



**10** LAT NA GIEŁDZIE  
PAPIERÓW  
WARTOŚCIOWYCH

## **Prezentacja inwestorska**

**Wyniki finansowe 4Q i FY 2015**

**Marzec 2016**

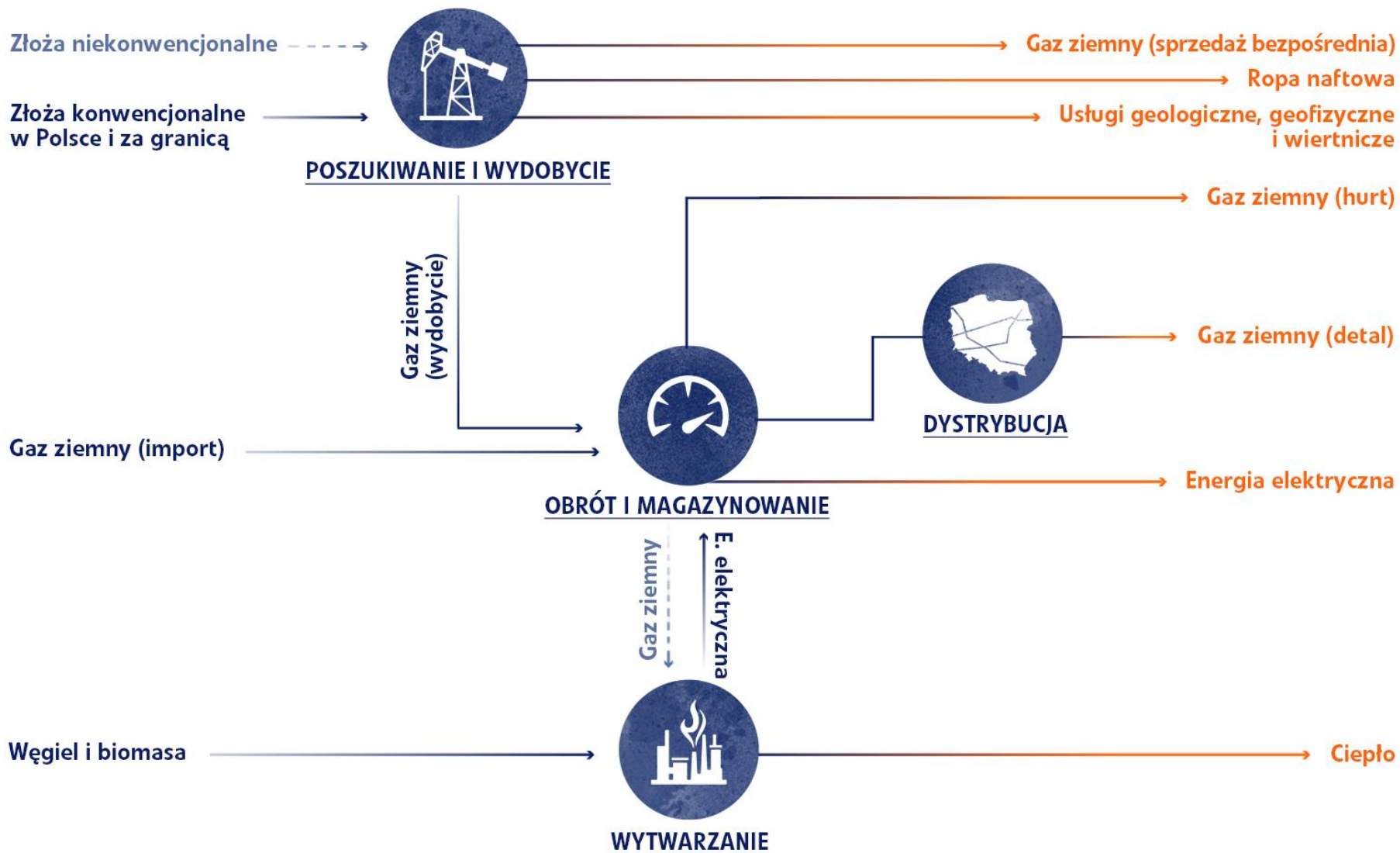
# Agenda

- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
  - > 2. Segmenty Grupy PGNiG
    - > Poszukiwanie i Wydobywanie
    - > Obrót i Magazynowanie
    - > Dystrybucja
    - > Wytwarzanie
  - > 3. Strategia, nakłady, finansowanie
  - > 4. Załącznik – Wyniki finansowe Grupy PGNiG za 4Q i FY 2015
- 

An aerial photograph showing a gas processing plant situated in a rural landscape. The plant is a complex of industrial structures, including a large rectangular tank, several smaller buildings, and a network of pipes. It is surrounded by a mix of green fields, brown plowed fields, and dense forests. The sky is filled with large, white, fluffy clouds against a blue background. The overall scene depicts a modern industrial facility integrated into a natural, agricultural environment.

# Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

# Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo – naftowym



# PGNiG na giełdzie



Czwarta największa polska spółka notowana na GPW\*\*

Notowana na GPW od września 2005 r.

Kapitalizacja rynkowa 29 mld zł\*

Znaczący udział w indeksie WIG20: 5%

Struktura akcjonariatu (stan na 31.12.2015 r.)

Pozostali 29,2%

Średnia dzienna wartość obrotu 2015: 28 mln zł

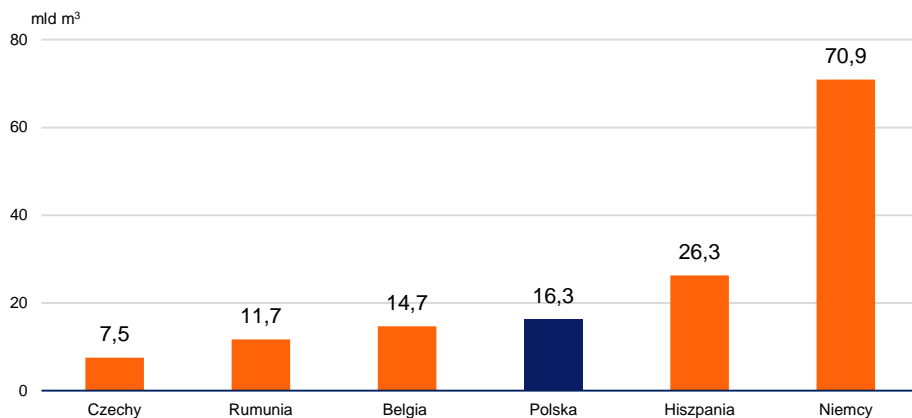
Skarb Państwa 70,8%

▼ Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012 r.

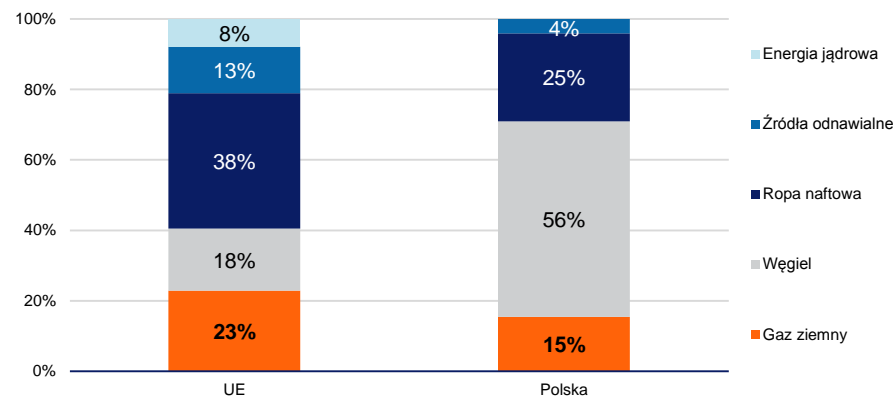


# Rynek gazu w Polsce

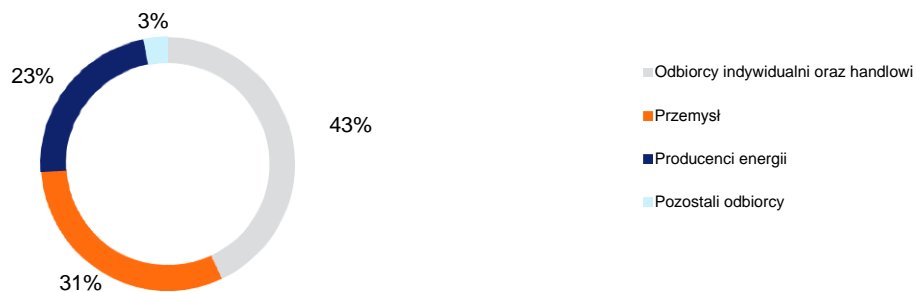
## Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2014 r.



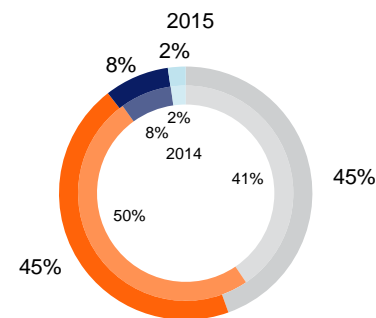
## Zużycie energii pierwotnej w 2014 r.



## Sprzedaż gazu według sektorów w Unii Europejskiej w 2014 r.



## Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2014 r.



Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

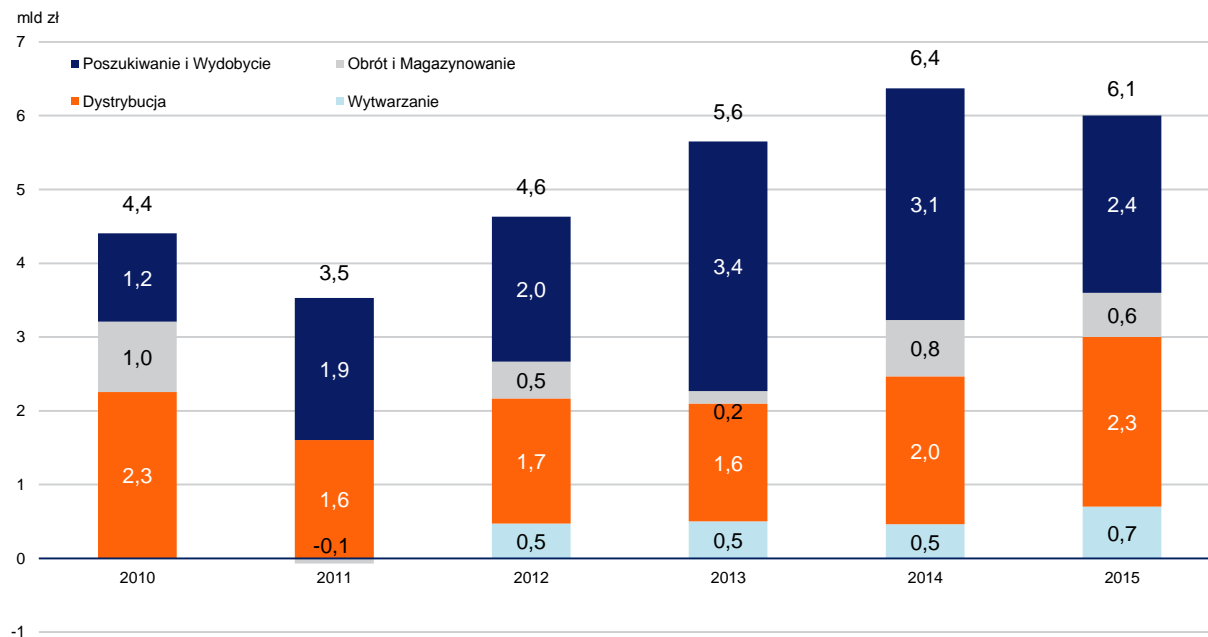
A tall, white industrial drilling rig stands against a clear blue sky at sunset. The sun is low on the horizon, creating a bright glow and long shadows on the ground. The rig is a complex structure of metal beams and platforms, with a long vertical mast extending upwards. The scene is silhouetted against the bright light of the setting sun.

