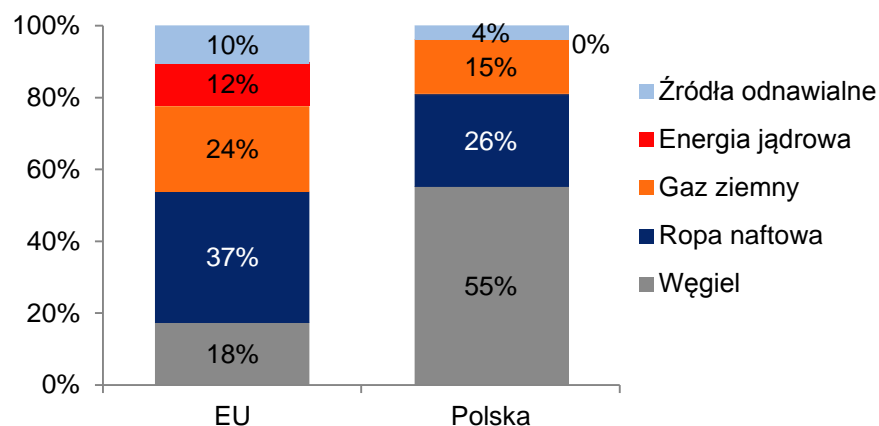
* Pod względem kapitalizacji
** PGNiG = 4,78 PLN (05.03.2014)

Rynek gazu w Polsce

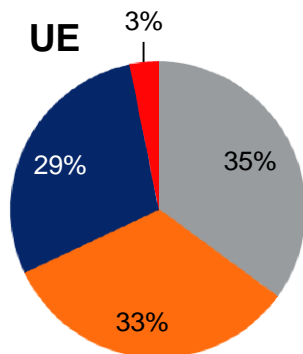
Zużycie gazu ziemnego wg krajów



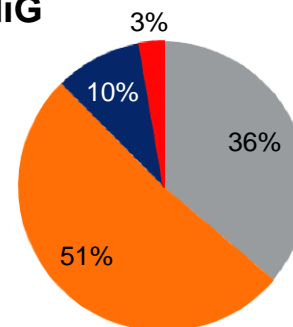
Zużycie energii pierwotnej



Sprzedż gazu według sektorów



PGNiG

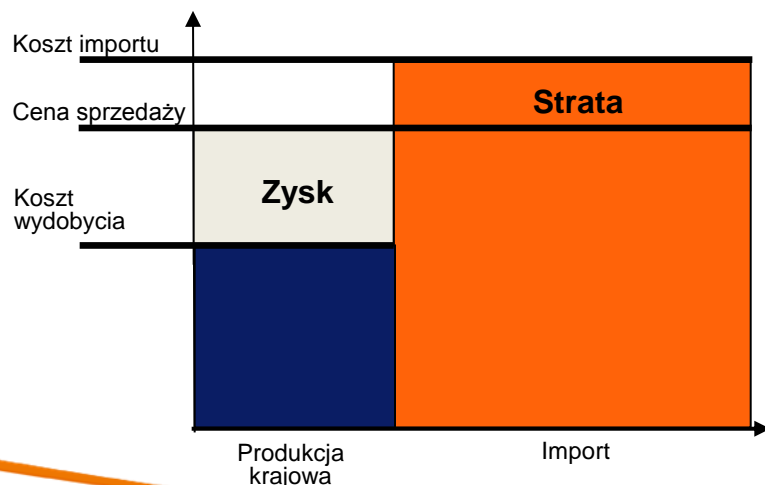


Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

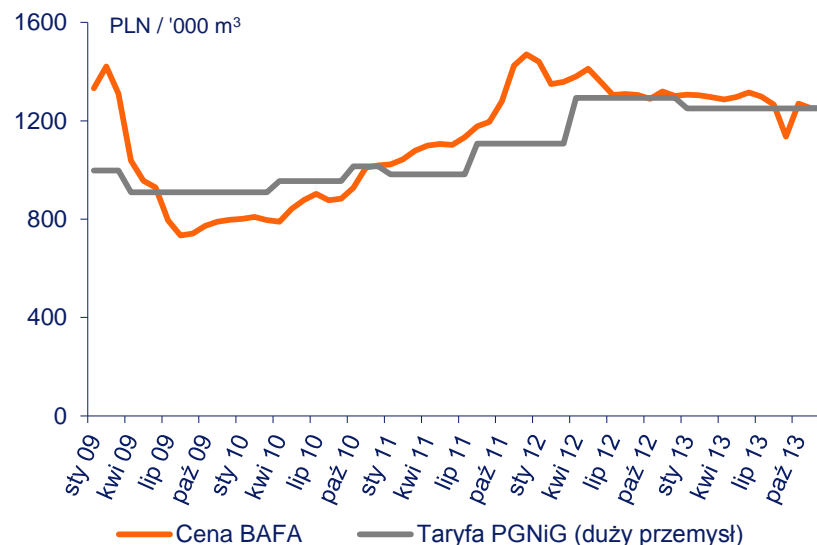
Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót hurtowy – gaz wysokometanowy	Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą) + koszty operacyjne + marża
Magazynowanie	Koszt + zwrot z kapitału (11% WACC x 2,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja	Koszt + zwrot z kapitału (7,9% WACC x 12 mld zł WRA – luka 170m zł)

Taryfa na paliwo gazowe oparta o średnioważony koszt gazu: tańsza produkcja własna subsydiuje import



Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA oraz taryfa PGNiG w okresie styczeń 2009 – grudzień 2013



- Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.
- Poziomy obligo giełdowego: 30% w 2013, 40% od 01.01.2014, max. 55% od 01.01.2015



Segmenty PGNiG

Cele strategiczne budowania wartości w E&P

Intensyfikacja wydobywania krajowego ze złóż konwencjonalnych

- **Poprawa paramentów wydobywania** w Polsce w wyniku implementacji najnowszych technologii
- **Przyspieszenie zagospodarowania** złóż węglowodorów w Polsce
- Wzmocnienie współpracy z partnerami branżowymi w poszukiwaniach

Optymalizacja działalności w sektorze złóż niekonwencjonalnych

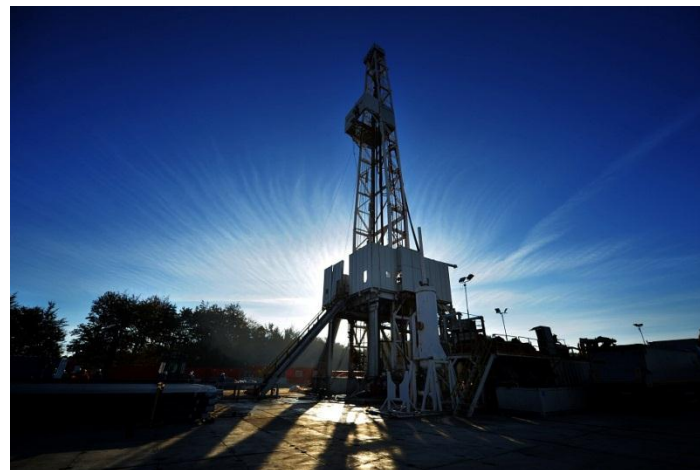
- Kontynuacja programu poszukiwania gazu (shale gas oraz tight gas)
- Wymiana doświadczeń z innymi firmami prowadzącymi poszukiwania gazu w Polsce, **poprawa transferu know-how**
- Pozyskanie doświadczonych **partnerów zewnętrznych** do realizacji projektów w zakresie poszukiwania gazu

Rozwój działalności wydobywczej poza granicami Polski

- **Zakup złóż produkcyjnych** ropy naftowej w rejonie Morza Północnego
- Zbadanie możliwości pozyskania aktywów produkcyjnych w Ameryce Północnej
- Przesunięcie działalności poszukiwawczej **do krajów o niskim poziomie ryzyka**

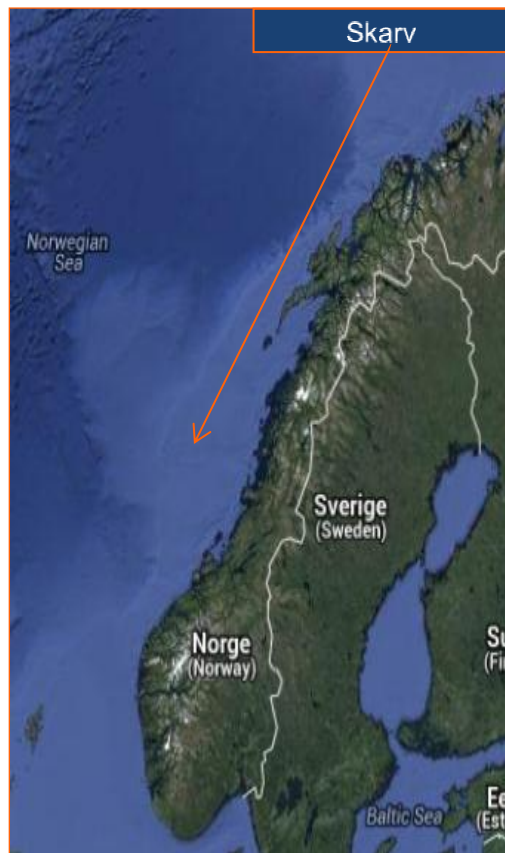
Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

- PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce
 - Produkcja gazu ziemnego* Grupy PGNiG (Polska + zagranica):
 - W 2013: 4.6 mld m³
 - w 2014: 4,5 mld m³ (prognoza)
 - Produkcja ropy naftowej wraz z kondensatem:
 - W 2013: 1,1 mln ton
 - W 2014: 1,2 mln ton (prognoza)
-
- Złóża PGNiG w Polsce
 - udokumentowane złoża gazu 534 mln boe (85,5 mld m³)*
 - udokumentowane złoża ropy 137 mln boe (19,2 mln ton)
 - Koncesje na ropę i gaz: 84 na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz 227 na wydobywanie
 - 60 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
 - Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych
 - Poziom wskaźników (średnia za lata 2008-2012):
 - RRR = 0,6
 - R/P = 25,3
-
- Polskie złoża **gazu łupkowego** szacowane są na 2 biliony m³
 - PGNiG posiada 11 koncesji poszukiwawczych za gazem z łupków z blisko 100 przyznanych w Polsce.
 - Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to 10 tys. km²
 - Do lutego 2014 wykonanych 12 odwiertów za gazem łupkowym



Działalność zagraniczna – Norwegia

Projekt Skarv (Morze Norweskie)



Data zakupu	2007
Udziały	PGNiG 11,92% BP Norge AS (operator) 23,84% E.ON Ruhrgas Norge AS 28,08% Statoil Petroleum AS 36,17%
Koszt zakupionych licencji	360 mln USD
CAPEX (wyłącznie PGNiG)	ok. 800 mln USD
Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG	69 mboe
Głębokość morza	350-450 m
Plan produkcji	do 2029
Produkcja w 2013	2,1 mboe (0,34 mld m ³) gazu ziemnego 2,0 mboe (0,28 mln ton) ropy naftowej oraz NGL
Produkcja w 2014	2,7 mboe (0,43 mld m ³) gazu ziemnego 2,8 mboe (0,4 mln ton) ropy naftowej oraz NGL

Pozostałe licencje (Morze Norweskie i Morze Barentsa)

Liczba licencji poszukiwawczych	14
Udziały	Od 15% do 50%

Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

Egipt



data umowy	17 maj 2009
udziały	PGNiG - 100%
obszar	4.414,0 km ²
położenie	blok Bahariya, Pustynia Zachodnia
zobowiązania	1.350 km ² sejsmiki 2D, 2 odwierty
szacowane zasoby	22 mln ton ropy naftowej

Dwa odwierty w 2013 – oba negatywne; podjęta decyzja o wycofaniu się z Egiptu.

Libia



data umowy	25 lutego 2008
udziały	PGNiG - 100%
obszar	5.494,0 km ²
położenie	blok Awbari, basen Murzuq
zobowiązania	3.000 km ² 2D; 1.500 km ² 3D, 8 odwiertów
szacowane zasoby	146 mld m ³ gazu, 15 mln ton NGL

4Q2013: zawiązanie odpisu na 420 mln PLN na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwy na 137 mln PLN na zobowiązania koncesyjne

Pakistan



data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km ²
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	1 odwiert, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	ok. 11,6 mld m ³ gazu

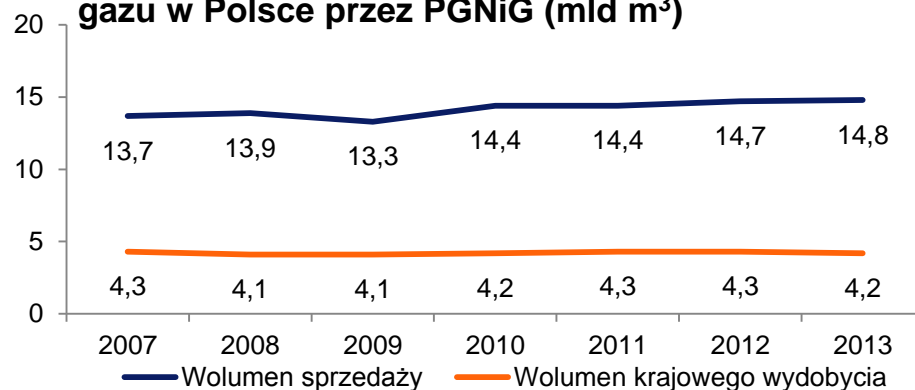
Próbna eksploatacja uruchomiona w czerwcu 2013; ok. 100m³ rocznie

Przegląd aktywów pod kątem ryzyka geopolitycznego

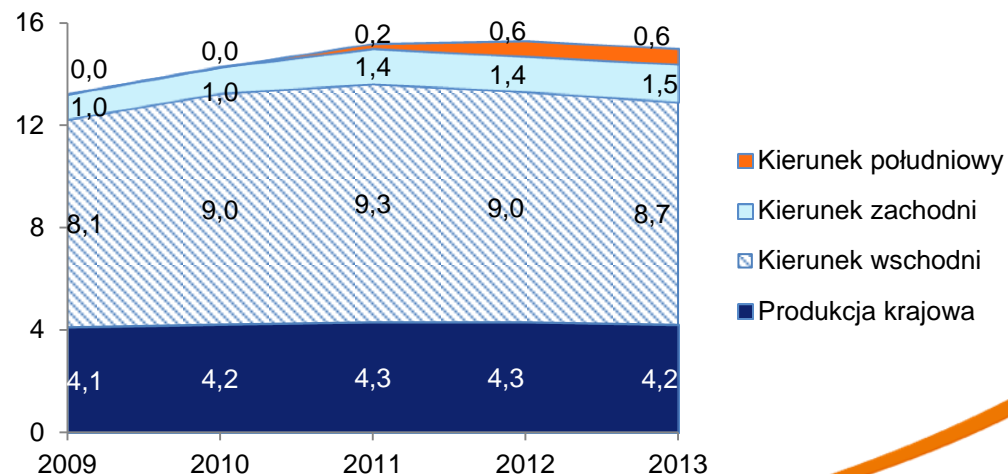
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach tego segmentu PGNiG prowadzi:
 - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
 - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek: CAGR +3% 2007-2013
- Około 30% popytu krajowego zaspokajane jest przez produkcję krajową PGNiG – pozostałe zapotrzebowanie pokrywa import
- Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu:
 - Do 2022 roku
 - 10,2 mld m³ rocznie
 - 85% Take-or-Pay
 - Zmiana formuły cenowej w 4Q2012 ze 100% powiązania z ceną ropy naftowej na mix ropy oraz cen spotowych gazu
- Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG:
 - Od 2014 do 2034 roku
 - 1,3 mld m³ gazu
 - 100% Take-or-Pay
- 1,4 mld m³ gazu sprzedanych w 2013 roku przez PGNiG Sales & Trading do odbiorców poza Polską

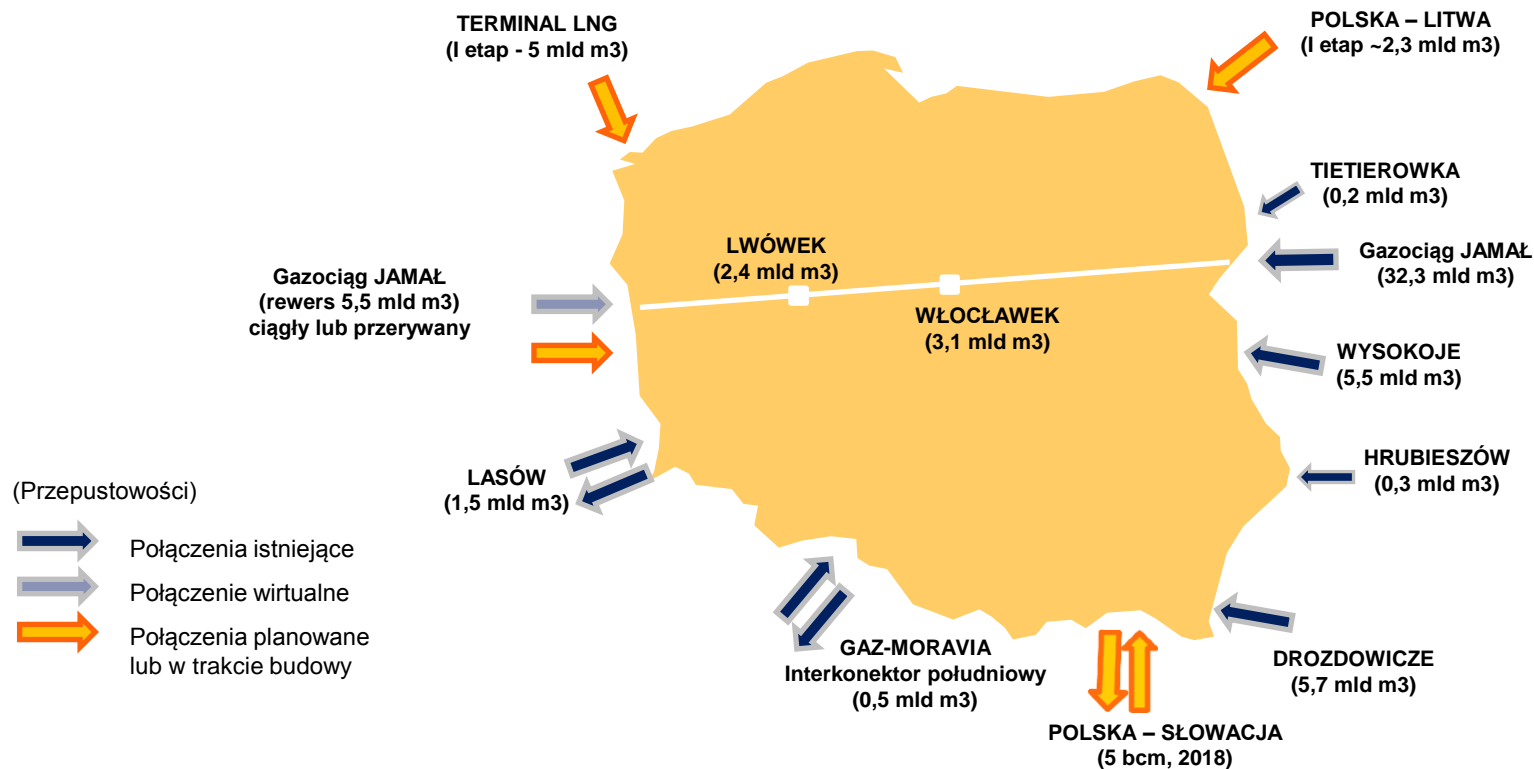
Krajowe wydobycie pokrywa blisko 30% sprzedaży gazu w Polsce przez PGNiG (mld m³)



Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny (mld m³)



Kierunki dostaw gazu



Założenia dywersyfikacji dostaw:

- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (60% sprzedaży pokrywa gaz importowany ze wschodu);
- Umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone);
- Zbilansowanie źródeł dostaw gazu.

Rozbudowa podziemnych magazynów gazu

2011-2012

- Rozbudowa PMG Strachocina (z 150 do 330 mln m³)

2013-2014

- Zakończenie I etapu rozbudowy PMG Wierzchowice (z 0,58 do 1,2 mld m³)
- I i II etap budowy KPMG Kosakowo (50-100 mln m³)
- I etap rozbudowy KPMG Mogilno (z 378 do 535 mln m³)
- Rozbudowa PMG Husów (z 350 do 500 mln m³)

2020

- II etap rozbudowy PMG Wierzchowice (z 1,2 do 2 mld m³)
- III etap rozbudowy KPMG Kosakowo (z 100 do 250 mln m³) (planowane zakończenie inwestycji: 2021)
- II etap rozbudowy KPMG Mogilno (z 535 do 800 mln m³) (planowane zakończenie inwestycji: 2023)
- Rozbudowa PMG Brzeźnica (z 65 do 100 mln m³)



Strategiczne rezerwy

- Od 1 października 2012: **30 dni** średniego dziennego wolumenu importu

Najważniejsze dane

- Obecna liczba magazynów 8
 - w tym w kawernach solnych 1
- Obecna pojemność czynna ok. 2,0 mld m³
- Liczba magazynów w 2015 9
 - w tym w kawernach solnych 2
- Planowana pojemność w 2015 ok. 3,0 mld m³
- Pokrycie popytu zimowego przez pojemności magazynowe* 36 dni

Wytwarzanie

PGNiG Termika (2012)

- Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld PLN (3,5 mld PLN Enterprise Value)
- Największy producent ciepła i siódmy energii elektrycznej w Polsce
- Ponad 23% całkowitych mocy cieplnych w Polsce i pokrywające ok. 75% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła w PGNiG Termika.
- Planowana budowa bloku gazowego 400 MW_e w Warszawie na Żeraniu (2018) oraz kotła biomasowego 146MWt na Siekierkach (2015)

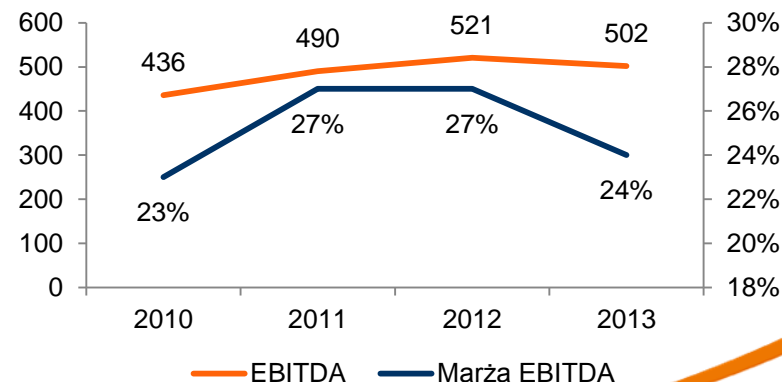
Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana cieplna	4 782 MWt
Moc osiągalna elektryczna	1 015 MWe
Sprzedaż ciepła (regulowana)	40,2 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji)	3,7 TWh

Elektrociepłownia Stalowa Wola (2015)

- 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia
 - Nakłady inwestycyjne 1,6 mld PLN, finansowane w formule „project finance”
 - Dostawy paliwa gazowego przez 14 lat w wysokości ok. 0,5 mld m³ rocznie
 - Umowa na sprzedaż energii elektrycznej, zawarta na 14 lat (50% do PGNiG)
 - Moc bloku gazowego: 400 MW_e oraz 240 MW_t

EBITDA PGNiG Termika*

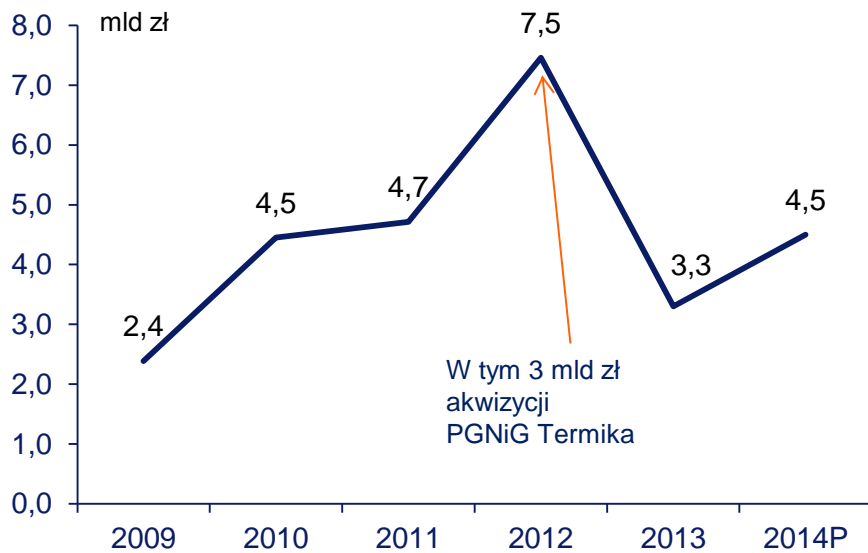


* Dane 2010 i 2011 według Polskich Standardów Rachunkowości, dane PGNiG Termika przed korektami konsolidacyjnymi

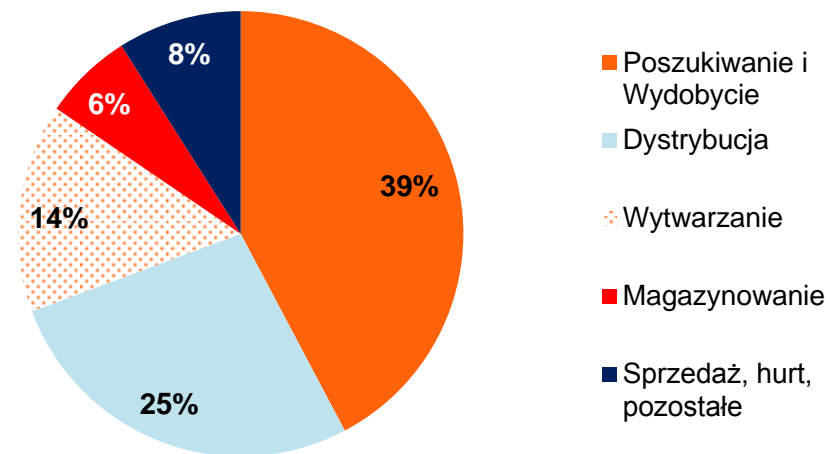
Nakłady, finansowanie

Planowane wydatki inwestycyjne w 2011-2015: ok. 27 mld PLN

CAPEX w latach 2009 – 2014 (plan)