# Segmenty Grupy PGNiG

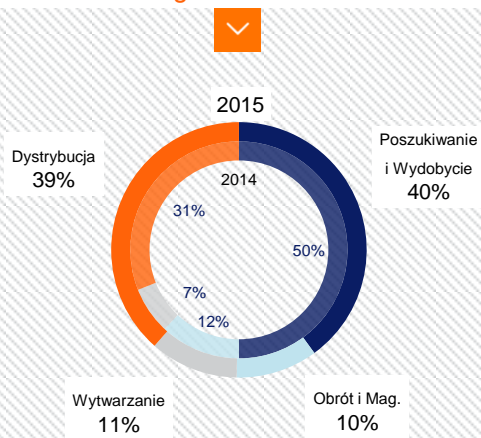
# EBITDA z podziałem na segmenty

Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

## EBITDA\* Grupy PGNiG



### Udział segmentów w EBITDA





# Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce

## Złoża PGNiG w Polsce:

- udokumentowane złoża gazu 501 mln boe (77,7 mld m<sup>3</sup>)\*
- udokumentowane złoża ropy 130 mln boe (17,8 mln ton)

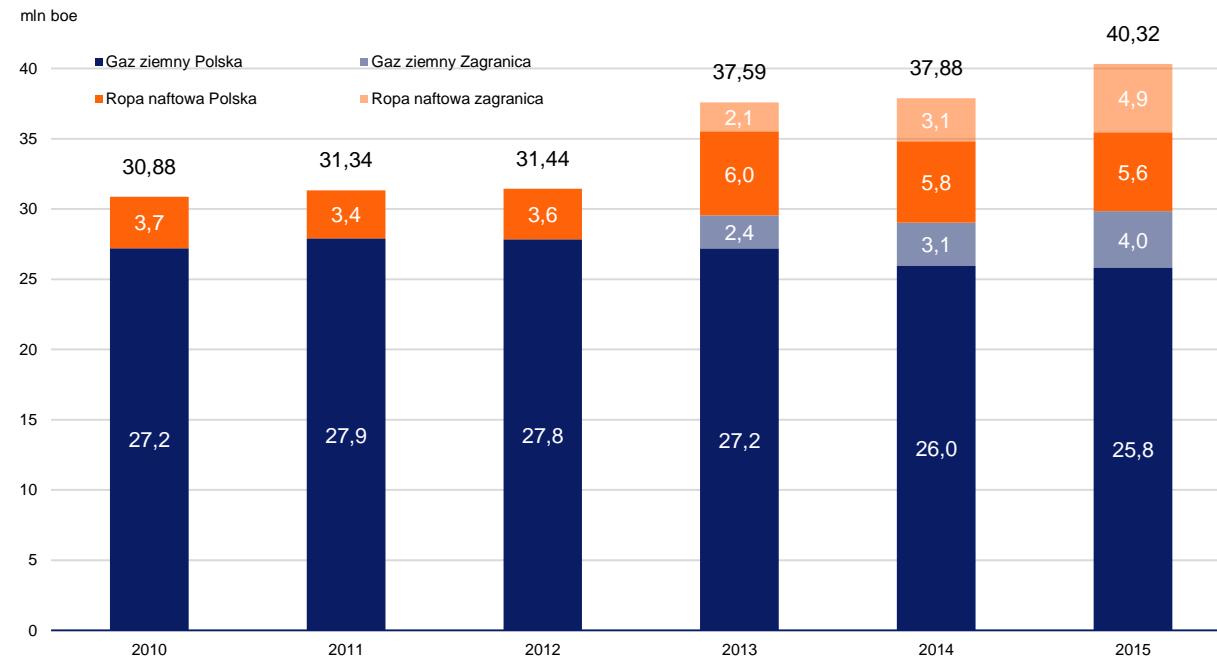
## Koncesje na ropę i gaz:

- 61 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- 227 na wydobycie

## Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

- 57 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
- Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

## Wydobycie gazu i ropy naftowej



# Działalność zagraniczna – Norwegia

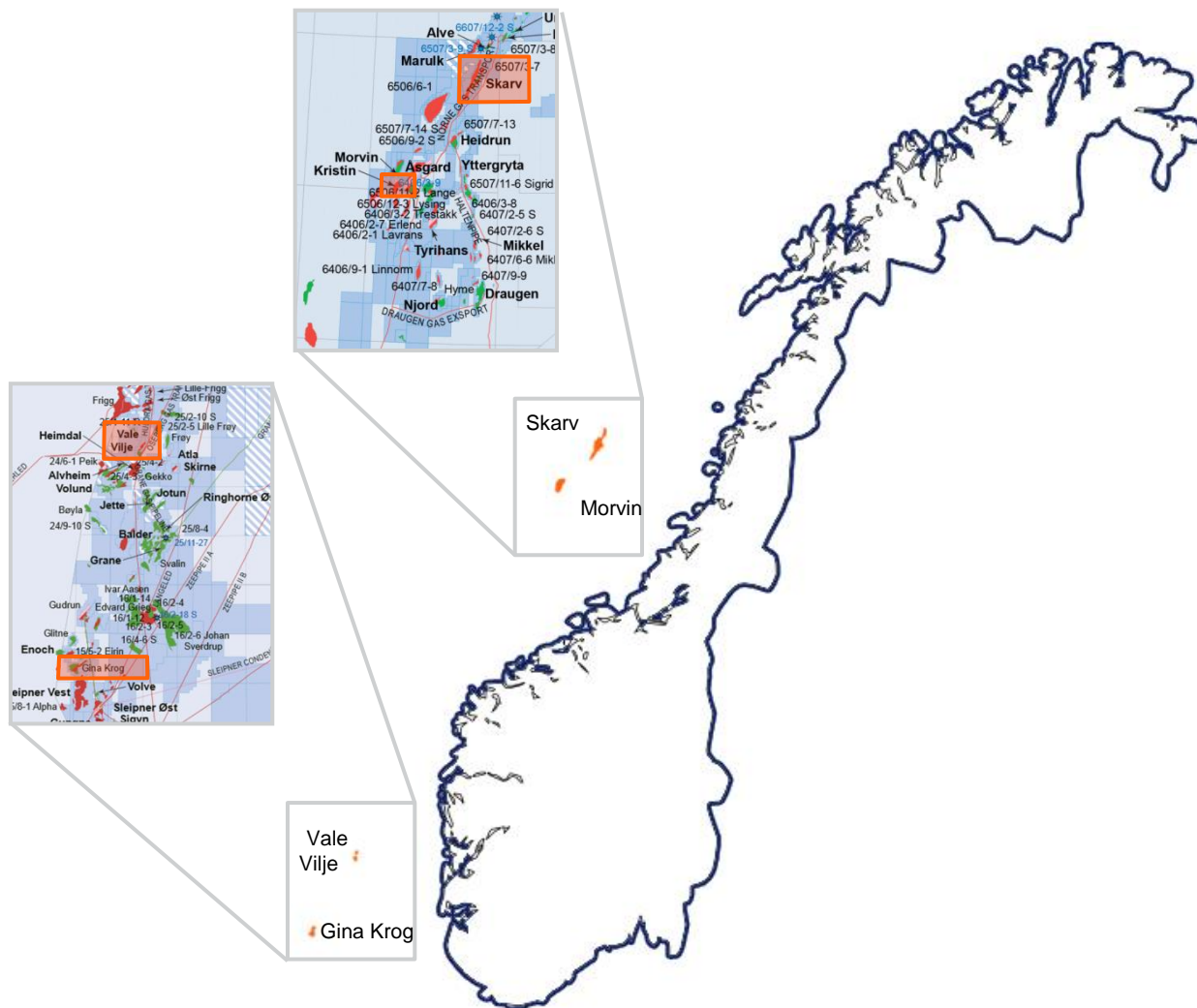
Liczba licencji 19

Koszt zakupionych licencji 360 mln USD (Skarv)  
1,95 mld NOK (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

CAPEX Skarv (wyłącznie PGNiG) ok. 800 mln USD

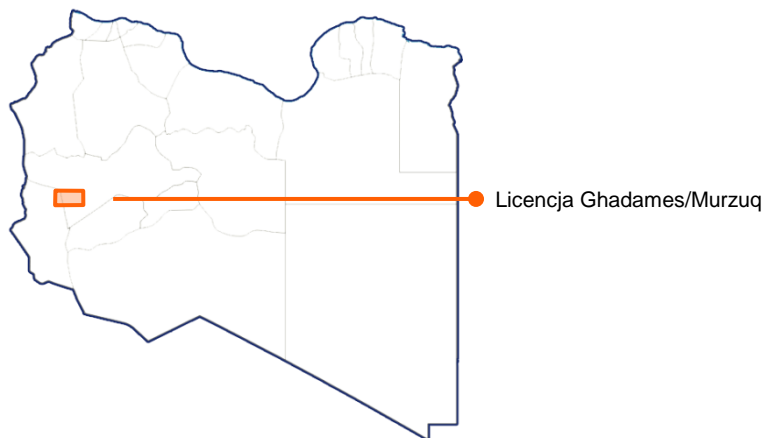
Wydobywalne zasoby licencji 59 mboe (Skarv)  
29 mboe (2P) dla PGNiG (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

Produkcja Skarv w 2015 2,8 mboe (0,4 mld m<sup>3</sup>) gazu ziemnego  
3,0 mboe (0,4 mln ton) ropy naftowej oraz NGL



# Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

## ▼ Aktywa w Afryce: Libia



## ▼ Aktywa w Azji: Pakistan



|                  |  |
|------------------|--|
| data umowy       | 25 lutego 2008   |
| udziały          | PGNiG - 100%   |
| obszar           | 5 494 km <sup>2</sup>                                    |
| położenie        | blok Awbari,<br>basen Murzuq                             |
| zobowiązania     | 3 000 km 2D;<br>1 500 km <sup>2</sup> 3D,<br>8 odwiertów |
| szacowane zasoby | 146 mld m <sup>3</sup> gazu,<br>15 mln ton NGL           |

|                  |  |
|------------------|--|
| data umowy       | 18 maja 2005   |
| udziały          | PGNiG 70%<br>Pakistan Petroleum 30%  |
| obszar           | 956 km <sup>2</sup>  |
| położenie        | provincia Sindh,<br>blok Kirthar   |
| zobowiązania     | 2 odwierty, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)                                |
| szacowane zasoby | 11,5 mld m <sup>3</sup> gazu<br>4,5 mld m <sup>3</sup> gazu (formacja Pab) |

4Q2013: odpis 420 mln zł na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137 mln zł na zobowiązania koncesyjne

Zgłoszenie Siły Wyższej

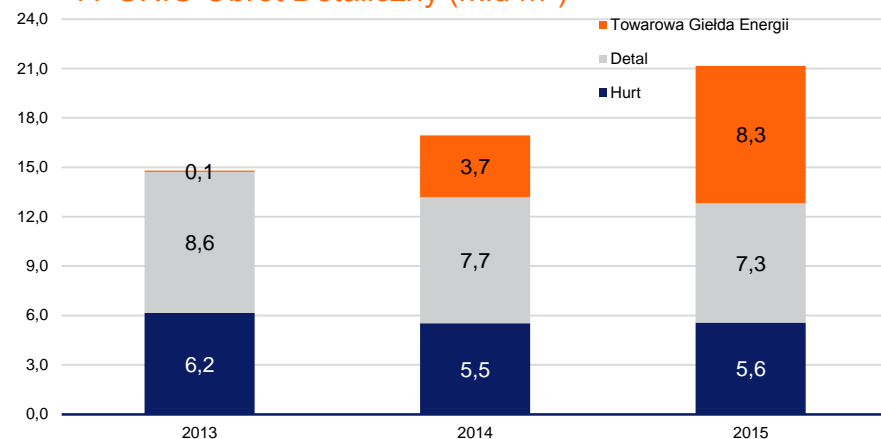
Otwór Rizq -1 udokumentował obecność drugiego złoża na koncesji Kirthar.

Instalacja napowierzchniowa (koszt: 13 mln \$) umożliwi wzrost wydobywania do 800 m<sup>3</sup>/min

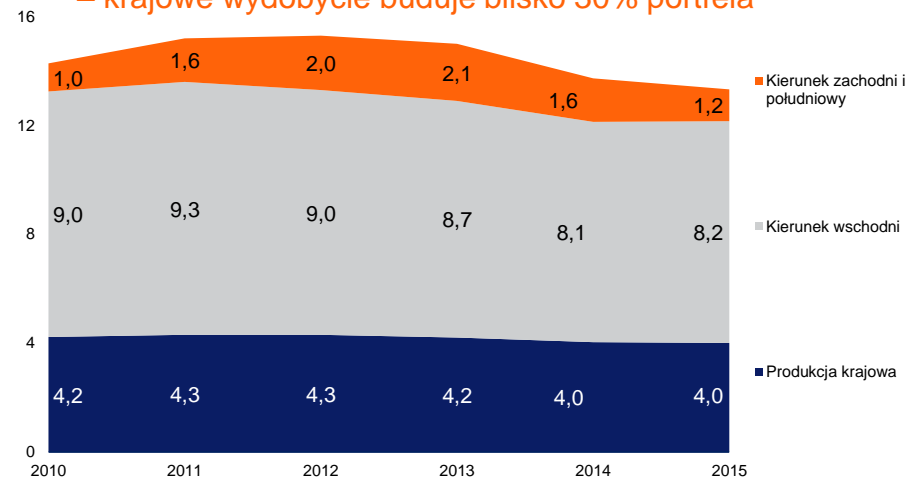
# Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie PGNiG prowadzi:
  - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
  - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek w Polsce: CAGR +1,6% 2005-2015
- 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:
  - Do 10,2 mld m<sup>3</sup> 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 (do 2034):
  - 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu
  - 100% Take-or-Pay
- 2,3 mld m<sup>3</sup> gazu sprzedanych w 2015 roku przez PGNiG Supply & Trading do odbiorców poza Polską

## ▼ Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny (mld m<sup>3</sup>)



## ▼ Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny (mld m<sup>3</sup>) – krajowe wydobycie buduje blisko 30% portfela



# Obrót i sprzedaż detaliczna gazu w Polsce po 1 sierpnia 2014 r.



Wydobycie



PGNiG SA

Zakup gazu



Sprzedaż do największych klientów: pow. 25 mln m<sup>3</sup> rocznie  
4,6 mld m<sup>3</sup> sprzedanego gazu w 2014 r.  
4,3 mld m<sup>3</sup> sprzedanego gazu w 2015 r.



Sprzedaż bezpośrednia  
0,93 mld m<sup>3</sup> gazu w 2014 r.  
0,72 mld m<sup>3</sup> gazu w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii  
3,74 mld m<sup>3</sup> w 2014 r.  
8,09 mld m<sup>3</sup> w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii  
(TGE)



PGNiG Obrót  
Detaliczny  
Sp. z o.o.



6,7 mln klientów  
zużycie 7,7 mld m<sup>3</sup> gazu w 2014 r., z czego PGNiG OD dostarczyła w okresie sierpień-grudzień ponad 3,2 mld m<sup>3</sup>  
zużycie 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu w 2015 r.

Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach Grupy).

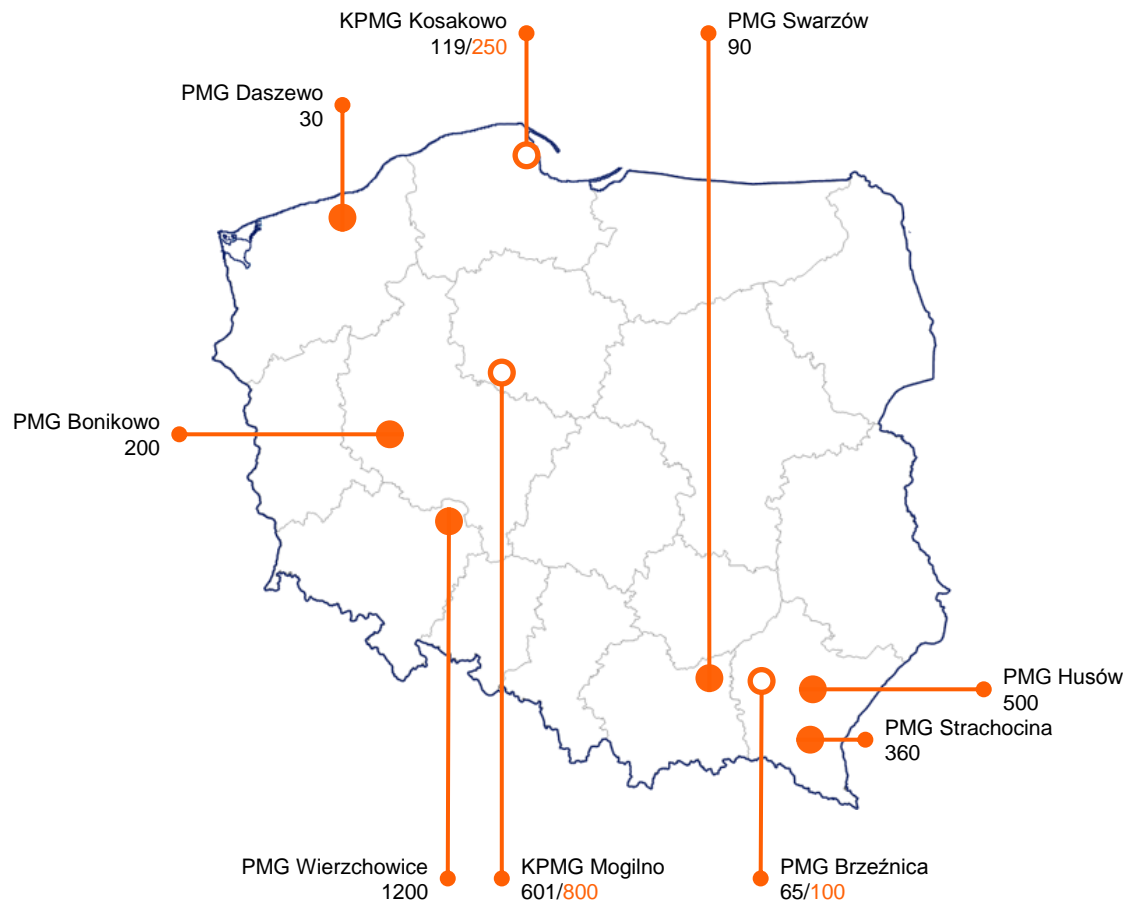
# Rozbudowa podziemnych magazynów gazu

## Najważniejsze dane:

- Obecna liczba magazynów 9  
- w tym w kawernach solnych 2
- Obecna pojemność czynna ok. **3,2 mld m<sup>3</sup>**
- Nowe zdolności magazynowe w 2015 roku:
  - KMG Brzeźnica +35 mln m<sup>3</sup>
  - KPMG Kosakowo +25 mln m<sup>3</sup>
- Rezerwy strategiczne: 30 dni średniego dziennego wolumenu importu

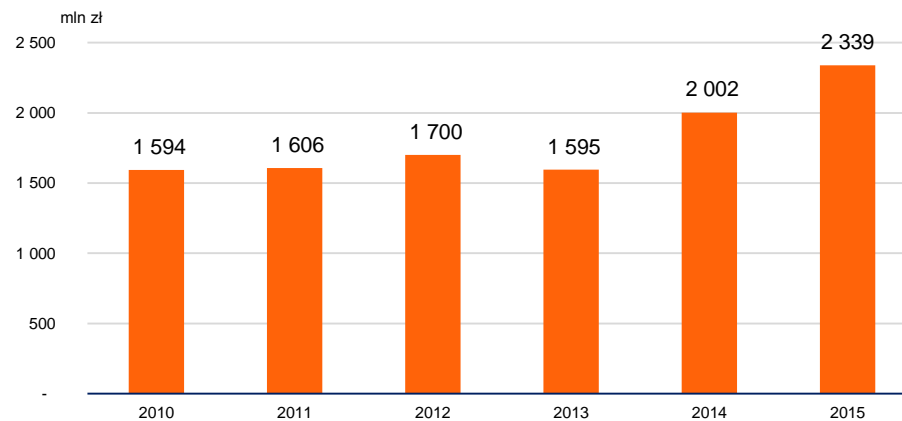
✓ Pojemność PMG: 2005-2015: +1,5 mld m<sup>3</sup>

PMG Istniejące ●  
PMG w budowie/rozbudowie ○  
Pojemność obecna/docelowa

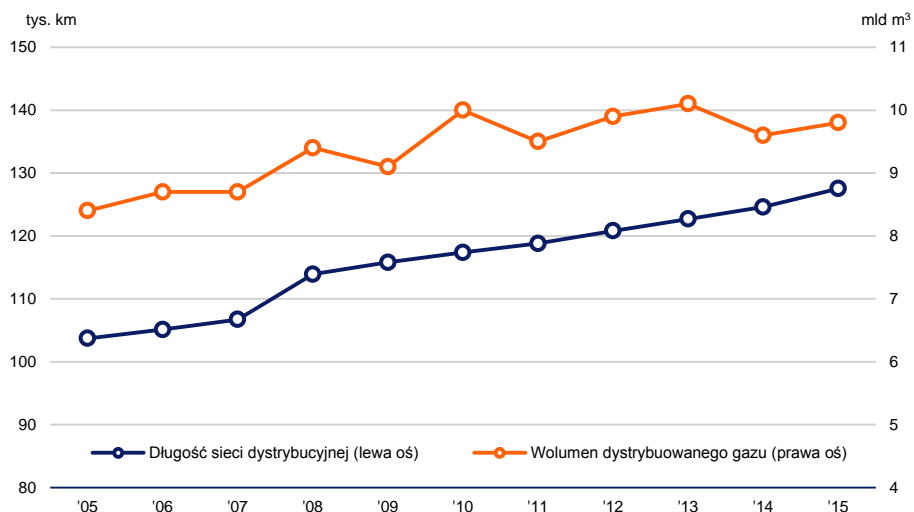


- Segment odpowiedzialny za dostarczanie gazu od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw) oraz eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci.
- W 2015 roku PSG dystrybuowała 9,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego do 6,9 mln klientów za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej o długości 128 tys. km.
- Taryfa ważna do czerwca 2016: koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

## Stabilna EBITDA regulowanego segmentu



## Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+1,6% CAGR 2005-2015)



## Sieć dystrybucji gazu w Polsce



## PGNiG Termika

- Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
- Największy producent ciepła w Polsce; ponad 1/5 krajowych mocy ciepłych
- Pokrywa 3/4 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<sub>e</sub> w Warszawie na Żeraniu (1H 2019) oraz kotła biomasowego 146 MW<sub>t</sub> na Siekierkach (2016)

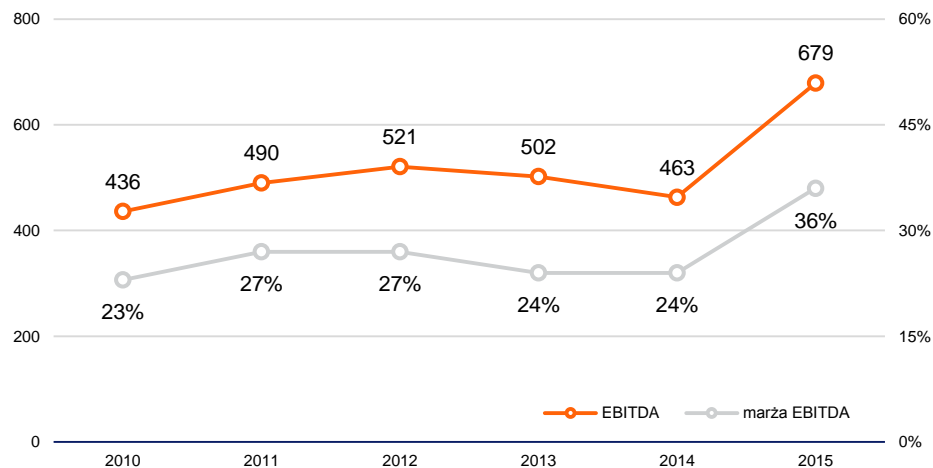
## Elektrociepłownia Stalowa Wola

- 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia:
  - Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
  - Dostawy paliwa gazowego przez 14 lat w wysokości ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> rocznie
  - Umowa na sprzedaż energii elektrycznej, zawarta na 14 lat (50% do PGNiG)
  - Moc bloku gazowego: 450 MW<sub>e</sub> oraz 240 MW<sub>t</sub>
  - W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu

### Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

|   |                       |
|---|-----------------------|
| Moc zainstalowana ciepła                              | 4 782 MW <sub>t</sub> |
| Moc osiągalna elektryczna                             | 1 015 MWe             |
| Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2015 r.                | 36,2 PJ               |
| Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2015 r. | 3,5 TWh               |

### EBITDA PGNiG Termika\*





A low-angle, silhouette photograph of an oil pumpjack. A worker is visible on a platform in the center, with the sun positioned directly behind them, creating a bright lens flare. To the left, a tall derrick structure rises into the sky. The sky is a deep blue with scattered white clouds. The overall scene is industrial and dramatic.