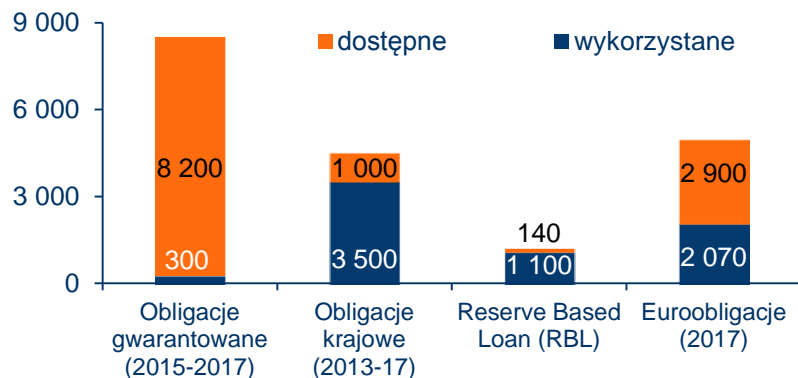


CAPEX na rok 2014: ~ 4,5 mld PLN



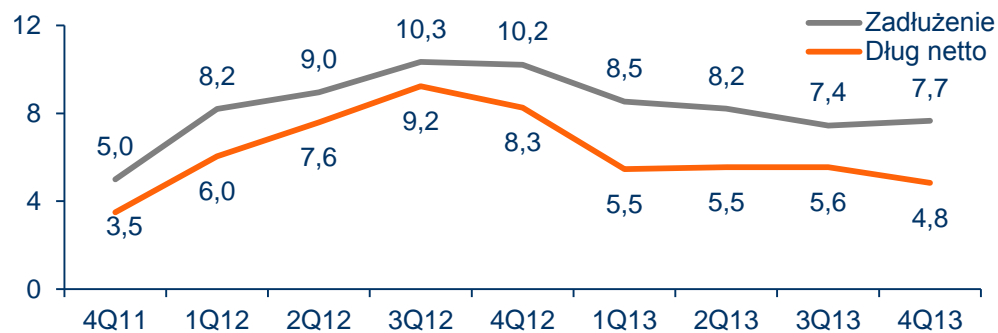
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 31.12.2013 (m PLN)

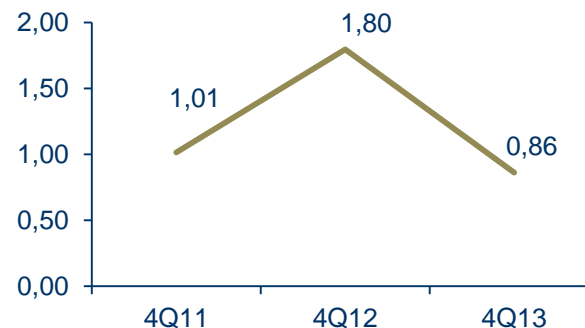


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 12,2 mld PLN, w tym 8,2 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA: 0,86

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Silna pozycja finansowa punktem startowym do inwestycji i dywidendy

Informacje kontaktowe

- **Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.**

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa

www.pgnig.pl

- **Relacje Inwestorskie**

www.ri.pgnig.pl

Aleksandra Dobosiewicz
Analityk Finansowy

Tel: +48 22 589 46 71

Kom: +48 665 004 847

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl

Adam Kucza

Analityk Finansowy

Tel: +48 22 691 82 56

Kom: +48 723 981 353

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: adam.kucza@pgnig.pl



Załącznik –
Wyniki finansowe
Grupy PGNiG
za 2013

Główne osiągnięcia 2013

Rekordowe wydobycie ropy naftowej i kondensatu

- Norwegia: 283 tys. ton (w tym 94 tys. ton w 4Q13)
- LMG: 348 tys. ton (w tym 96 tys. ton w 4Q13)
- Łącznie: 1,1 mln ton, tj. 3 tys. bbl/dzień (w 4Q13: 309 tys. ton) wobec 492 tys. ton w 2012

Postępy liberalizacji rynku gazu

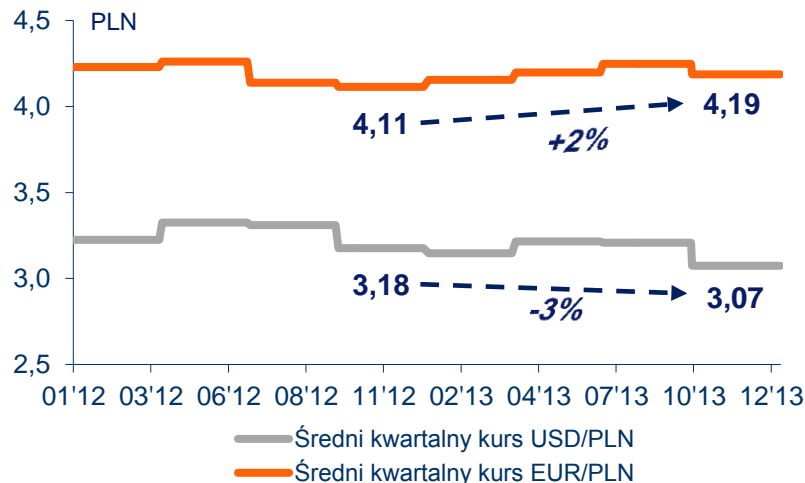
- Początki handlu na TGE (animacja rynku, aukcje)
- Polityka cenowa zwiększająca atrakcyjność handlu na TGE

Rosnąca sprzedaż gazu

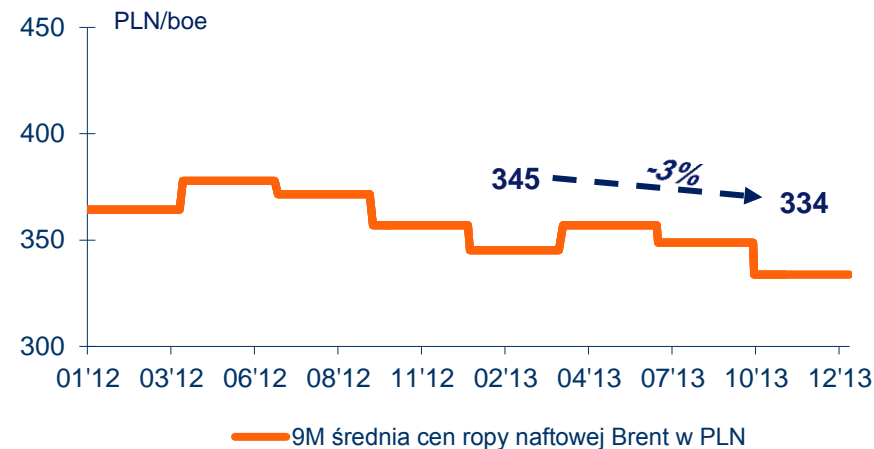
- Polska: 14,8 mld m³ w 2013 vs 14,6 mld m³ w 2012 roku
- Zagranica – PST: 1,38 mld m³ w 2013 vs 0,31 mld m³ w 2012 roku
- Łącznie: 16,2 mld m³ w 2013 vs 14,9 mld m³ w 2012 roku

Czynniki wpływające na wynik finansowy

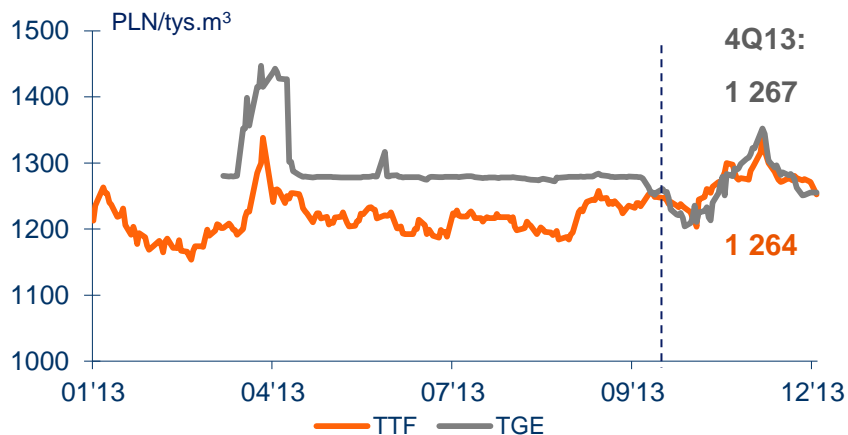
Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



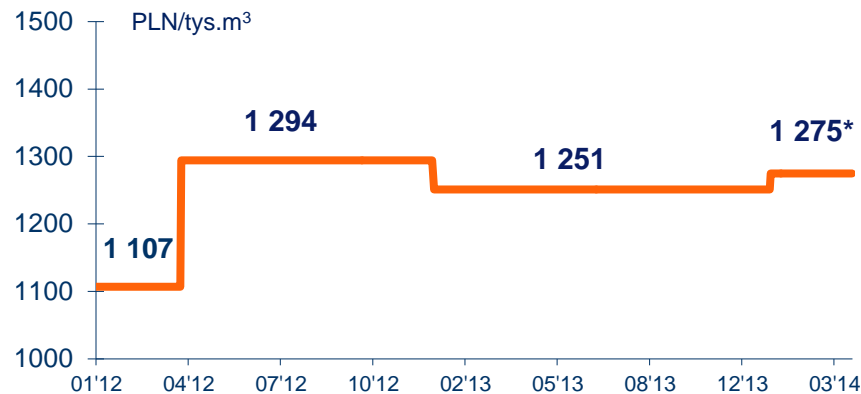
Niższe notowania ropy naftowej



W 4Q13 TTF i TGE zbliżyły wyceny



Wzrost ceny taryfowej gazu PGNiG od 01.01.2014r.