Strategia,  
nakłady,  
finansowanie

# Filary Strategii Grupy PGNiG 2014-2022

**A**

## Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

- 1 Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego
- 2 Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej i hurtowej

**B**

## Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

- 3 Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej (dystrybucja gazu i ciepła)  
*Nowy obszar rozwoju: zakup sieci ciepłowniczych*
- 4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii

**C**

## Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobywania

- 5 Utrzymanie wydobywania krajowego (33 mln baryłek „boe”)
- 6 Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu *shale gas* w Polsce
- 7 Rozwój działalności *upstream* poza granicami Polski (ok. 20 mln boe)  
*Nowy obszar rozwoju: zakup aktywów zagranicznych*

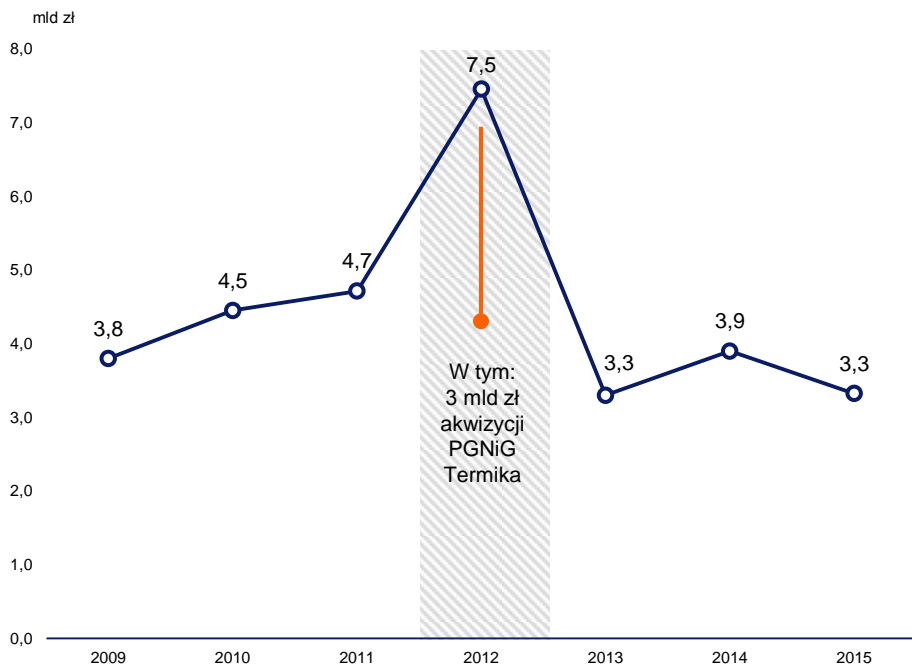
**D**

## Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości (oszczędności 700-800 mln zł)

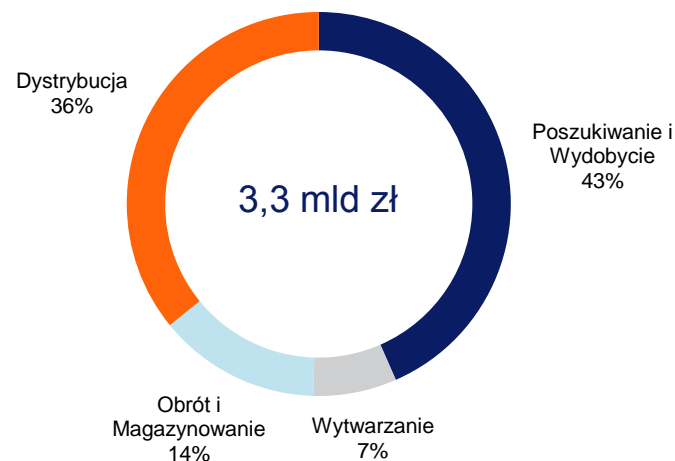
- Stabilizacja wyniku EBITDA na poziomie ~7 mld zł w 2022 r.
- Wyplata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych oraz przekazania dywidend za dany rok ze spółek zależnych do PGNiG SA)

# Planowane wydatki inwestycyjne 2014-2022: 40-50 mld zł

## CAPEX w latach 2009 – 2015



## CAPEX w 2015 r.



# Zadłużenie i źródła finansowania

## Mocna pozycja finansowa

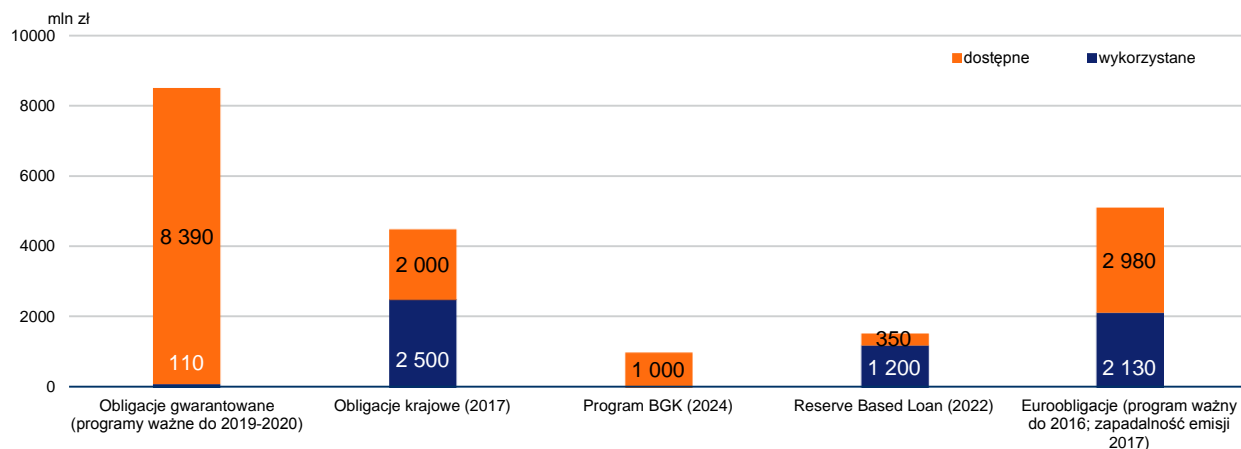
### Dywidenda na akcję



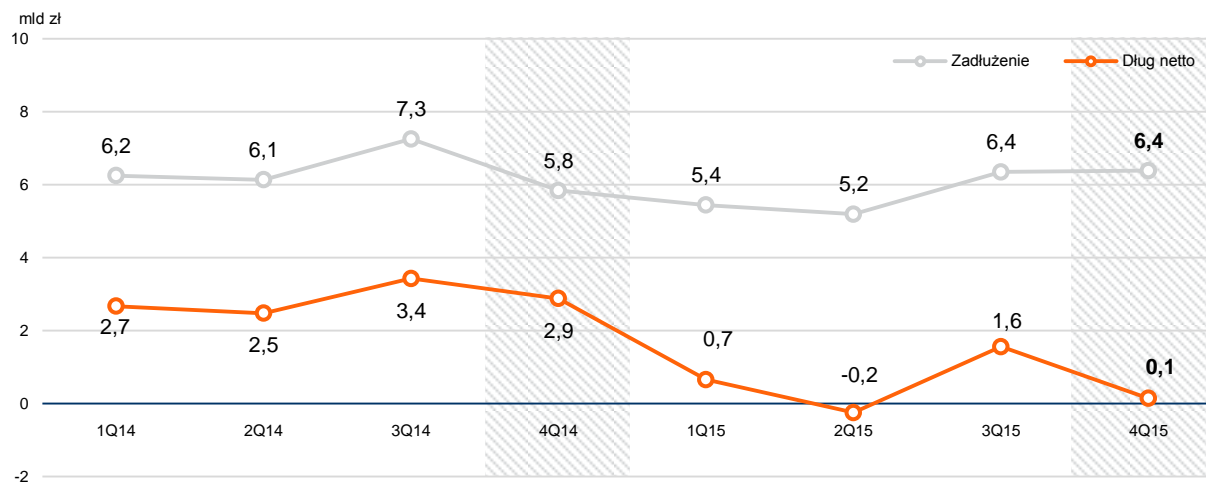
## Komentarz:

- Dostępne programy na 14,7 mld zł, w tym 9,7 mld zł gwarantowane.
- W sierpniu br. PGNiG Upstream International podpisało nową umowę kredytu zabezpieczonego złożami (*reserve based loan*), powiększając jego wartość do 400 mln \$. Tym samym zwiększyła się skala samofinansowania PUI oraz możliwości finansowe Grupy PGNiG. Kredyt ma charakter odnawialny i został udzielony na okres siedmiu lat, z dwupółrocznym okresem karencji.

## Źródła finansowania (stan na 31.12.2015 r.)



## Zadłużenie na koniec kwartału



# Perspektywy na rok 2016

## ▼ Słabsze wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

- wysoka globalna podaż ropy naftowej
- wysoka podaż gazu ziemnego przy ciepłej zimie
- spadek cen węglowodorów przy wzmocnieniu USD
- ryzyko dalszych odpisów aktualizujących wartość aktywów produkcyjnych oraz związanych z poszukiwaniami
- niższe wolumeny produkcji ropy naftowej i kondensatu w Grupie PGNiG w wyniku naturalnego szczypania złóż

## ▼ Walka o klienta w segmencie Obrót i Magazynowanie

- spadające ceny gazu ziemnego na rynkach europejskich korzystne dla cen zakupu przy jednoczesnej presji na ceny sprzedaży w Polsce
- kontynuacja polityki rabatowej
- dalszy spadek kosztu pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych w wyniku utrzymujących się niskich cen ropy naftowej
- pierwsze dostawy LNG od Qatargas w ramach kontraktu długoterminowego

## ▼ Stabilne wyniki segmentu Dystrybucja

- oczekiwana nowa taryfa dla PSG od II półrocza 2016
- wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu w wyniku realizacji inwestycji rozwojowych i nowych przyłączy
- dalsza poprawa efektywności kosztowej

## ▼ Wzrost rentowności segmentu Wytwarzanie

- niższe ceny paliw do produkcji ciepła i energii elektrycznej
- planowany zakup sieci ciepłowniczych

# Załączniki

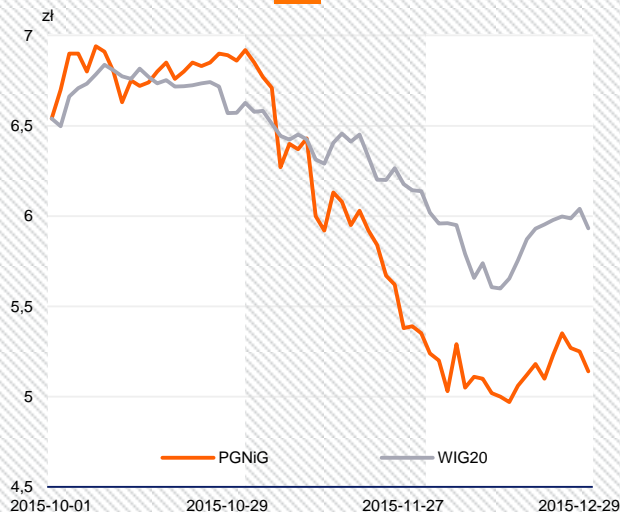


# Podstawowe wyniki finansowe 4Q2015

Istotny wpływ spadku ceny surowców i liberalizacji rynku gazu na wyniki operacyjne kwartału

| [mln zł]                            | 4Q2014   | 4Q2015         | Δ%    |
|-------------------------------------|----------|----------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży              | 11 487   | <b>9 769</b>   | (15%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (10 130) | <b>(8 998)</b> | (11%) |
| EBITDA                              | 1 357    | <b>771</b>     | (43%) |
| Amortyzacja                         | (600)    | <b>(717)</b>   | 20%   |
| EBIT                                | 757      | <b>54</b>      | (93%) |
| Wynik na działalności finansowej    | (130)    | <b>(70)</b>    | (46%) |
| Zysk netto                          | 686      | <b>(21)</b>    |       |

Kurs akcji PGNiG w 4Q15



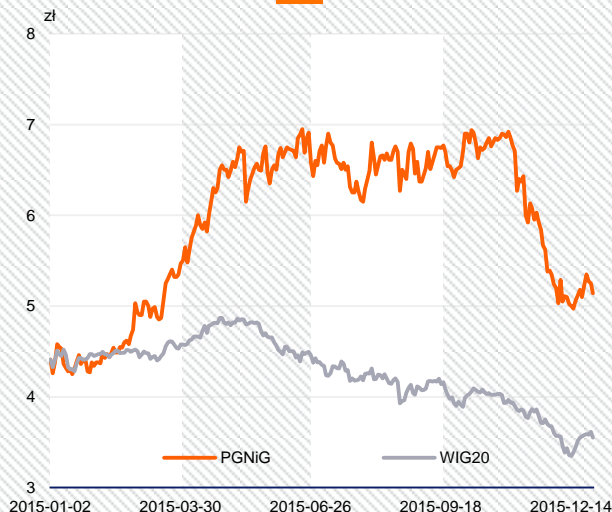
- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 1,9 mld PLN, (7,4 mld zł w 4Q15), przy wolumenie sprzedaży malejącym R/R o 0,3 mld m<sup>3</sup> do 6,2 mld m<sup>3</sup>.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 77 mln zł w 4Q15 pomimo zwiększonego o 27% R/R wolumenu sprzedaży, sięgającym 315 tys. ton. Decydujący wpływ spadających cen ropy: średnio 43 USD/bbl (169 PLN/bbl) w 4Q15 wobec 76 USD/bbl (256 PLN/bbl) w 4Q14.
- Koszt zakupu gazu niższy o 17%, czyli 1,3 mld zł R/R.
- Pomijalny wpływ rozliczenia w formule *net proceeds* (netto) gazu katarskiego w 4Q15 (3 dostawy rozliczone w 4Q).
- Wzrost amortyzacji o 117 mln zł R/R ze względu na wzrost wolumenów sprzedaży w Norwegii (metoda naturalna amortyzacji) i przyjęcie PMG Wierzchowice do eksploatacji.
- W 4Q14 częściowe rozwiązanie odpisu na wartość udziałów w spółce EuRoPol GAZ wpłynęło na zysk przed opodatkowaniem na +129 mln zł (analiza DCF w oparciu o niższe stopy procentowe i wyższy poziom gotówki). W 4Q15 brak wpływu na wynik.

# Podstawowe wyniki finansowe 2015

Spadek EBITDA o 4% przy zmniejszających się cenach ropy naftowej i gazu ziemnego

| [mln zł]                            | 2014     | 2015            | Δ%    |
|-------------------------------------|----------|-----------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży              | 34 304   | <b>36 464</b>   | 6%    |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (27 959) | <b>(30 384)</b> | 9%    |
| EBITDA                              | 6 345    | <b>6 080</b>    | (4%)  |
| Amortyzacja                         | (2 502)  | <b>(2 790)</b>  | 12%   |
| EBIT                                | 3 843    | <b>3 290</b>    | (14%) |
| Wynik na działalności finansowej    | (346)    | <b>(225)</b>    | (35%) |
| Zysk netto                          | 2 822    | <b>2 136</b>    | (24%) |

Kurs akcji PGNiG w 2015 roku

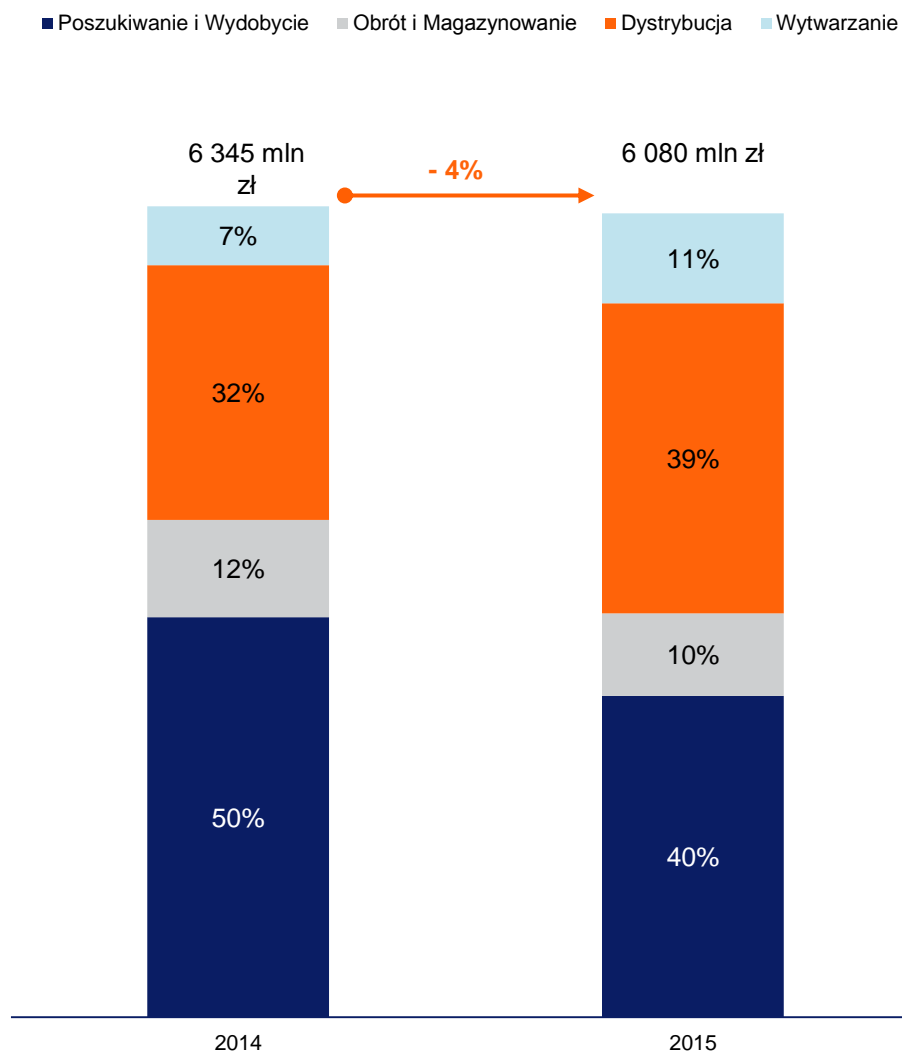


- Przychody ze sprzedaży gazu E wyższe o 2,8 mld zł, wzrost do 28,5 mld zł w 2015 roku, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 4,3 mld m<sup>3</sup> do 21,7 mld m<sup>3</sup> (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 709 mln zł, przy zwiększonym o 222 tys. ton R/R wolumenie sprzedaży (konsolidacja aktywów nabytych od firmy Total na norweskim szelfie od 1Q15).
- Wyższe o 3,3 mld zł koszty sprzedanego gazu, sięgające 22 mld zł w 2015 (wpływ obligo) przy ich zmniejszeniu w samym PGNiG SA.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów, rezerw oraz spisanych negatów i sejsmiki na -1 062 mln zł w 2015 wobec -1 513 mln zł w 2014 (zmiana +451 mln zł).
- Wzrost amortyzacji o 288 mln zł R/R ze względu na wzrost wolumenów sprzedaży w Norwegii (metoda naturalna amortyzacji) i przyjęcie PMG Wierzchowice do eksploatacji.
- Podatek dochodowy zwiększył się o 74 mln zł wraz ze wzrostem efektywnej stopy podatkowej z 22% do 29% (wpływ rozliczeń podatku w Norwegii).
- Jednostkowy zysk netto PGNiG SA w 2015: 1,5 mld zł wobec 1,9 mld zł w 2014 r.



# Spadek EBITDA w 2015 r. w wyniku spadku cen ropy

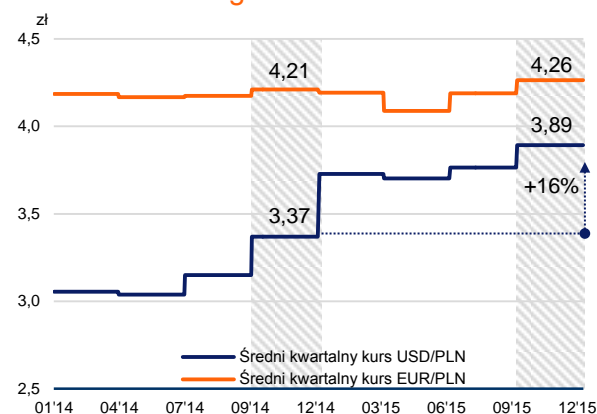
- Wpływ spadającej ceny surowców, w tym głównie ceny ropy. EBITDA spadła o 4%, czyli ponad 260 mln zł.
- Wpływ netto odpisów, rezerw oraz spisanych odwiertów negatywnych i sejsmiki w roku 2015 wyniósł -1 062 mln zł wobec -1 513 mln zł w 2014, czyli ponad +450 mln zł różnicy
- Poszukiwanie i Wydobywanie: Spadek cena ropy przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży
- Obrót i Magazynowanie: spadek przychodów o 9% wyższy niż kosztów (8%), związane ze zmniejszeniem taryfy.
- Dystrybucja: rosnący o 2% wolumen dystrybuowanego gazu, zwiększona o 3% taryfa dystrybucyjna oraz wynik bilansowania systemu na +64 mln zł wobec -49 mln zł rok wcześniej.
- Wytwarzanie: obniżenie kosztów paliw, zwiększona cena taryfowa ciepła, wyższa o 6% uzyskana cena sprzedaży energii elektrycznej.



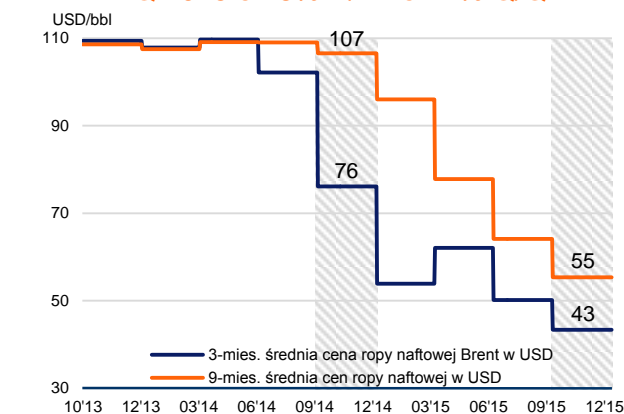
# Czynniki wpływające na wynik finansowy

Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W 4Q2015 obniżenie średniej regulowanej ceny o 10% R/R

## Wzmocnienie USD i stabilizacja euro wobec złotego R/R



## 9-miesięczna średnia cen ropy spadła w 4Q 2015 o 48% R/R i o 14% Q/Q



## Średnia taryfa na paliwo gazowe w Polsce i cena gazu na TGE



### Uwagi:

- Cena na wykresie agreguje sprzedaż po cenach taryfowych PGNiG SA i PGNiG OD do klientów w Polsce. Nie obejmuje transakcji na TGE, wpływu rabatów i sprzedaży gazu bezpośrednio ze złóż.
- Dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kwartał, sezon (lato/zima) i rok gazowy. Rynek spotowy pełni funkcję uzupełniającą.