*od 01.01.2014r. cena paliwa gazowego zawiera także koszty magazynowania i część kosztów przesyłu, ujmowane dotychczas w opłacie sieciowej

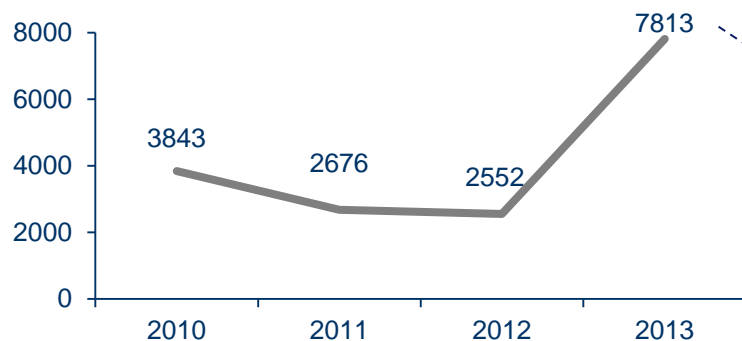
Podstawowe wyniki finansowe 2013

(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody ze sprzedaży	28 730	32 120	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(24 121)	(26 508)	10%
EBITDA	4 609	5 612	22%
Amortyzacja	(2 069)	(2 463)	19%
EBIT	2 540	3 149	24%
Wynik na działalności finansowej	(163)	(396)	143%
Zysk netto	2 240	1 920	-14%

Rosnące przychody ze sprzedaży produktów w 2013:

- Gaz wysokometanowy +1 231m PLN
- Gaz zaazotowany +41m PLN
- Ropa naftowa i kondensat +1 494m PLN
- Energia elektryczna +518m PLN
- Ciepło +91m PLN
- Usługi wiertnicze i serwisowe +44m PLN

Wzrost operacyjnych przepływów pieniężnych netto



Skokowy wzrost operacyjnych przepływów pieniężnych netto wskutek zwiększonej sprzedaży oraz realizacji przez Gazprom w 1Q2013 płatności związanych z aneksem do kontraktu jamalskiego.

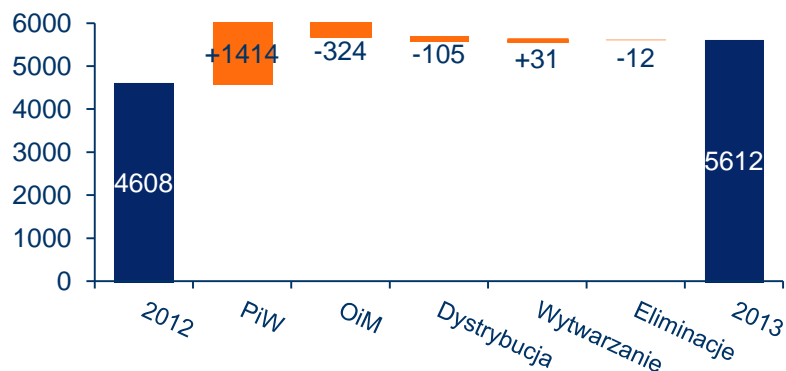
**Znacznie lepsze wyniki operacyjne
po wyłączeniu zdarzeń jednorazowych**

Segmenty – EBITDA 2013

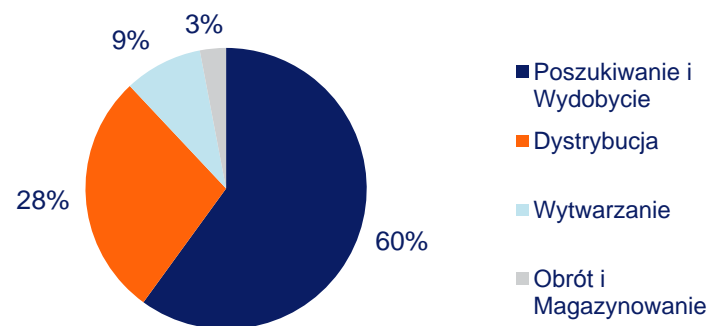
(m PLN)	2012	2013	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 967	3 381	72%	60%
Obrót i Magazynowanie	494	170	-66%	3%
Dystrybucja	1 700	1 595	-6%	28%
Wytwarzanie	471	502	7%	9%
Pozostałe, eliminacje	(24)	(36)	50%	-1%
Razem	4 608	5 612	22%	100%

- +1,5 mld PLN R/R przychody ze sprzedaży ropy i kondensatu
- 437m PLN R/R amortyzacji oraz -266m PLN zawiązanych odpisów i rezerw
- W 2012 efekt retroakcji z aneksu do kontraktu jamalskiego
- Średnioroczna marża na sprzedaży gazu E -2% w 2013 vs +2% w 2012
- 141m PLN R/R zmiana stanu rezerw z tytułu nagród jubileuszowych (rekalkulacja aktuarialna)
- +2% wolumenu dystrybucji w 2013
- Wolumen sprzedaży ciepła i Ee z produkcji na tym samym poziomie
- 9-proc. wzrost taryf na ciepło

EBITDA segmentów GK PGNiG 2013 vs 2012



Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



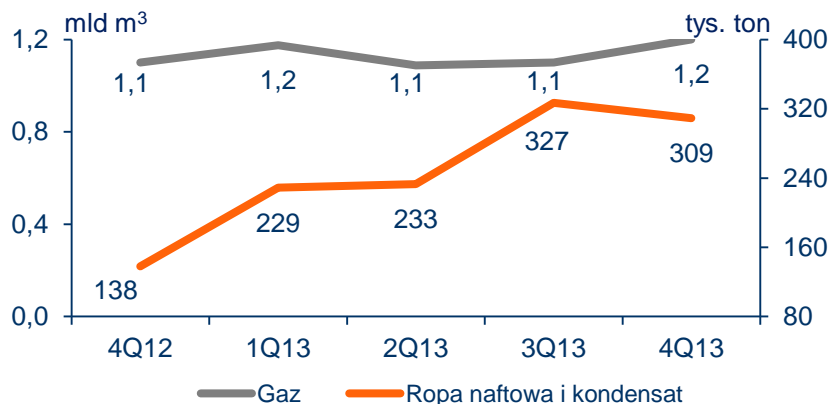
Przesunięcie Grupy w stronę sektora Upstream

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

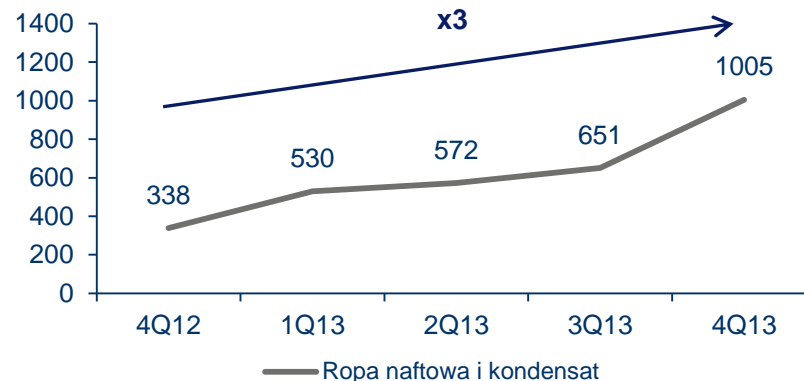
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	4 325	6 261	45%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(2 358)	(2 880)	32%
EBITDA	1 967	3 381	72%
Amortyzacja	(613)	(1050)	71%
EBIT	1 354	2 331	72%

- +1 494m PLN (+118%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu w 2013 R/R
- Wolumen sprzedaży ropy naftowej +128% (+621 tys. ton w 2013 vs 2012)
- Zwiększona międzysegmentowa sprzedaż gazu z Norwegii do PST (340m m³ w 2013) i koszty przesyłu tego gazu
- 2013: i) Libia – zawiązanie 292m PLN odpisu na aktywach oraz rezerwy 137m PLN na zobowiązania koncesyjne, ii) 184m PLN odpis na środkach trwałych w budowie dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych
- 90m PLN wpływ LMG oraz -313m PLN Norwegia w 2013 (aktywa norweskie umarżane metodą naturalną)

Wolumen wydobycia GK PGNiG



Dynamiczny wzrost przychodów z ropy (m PLN)



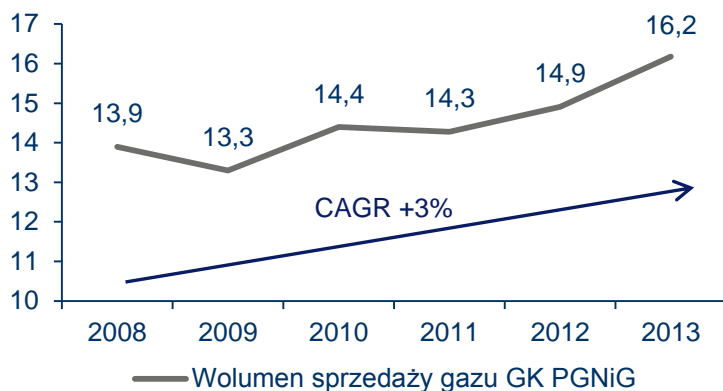
**Wysoki wynik rezultatem
rosnącego wydobycia ropy**

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

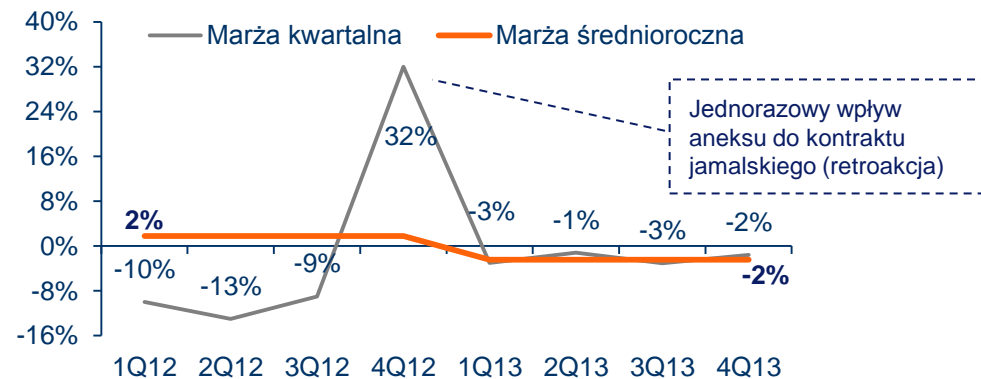
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	23 714	25 659	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(23 219)	(25 667)	10%
EBITDA	494	169	-66%
Amortyzacja	(163)	(177)	9%
EBIT	331	(8)	-102%

- Cena taryfowa niepokrywająca kosztów: w 2013r. marża na sprzedaży gazu E -2%
- Udział spółki PST: 1,7 mld PLN przychodów ze sprzedaży gazu w 2013 vs 0,4 mld PLN w 2012
- 1 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej w 2013 vs 0,1 mld w 2012 (w segmencie OiM)
- Koszty operacyjne w 2012 pomniejszone o efekt retroakcji z aneksu do kontraktu jamalskiego
- Wpływ różnic kursowych i wyniku na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych: -205m PLN w 2013 vs -457m w 2012

Rosnąca sprzedaż gazu GK PGNiG (mld m³)



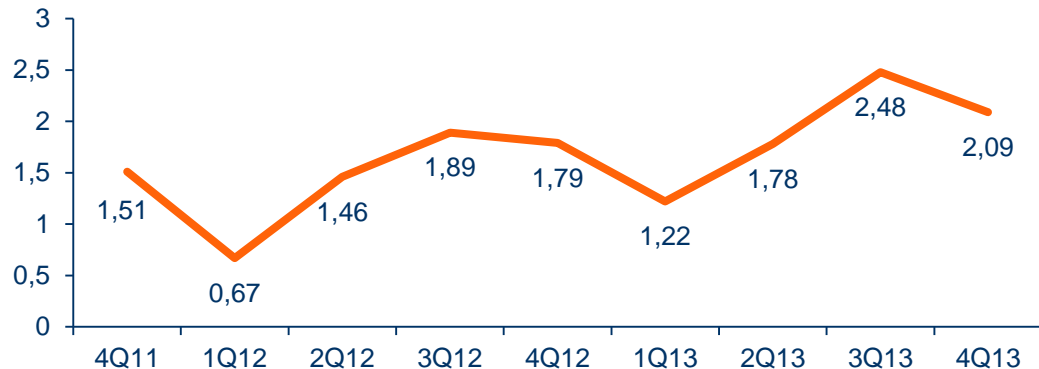
Ujemna marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA



Dodatni wynik EBITDA segmentu

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

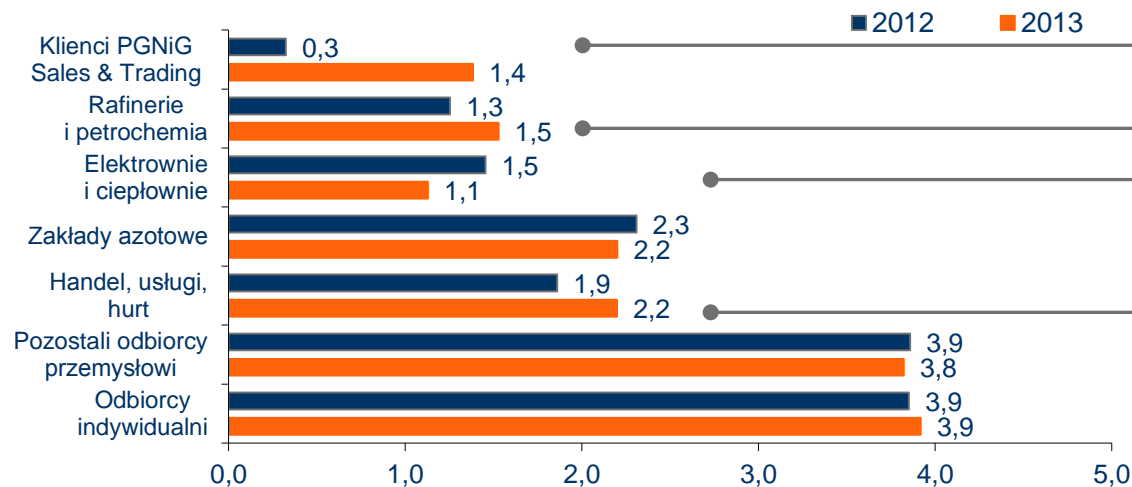
Stan magazynów gazu (mld m³)



- Rekordowy stan magazynów gazu na koniec 2013: 2,09 mld m³ (w tym testowe zatłoczenie 0,4 mld m³ w PMG Wierzchowice i 0,06 mld m³ w PMG Kosakowo)

- Narastająco import gazu -0,15 mld m³, z czego 0,44 mld m³ mniej w 4Q13 R/R
- Spadek R/R importu ze wschodu o 0,28 mld m³, z czego -0,8 mld m³ w samym 4Q13 (średnia temperatura kwartału +2°C i wysokie stany magazynowe)

GK PGNiG – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m³)



- 1,38 mld m³ gazu sprzedaży PST w Niemczech w 2013 vs 0,31 mld m³ w 2012

- Rafinerie i petrochemia: wpływ kontraktu z Grupą LOTOS
- Elektrociepłownie ograniczyły zużycie gazu przy braku wsparcia dla kogeneracji

- W 2013 ponad 66m m³ sprzedane i dostarczone poprzez Towarową Giełdę Energii (38m m³ w 4Q2013)
- W 4Q13 zakup gazu przez Gaz System 177m m³ vs 26m m³ w 4Q12 (bilansowanie punktu wirtualnego – zmiany IRIESP)

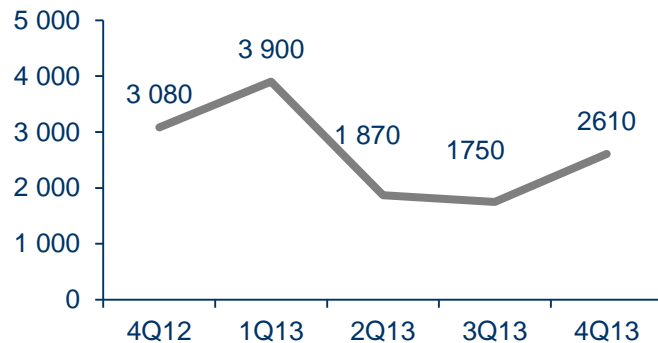
Rosnąca sprzedaż gazu i wysokie stany magazynowe

Segment – Dystrybucja

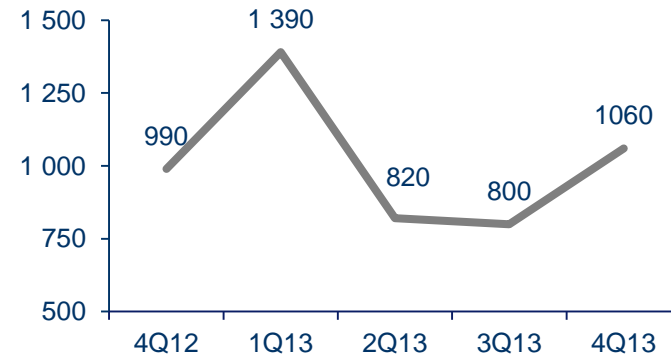
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	3 584	4 250	19%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 884)	(2 655)	41%
EBITDA	1 700	1 595	-6%
Amortyzacja	(819)	(857)	5%
EBIT	880	739	-16%

- Wzrost przychodów i kosztów przez zmianę w przesyłowej oraz dystrybucyjnej instrukcji ruchu i eksploatacji (IRiESD i IRiESP, neutralna dla wyniku operacyjnego)
- Koszty usługi przesyłowej 603m PLN w 2013 (zmiany IRiESD i IRiESP), brak tych kosztów w 2012
- Zmiana stanu rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych R/R: -141m PLN (rekalkulacja rezerw aktuarialnych) i -71m PLN (nagroda roczna za 2013)
- +2% wolumenu dystrybucji w 2013 i -15% w samym 4Q13 R/R, spowodowane nowymi przyłączeniami i ciepłym 4Q13