# Spadek kosztów operacyjnych z wyjątkiem kosztów sprzedanego gazu



| [mln zł]   | 2014     | 2015            | Δ%    |
|--|----------|-----------------|-------|
| Zużycie surowców i materiałów                          | (2 479)  | <b>(2 211)</b>  | (11%) |
| Świadczenia pracownicze                                | (2 827)  | <b>(2 714)</b>  | (4%)  |
| Usługi obce  | (2 843)  | <b>(2 674)</b>  | (6%)  |
| <i>w tym spisanie odwiertów negatywnych i sejsmiki</i> | (330)    | <b>(283)</b>    | (14%) |
| Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto          | (2 040)  | <b>(1 733)</b>  | (15%) |
| <i>w tym odpisy netto</i>                              | (863)    | <b>(747)</b>    | (13%) |
| Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby         | 980      | <b>953</b>      | (3%)  |
| Amortyzacja  | (2 502)  | <b>(2 790)</b>  | 12%   |
| <b>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</b>   | (11 711) | <b>(11 169)</b> | (5%)  |
| Koszt sprzedanego gazu                                 | (18 750) | <b>(22 005)</b> | 17%   |
| <b>Koszty operacyjne ogółem</b>                        | (30 461) | <b>(33 174)</b> | 9%    |

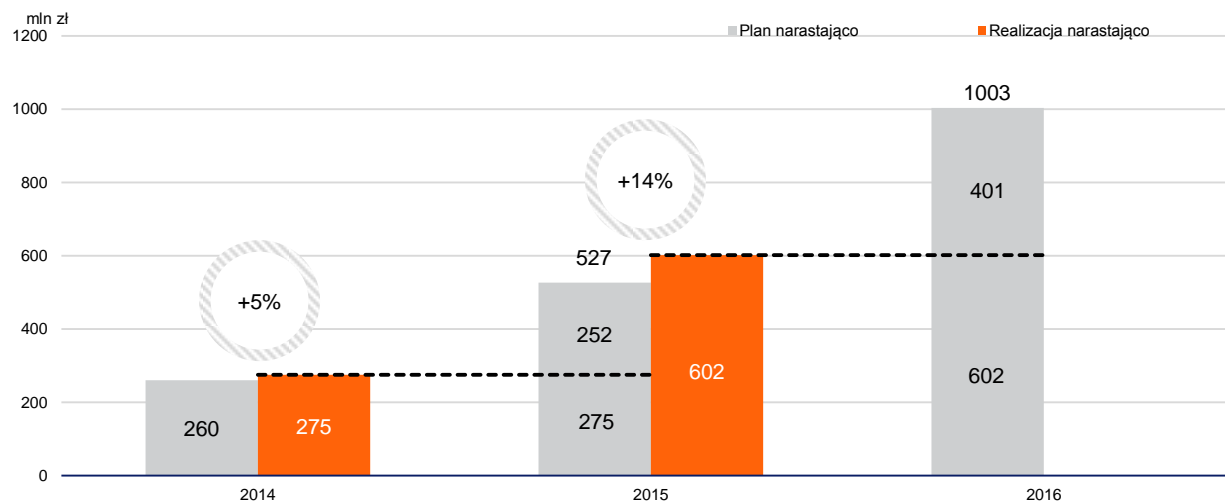
# PPE – zwiększenie celu do ponad 1 mld zł w 2016 roku

Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG

Cele Programu:

- Zdefiniowanie celów poprawy efektywności dla poszczególnych segmentów i podmiotów wewnątrz Grupy PGNiG oraz wynikających z nich korzyści jakościowych.
- Zdefiniowanie zakresu działań i przypisanie konkretnych inicjatyw do poszczególnych segmentów biznesowych na podstawie zidentyfikowanych obszarów poprawy efektywności.
- Realizacja w perspektywie do końca roku 2016 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

W 2015 r. przekroczony plan oszczędności o 75 mln zł



## Koszty operacyjne w ramach PPE

OPEX Zarządalny  
5

OPEX ogółem  
29 mld zł  
w 2013 r.

Kluczowe koszty poza PPE:

- Koszty zakupu gazu
- Koszty zakupu innych paliw
- Koszty usług przesyłowych
- Amortyzacja

OPEX pozostały  
24

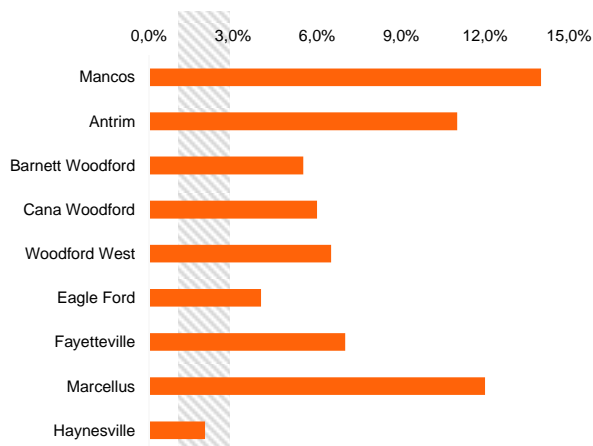
## Szacunek zasobów

- Polskie złoża **gazu łupkowego** szacowane są na 2 biliony m<sup>3</sup>
- PGNiG posiada 3 koncesje poszukiwawcze za gazem z łupków\*
- Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to ponad 2,5 tys. km<sup>2</sup>
- PGNiG wykonał 18 odwiertów za gazem łupkowym z 68 w Polsce (do 31.12.2015)

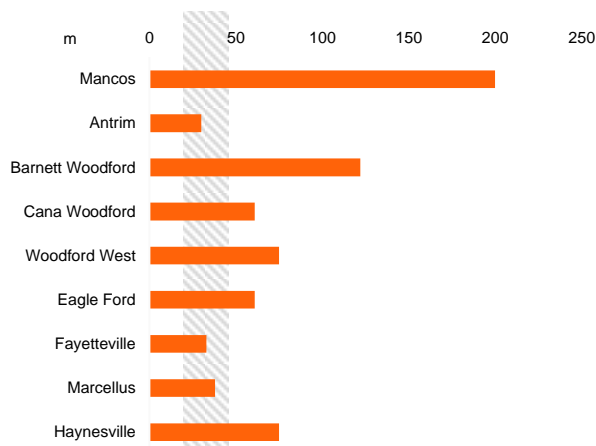
## Wyzwania geologiczne – Polska a USA

- współczynnik TOC (Total Organic Carbon) - zawartość materii organicznej w skale- określa ile gazu można pozyskać ze złoża. W Polsce średnio ok. 2-5%, w USA nawet 2-14%.
- miąższość - grubość warstwy skały macierzystej - im większa miąższość tym większa możliwość pozyskania surowca. W Polsce średnio miąższości horyzontalne ok. 30-70 m, w USA 20-200 m.
- głębokość zalegania – głębokość, na której możliwa jest eksploatacja złoża. W Polsce skały łupkowe zwykle na większych głębokościach (3000-4000 m), w USA (400-4600 m).
- skład mineralogiczny – zawartość składników mineralnych w skale macierzystej. W Polsce głównie mułowce i ilowce, które trudniej jest szczelinować.

### Współczynnik TOC

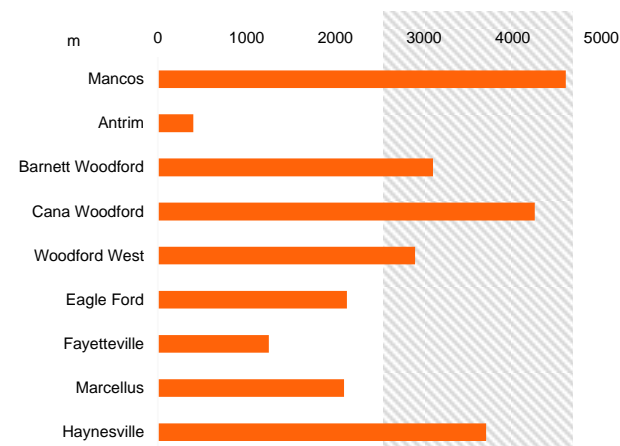


### Miąższość



Średnia wartość szacunkowa w Polsce

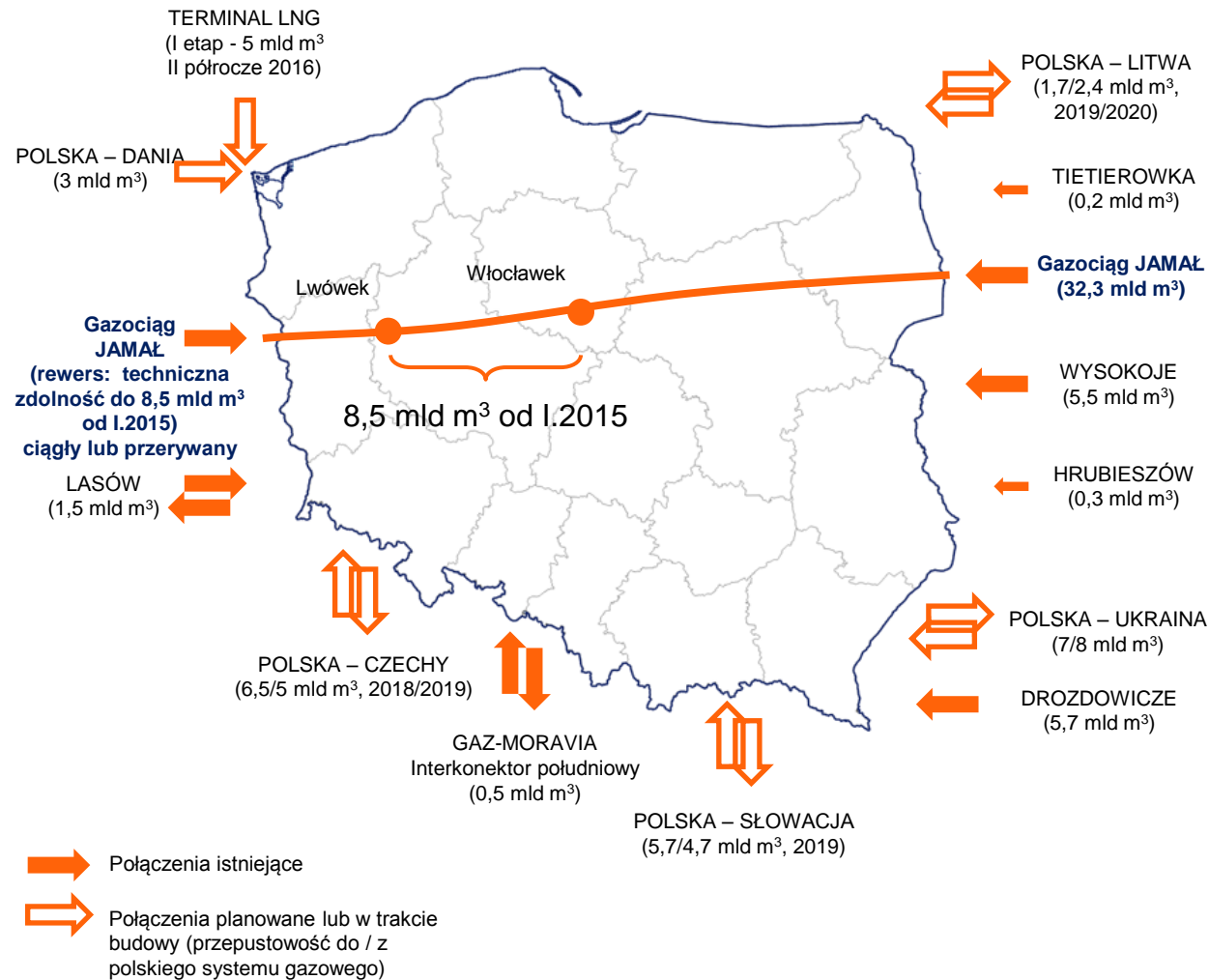
### Głębokość zalegania



# Kierunki dostaw gazu

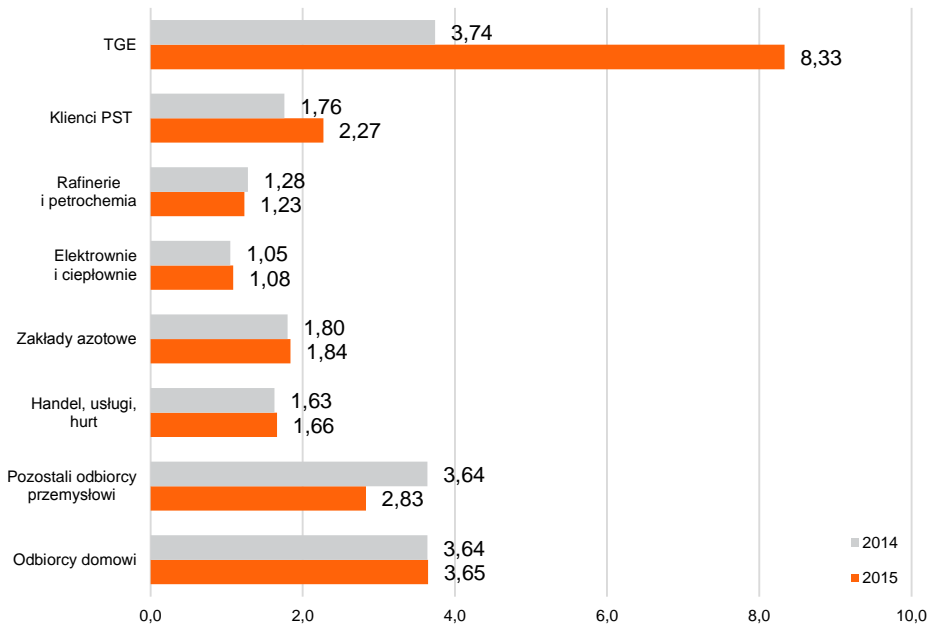
## Założenia dywersyfikacji dostaw:

- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (62% sprzedaży w 2015 pokrył gaz importowany ze wschodu);
- Umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone);
- Zbilansowanie źródeł dostaw gazu.