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



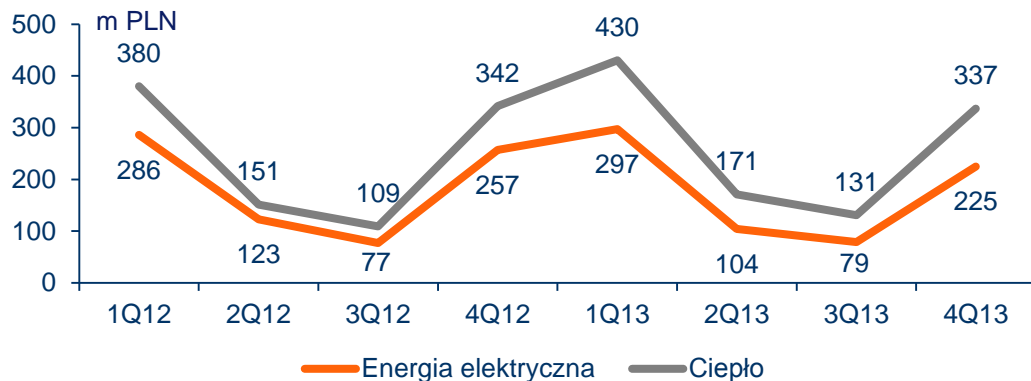
**Stabilny wynik EBITDA po
eliminacji zdarzeń jednorazowych**

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	1 957	2 063	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 487)	(1 560)	5%
EBITDA	471	502	7%
Amortyzacja	(456)	(358)	-21%
EBIT	15	144	x10

- 9-proc. wzrost taryf ciepła od lipca 2013
- Wzrost przychodów segmentu ze sprzedaży energii elektrycznej o 113m PLN do 916m (z czego 705m z produkcji)
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii (39m PLN w 2013 vs 125m w 2012)
- Spadek wolumenu zużycia biomasy i jej kosztów (-29m PLN w 2013 vs -76m w 2012)
- W 2012 amortyzacja powiększona o -176m PLN umorzenia aktywów niematerialnych rozpoznanych na moment przejścia PGNiG Termika (2013: -34m PLN)

Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji)



Roczne wolumeny sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Ciepło bez zmian (40,2 PJ), w samym 4Q13 spadek o 12% R/R
- Energia elektryczna na zbliżonym poziomie (3,7 TWh), w samym 4Q13 spadek o 9%

Rosnący wynik EBITDA segmentu

Koszty operacyjne

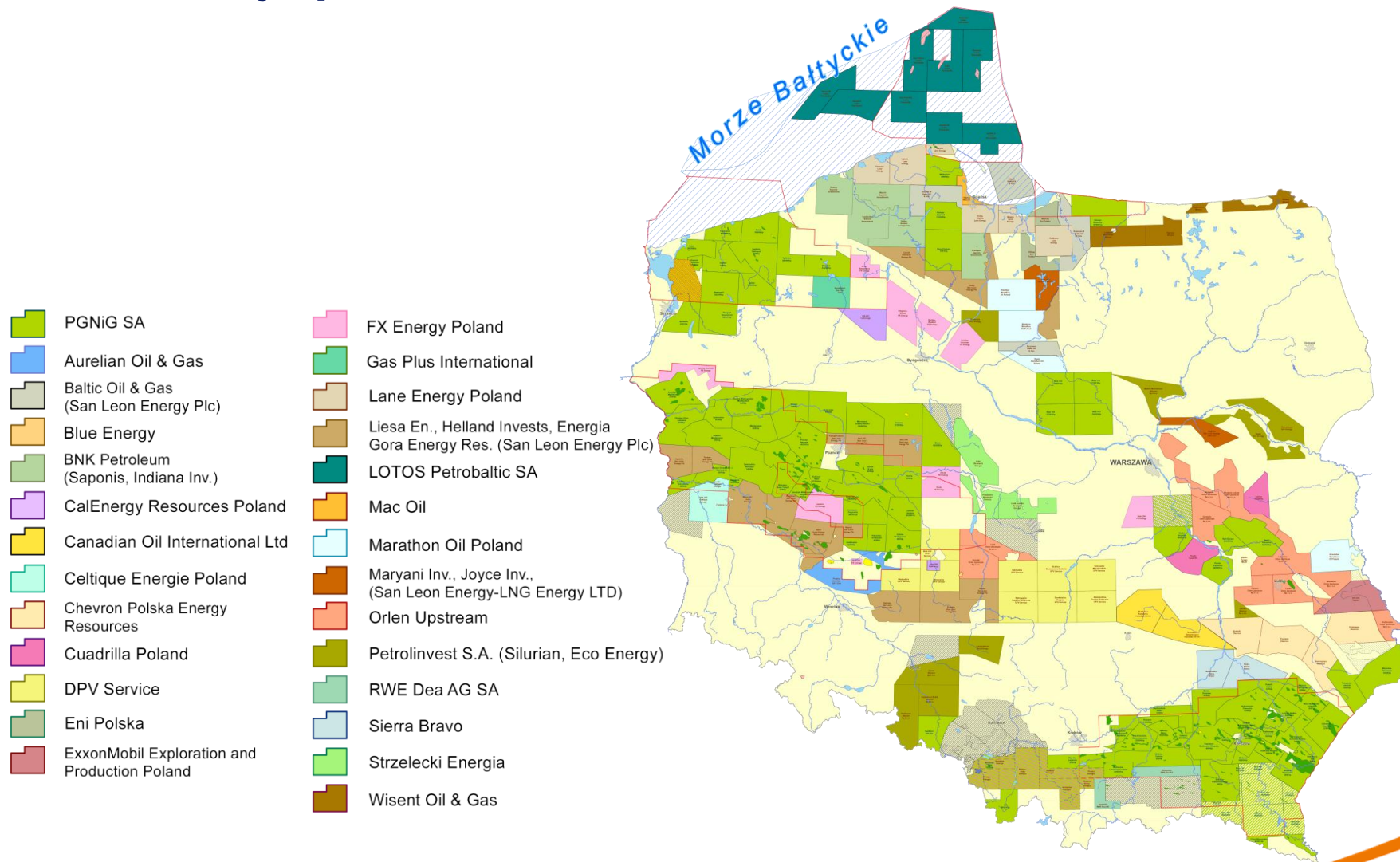
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(15 713)	(17 208)	10%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(905)	(1 397)	54%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(984)	(908)	-8%
Świadczenia pracownicze	(3 047)	(3 214)	5%
Usługa przesyłowa	(1 454)	(1 474)	1%
Koszt odwiertów negatywnych	(127)	(132)	3%
Pozostałe usługi obce	(1 479)	(1 639)	11%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(1 417)	(1 519)	7%
<ul style="list-style-type: none"> ▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne ▪ zmiana stanu odpisów i rezerw 	(415)	(183)	-56%
	(401)	(702)	75%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 006	983	-2%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(24 122)	(26 509)	10%
Amortyzacja	(2 069)	(2 463)	19%
Koszty operacyjne ogółem	(26 191)	(28 972)	11%

- W 4Q2012 efekt retroakcji z aneksu kontraktu jamalskiego, obniżający koszt gazu
- +9% większy wolumen sprzedaży gazu
- Energia na cele handlowe 669m PLN w 2013 vs 156m PLN w 2012
- Niższe zużycie biomasy i koszty węgla
- Zmiana stanu rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne na -252m PLN w 2013. Bez tego jednorazowego, niepieniężnego zdarzenia świadczenia pracownicze niższe o 3% R/R
- -122m PLN kosztów usług obcych związanych z eksploatacją złóż w Norwegii
- 2013: Libia (-429m PLN); odpis na środkach trwałych w budowie dot. nierokujących poszukiwań (-184m); rezerwa na białe certyfikaty (-134m)

**Elastyczniejszy portfel gazu i
dyscyplina kosztowa**

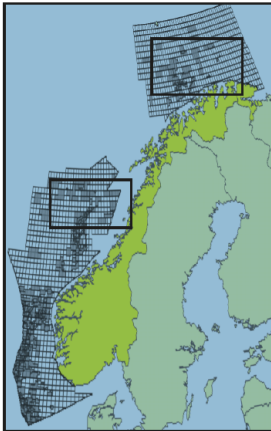


Koncesje poszukiwawcze w Polsce



Licencje norweskie

PGNiG Upstream International AS Licence Portfolio, February 2014



PL711 (71218/4,5,6 and 7)
License granted 22nd Round
Repsol Exploration Norge 40 %
Idemitsu Petroleum Norge 20 %
OMV Norge 20 %
PGNiG UI 20 %

PL707 (7127/5 and 6, 7128/4)
License granted 22nd Round
Edison International 50 %
PGNiG UI 30 %
North Energy 20 %

PL600 (6607/1 and 2)
License granted 21st Round
Dana Petroleum Norway 70 %
PGNiG UI 30 %