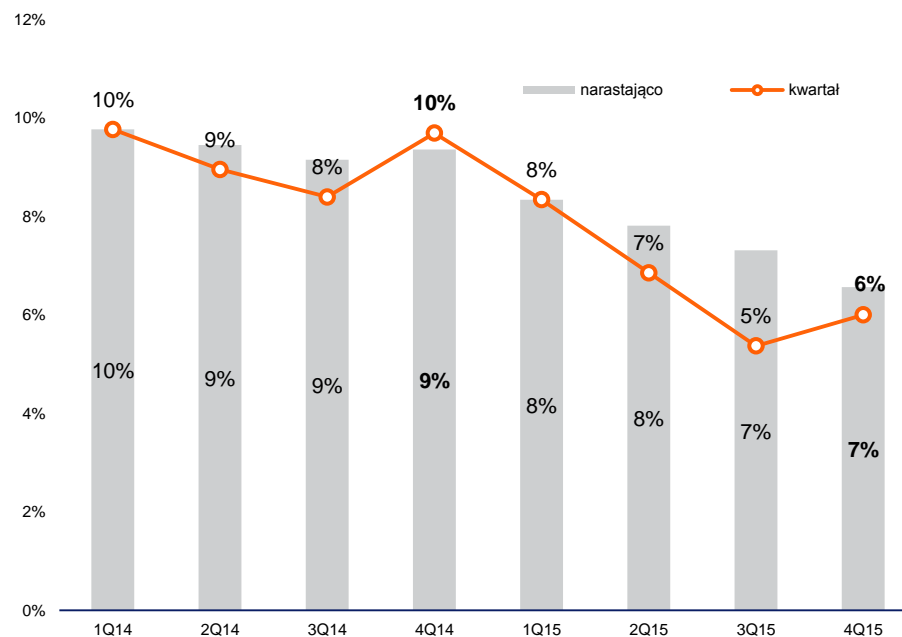


# Obrót i Magazynowanie

Grupa PGNiG (PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PST) – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m<sup>3</sup>)



Marża na paliwie gazowym (E) oraz marża operacyjna



# Zmiany na polskim rynku gazu

## Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział PGNiG w imporcie oraz strukturę sprzedaży

### Komentarz:

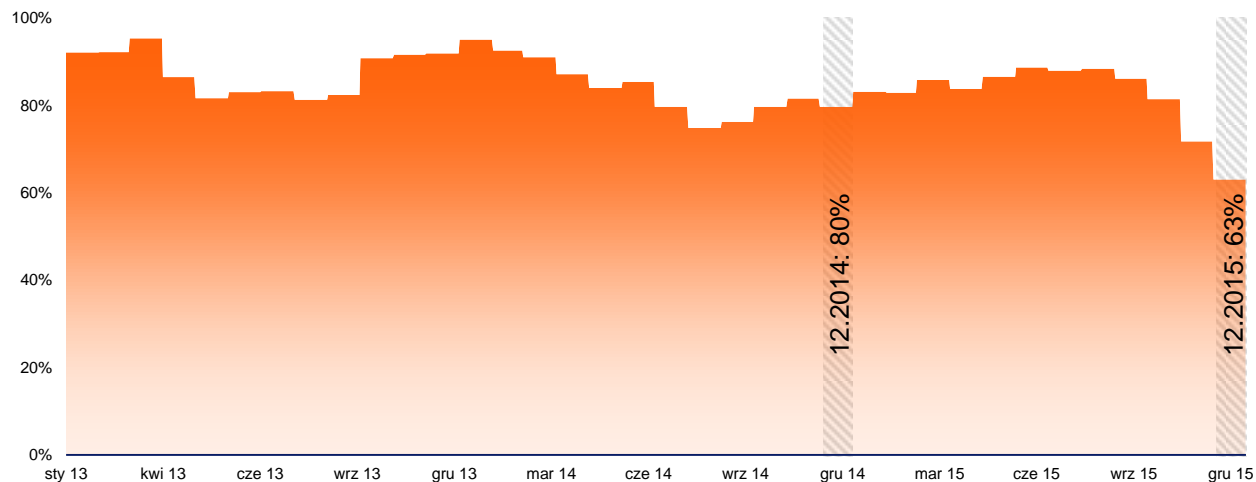
- Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.
- Dla uzyskania porównywalności okresów R/R można pro-forma pomniejszyć koszt i przychód o wartość zakupu gazu przez PGNiG OD na TGE w okresie styczeń-lipiec, który wyniósł 5,1 mld zł.

### Uwagi:

- Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory i obrazują udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski.

| Wolumen sprzedaży gazu [mln m <sup>3</sup> ] | 2014   | 2015          | Δ%   |
|--|--------|---------------|------|
| Grupa PGNiG ogółem                           | 18 609 | <b>23 000</b> | 24%  |
| PGNiG SA                                     | 13 751 | <b>13 177</b> | (4%) |
| <i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>            | 3 742  | <b>8 089</b>  | x2,2 |
| PGNiG Obrót Detaliczny                       | 3 042  | <b>7 502</b>  | x2,5 |

### Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski\*

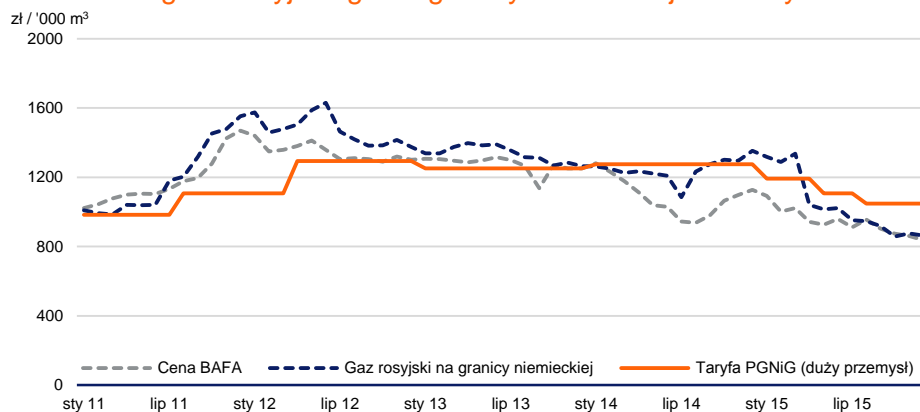




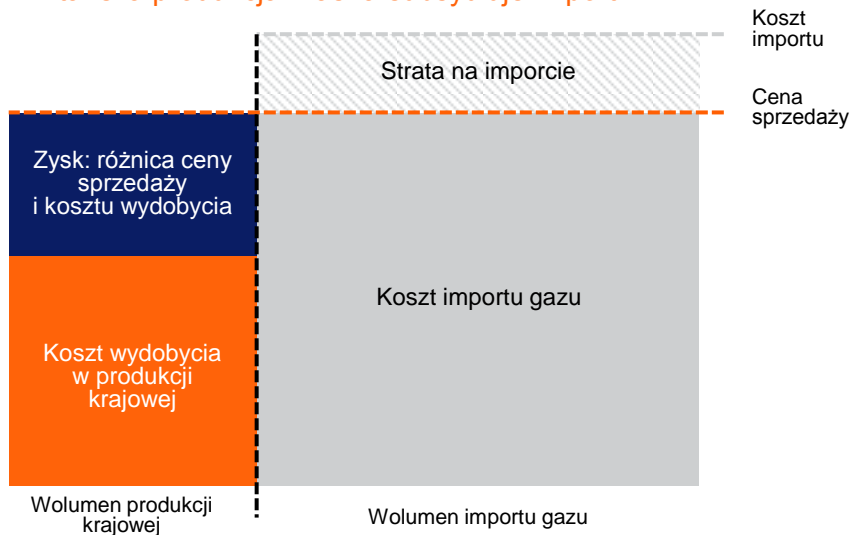
# Model taryfowy w Polsce

| 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 (6,4% WACC × 3,6 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)  |
| Dystrybucja                        | Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)  |

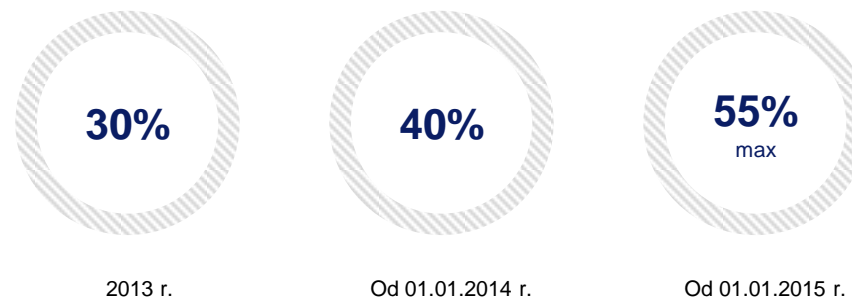
Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA, cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej oraz taryfa PGNiG



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



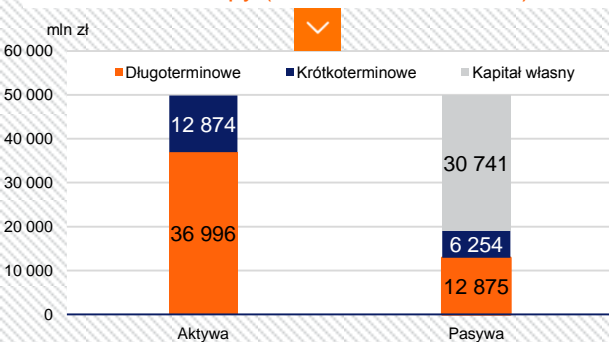
Poziomy obliga giełdowego



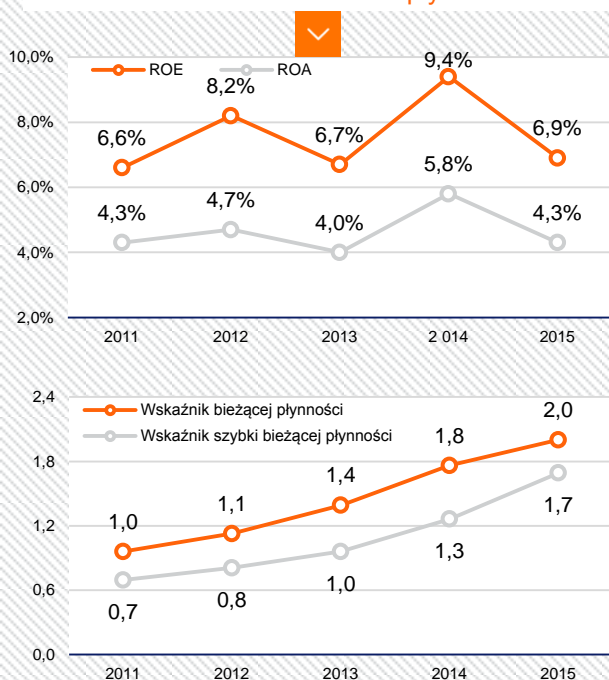
- Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obliga giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

# Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

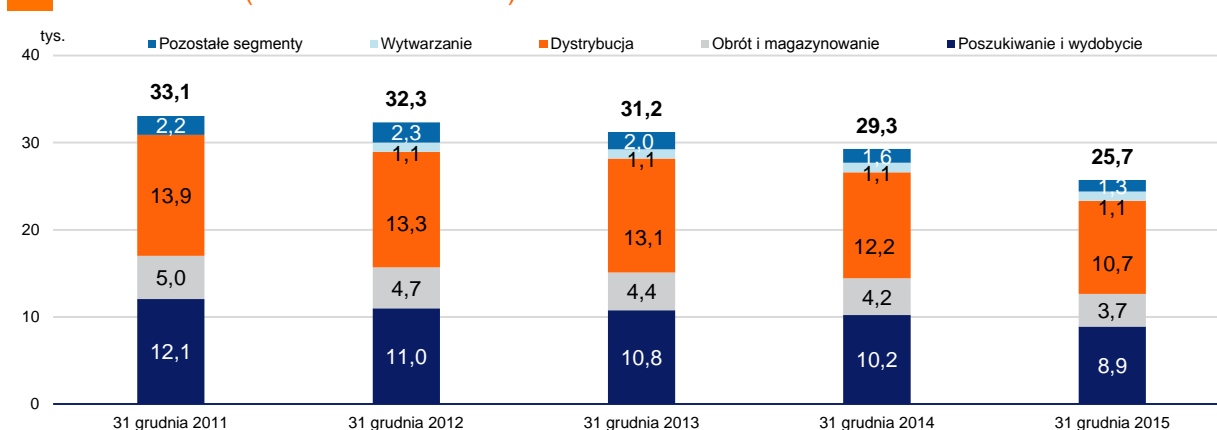
## Bilans Grupy (stan na 31.12.2015 r.)



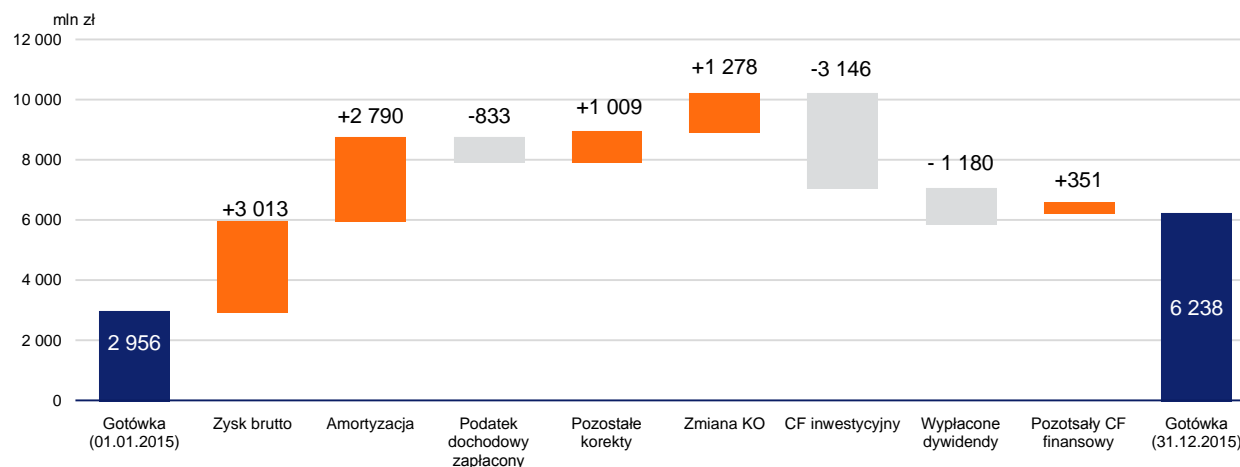
## Rentowność i wskaźniki płynności



## Zatrudnienie (stan na koniec roku)



## Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2015 r. - 31.12.2015 r.)



# Wolumeny operacyjne



| WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m <sup>3</sup> ] | FY 2015      | Q4 2015      | Q3 2015      | Q2 2015      | Q1 2015      | FY 2014      | Q4 2014      | Q3 2014      | Q2 2014      | Q1 2014      |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E)                                 | 2 031        | 508          | 515          | 507          | 501          | 1 876        | 440          | 475          | 482          | 479          |
| w tym w Polsce   | 1 458        | 369          | 359          | 362          | 367          | 1 457        | 368          | 361          | 362          | 367          |
| w tym w Norwegii                                       | 573          | 138          | 156          | 145          | 134          | 419          | 73           | 114          | 120          | 112          |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)               | 2 599        | 691          | 622          | 602          | 684          | 2 627        | 692          | 582          | 650          | 704          |
| w tym w Polsce   | 2 547        | 677          | 610          | 589          | 671          | 2 569        | 677          | 567          | 636          | 690          |
| w tym w Pakistanie                                     | 52           | 13           | 12           | 13           | 13           | 58           | 14           | 15           | 15           | 14           |
| <b>RAZEM (przeliczony na E)</b>                        | <b>4 629</b> | <b>1 198</b> | <b>1 137</b> | <b>1 109</b> | <b>1 185</b> | <b>4 503</b> | <b>1 132</b> | <b>1 057</b> | <b>1 132</b> | <b>1 182</b> |
| Wydobycie razem przeliczone na kboe/d                  | 81           | 84           | 80           | 79           | 83           | 80           | 79           | 74           | 80           | 85           |

| SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m <sup>3</sup> ] | FY 2015       | Q4 2015      | Q3 2015      | Q2 2015      | Q1 2015      | FY 2014       | Q4 2014      | Q3 2014      | Q2 2014      | Q1 2014      |
|---|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E)                                  | 21 665        | 6 151        | 3 674        | 4 521        | 7 320        | 17 358        | 6 470        | 3 284        | 3 078        | 4 526        |
| w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG                        | 2 271         | 608          | 639          | 502          | 522          | 1 760         | 488          | 363          | 444          | 465          |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)                | 1 335         | 390          | 262          | 282          | 401          | 1 252         | 334          | 272          | 271          | 375          |
| <b>RAZEM (przeliczony na E)</b>                         | <b>23 000</b> | <b>6 541</b> | <b>3 936</b> | <b>4 803</b> | <b>7 721</b> | <b>18 609</b> | <b>6 804</b> | <b>3 556</b> | <b>3 349</b> | <b>4 900</b> |
| w tym sprzedaż bezpośrednią ze złóż                     | 764           | 201          | 176          | 175          | 212          | 800           | 205          | 177          | 180          | 238          |

| IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m <sup>3</sup> ] | FY 2015 | Q4 2015 | Q3 2015 | Q2 2015 | Q1 2015 | FY 2014 | Q4 2014 | Q3 2014 | Q2 2014 | Q1 2014 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Razem   | 9 330   | 1 863   | 2 398   | 2 495   | 2 574   | 9 700   | 2 423   | 2 143   | 2 594   | 2 541   |
| w tym: kierunek wschodni                                  | 8 155   | 1 774   | 2 329   | 2 219   | 1 833   | 8 097   | 1 751   | 1 805   | 2 515   | 2 026   |

| ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]   | FY 2015 | Q4 2015 | Q3 2015 | Q2 2015 | Q1 2015 | FY 2014 | Q4 2014 | Q3 2014 | Q2 2014 | Q1 2014 |
|--------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Wydobycie ropy naftowej i kondensatu | 1 428   | 358     | 367     | 317     | 386     | 1 207   | 271     | 304     | 310     | 322     |
| w tym w Polsce                       | 765     | 207     | 204     | 147     | 207     | 789     | 214     | 188     | 184     | 203     |
| w tym w Norwegii                     | 664     | 151     | 163     | 170     | 180     | 418     | 57      | 116     | 126     | 119     |
| Wydobycie razem przeliczone na kbb/d | 29      | 29      | 29      | 26      | 31      | 24      | 22      | 24      | 25      | 26      |

|                                     |       |     |     |     |     |       |     |     |     |     |
|-------------------------------------|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|
| Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu | 1 391 | 315 | 356 | 372 | 348 | 1 169 | 249 | 262 | 373 | 287 |
| w tym w Polsce                      | 772   | 211 | 196 | 148 | 217 | 780   | 213 | 181 | 185 | 201 |
| w tym w Norwegii                    | 619   | 104 | 160 | 224 | 131 | 389   | 36  | 81  | 188 | 85  |

| PGNiG TERMIKA  | FY 2015 | Q4 2015 | Q3 2015 | Q2 2015 | Q1 2015 | FY 2014 | Q4 2014 | Q3 2014 | Q2 2014 | Q1 2014 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]                 | 36 209  | 12 643  | 2 701   | 5 810   | 15 055  | 36 617  | 12 980  | 2 867   | 5 336   | 15 434  |
| Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh] | 3 487   | 1 136   | 328     | 674     | 1 349   | 3 555   | 1 132   | 386     | 648     | 1 390   |

# Słownik skrótów i pojęć



|          |   |
|----------|---|
| B + R    | Badania i rozwój  |
| Boe      | (Barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony) |
| CAGR     | Compound Annual Growth Rate   |
| Capex    | Nakłady inwestycyjne  |
| CNG      | Compressed Natural Gas; gaz ziemny w postaci sprężonej                                      |
| EBITDA   | Wynik operacyjny bez amortyzacji  |
| Ee       | Energia elektryczna   |
| GK PGNiG | Grupa Kapitałowa PGNiG SA   |
| GPW      | Gięda Papierów Wartościowych SA   |
| JV       | Joint Venture (wspólne przedsięwzięcie)   |
| KPMG     | Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu  |
| LNG      | Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej   |
| Opex     | Wydatki operacyjne  |
| PDO      | Program Dobrowolnych Odejść   |
| PGNiG    | Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA  |
| PGNiG OD | PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.   |
| PPE      | Program Poprawy Efektywności  |
| PSG      | Polska Spółka Gazownictwa   |
| PST      | PGNiG Supply and Trading  |
| TGE      | Towarowa Gięda Energii  |
| URE      | Urząd Regulacji Energetyki  |
| Upstream | Poszukiwanie i wydobycie kopalin  |
| WACC     | Średnioważony koszt kapitału  |
| WRA      | Wartość regulowanych aktywów  |

## Aleksandra Dobosiewicz

Kierownik Działu

Tel: +48 22 589 46 71

Kom: +48 665 004 847

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: [aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl](mailto:aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl)

## Weronika Zajac

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

Tel: +48 22 589 46 51

Kom: +48 885 888 870

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: [weronika.zajac@pgnig.pl](mailto:weronika.zajac@pgnig.pl)

## Marcin Piechota

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

Tel: +48 22 589 43 22

Kom: +48 885 889 890

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: [marcin.piechota@pgnig.pl](mailto:marcin.piechota@pgnig.pl)

## Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

[www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)

### ▼ Kalendarz publikacji raportów okresowych



Raport za  
I kwartał 2016 r.



Raport za  
I półrocze 2016 r.



Raport za  
III kwartał 2016 r.

### ▼ Więcej informacji



Strona internetowa relacji inwestorskich  
[www.ri.pgnig.pl](http://www.ri.pgnig.pl)



#### Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, oceny i prognozy zawarte w niniejszej prezentacji (Prezentacja) są przygotowywane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) S.A. na podstawie publicznie dostępnych informacji. Informacje zawarte w Prezentacji mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia, mogą być niepełne lub skrócone, oraz mogą nie zawierać wszystkich istotnych informacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią oferty inwestycyjnej, rekomendacji inwestycyjnej ani oferty świadczenia jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w Prezentacji. Prezentacja nie powinna być wykorzystywana przy podejmowaniu jakichkolwiek decyzji lub jakichkolwiek działań inwestycyjnych. Aby uzyskać więcej informacji dotyczących PGNiG zajrzyj do jego raportów bieżących i okresowych. PGNiG nie ponosi odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub wykorzystywanie informacji zawartych w Prezentacji, i nie zobowiązuje się do jej aktualizacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią porady prawnej lub innej profesjonalnej porady.