PL599 (6605/2,3 and 6, 6606/1, 6706/10)
License granted 21st Round
BG Norge 40 %
Idemitsu Petroleum Norge 20 %
Noreco Norway 20 %
PGNiG UI 20 %

PL702 (6604/8 and 9)
License granted 22nd Round
OMV Norge 60 %
PGNiG UI 40 %

PL703 (6605/1)
License granted 22nd Round
OMV Norge 60 %
PGNiG UI AS 40 %

PL648 S (6507/1 and 2)
License granted APA2011
PGNiG UI 50 %
OMV Norge 50 %

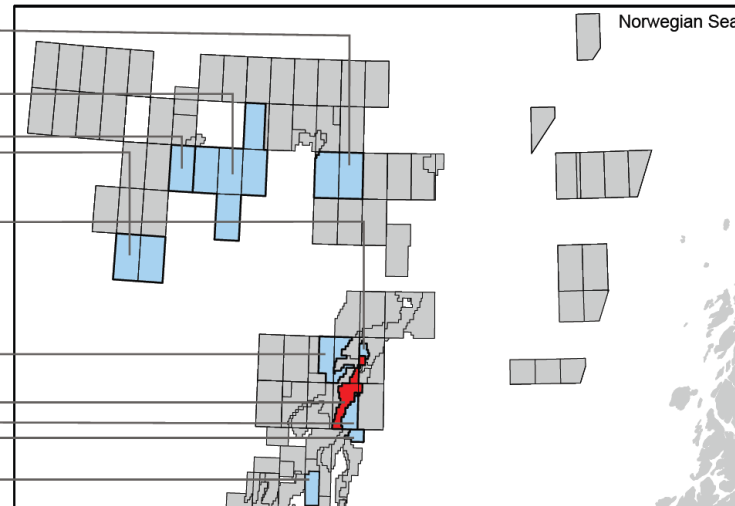
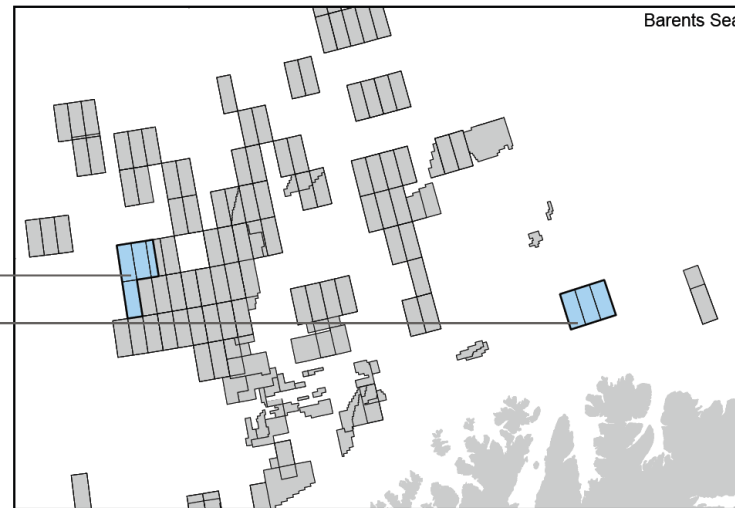
PL212 E (6507/3)
License granted 15th Round
Statoil Petroleum 30 %
E.ON E&P Norge 30 %
BP Norge 25 %
PGNiG UI 15 %

BA SKARV
(PL202, PL212, PL212B)
Statoil Petroleum 36.18500 %
E.ON E&P Norge 28.08250 %
BP Norge 23.83500 %
PGNiG UI 11.91750 %

PL558 (6507/5)
License granted APA2009
E.ON E&P Norge 30 %
PGNiG UI 30 %
Det norske oljeselskap 20 %
Petoro 20 %

PL756 (6507/7 and 10)
License granted APA2013
PGNiG UI 50 %
Rocksourc 25 %
Idemitsu 25 %

PL646 (6507/8 and 9)
License granted APA2011
Winthershall Norge 40 %
Lundin Norway 20 %
PGNiG UI 20 %
Noreco Norway 20 %

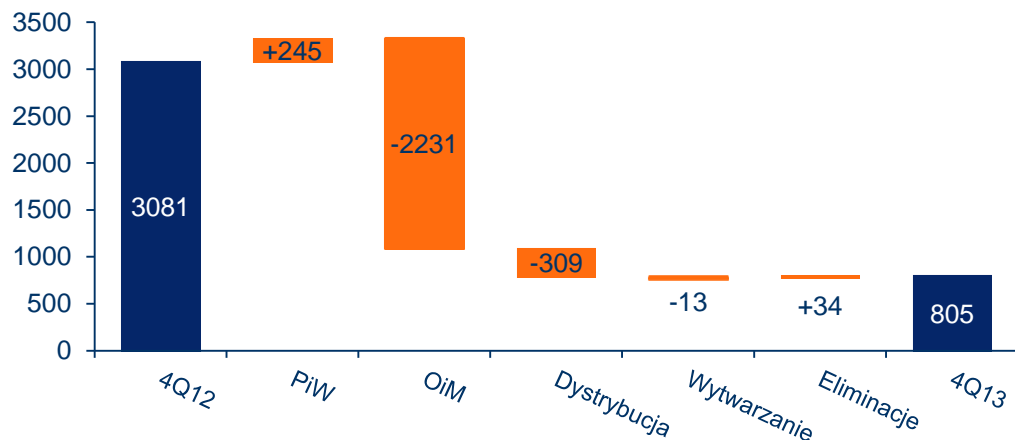


Segmenty – EBITDA 4Q2013

(m PLN)	4Q2012	4Q2013	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobycie	213	458	114%	57%
Obrót i Magazynowanie	2 162	(69)	-103%	-9%
Dystrybucja	541	232	-57%	29%
Wytwarzanie	169	156	-8%	19%
Pozostałe, eliminacje	(6)	28	-	3%
Razem	3 081	805	-74%	100%

- 304 mln PLN R/R zawiąanych odpisów i rezerw
- Przychody ze sprzedaży ropy i kondensatu +667m PLN R/R
- W 4Q12 efekt retroakcji z aneksu do kontraktu jamalskiego
- Wolumen sprzedaży gazu GK PGNiG +1% R/R
- Wolumen dystrybucji -15% R/R (wyższe temperatury 4Q13)
- 226m PLN R/R zmiana zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych
- 12% niższy wolumen sprzedaży ciepła
- Niższe ceny energii elektrycznej

EBITDA segmentów GK PGNiG 4Q13 vs 4Q12



**Potwierdzenie trafności inwestycji
w wydobycie ropy i gazu**

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG

(mln m3)

	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 890	483,1	481,2	483,5	442,7	1 607,5	403,2	396,5	400,6	407,2	1 616,4	409,1	400,3	400,9	406,1
w tym w Polsce	1 550	383,8	386,8	387,2	392,7	1 607,5	403,2	396,5	400,6	407,2	1 616,4	409,1	400,3	400,9	406,1
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	2 692	736,8	618,6	603,9	732,5	2 709,7	706,2	647,9	625,1	730,5	2 713,1	725,4	668,7	594,6	724,4
RAZEM (przeliczony na E)	4 582	1 219,9	1 099,8	1 087,4	1 175,2	4 317,2	1 109,4	1 044,4	1 025,7	1 137,7	4 329,5	1 134,5	1 069,0	995,5	1 130,5

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG

(mln m3)

	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	15 006	4 132,0	2 731,4	2 964,5	5 177,7	13 756,4	4 070,1	2 315,2	2 698,2	4 672,9	13 166,8	3 871,4	2 320,7	2 588,5	4 386,2
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	1 383	356,0	306,2	271,4	449,2	323,7	211,0	39,7	24,1	48,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 202	350,6	220,1	245,3	386,5	1 156,1	335,5	215,9	232,7	372,1	1 110,6	326,1	210,5	206,9	367,1
RAZEM (przeliczony na E)	16 208	4 482,6	2 951,5	3 209,8	5 564,2	14 912,5	4 405,6	2 531,1	2 930,9	5 045,0	14 277,4	4 197,5	2 531,2	2 795,4	4 753,3

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG

(tys. ton)

	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	1 099	309,4	327,3	233,1	228,7	491,6	138,5	129,7	95,7	127,7	467,6	123,5	126,7	84,4	133,0
w tym w Polsce	815	215,3	218,1	177,8	204,0	491,6	138,5	129,7	95,7	127,7	467,6	123,5	126,7	84,4	133,0
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	1 106	400,9	255,1	242,9	206,6	484,6	132,4	129,3	96,0	126,9	466,8	124,1	124,0	89,5	129,2
w tym w Polsce	809	221,7	212,7	180,3	194,1	484,6	132,4	129,3	96,0	126,9	466,8	124,1	124,0	89,5	129,2

PGNiG TERMIKA

	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	40 175	12 530,1	3 367,4	5 765,6	18 511,4	40 213,9	14 242,0	2 747,7	5 503,2	17 721,0	38 660,2	13 317,2	2 789,3	5 199,7	17 354,0
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	3 772	1 188,9	444,6	613,0	1 525,7	3 719,3	1 287,9	395,7	632,7	1 403,0	3 685,1	1 279,7	432,8	572,3	1 400,3