

# Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki







Grudzień 2016





# Spis Treści

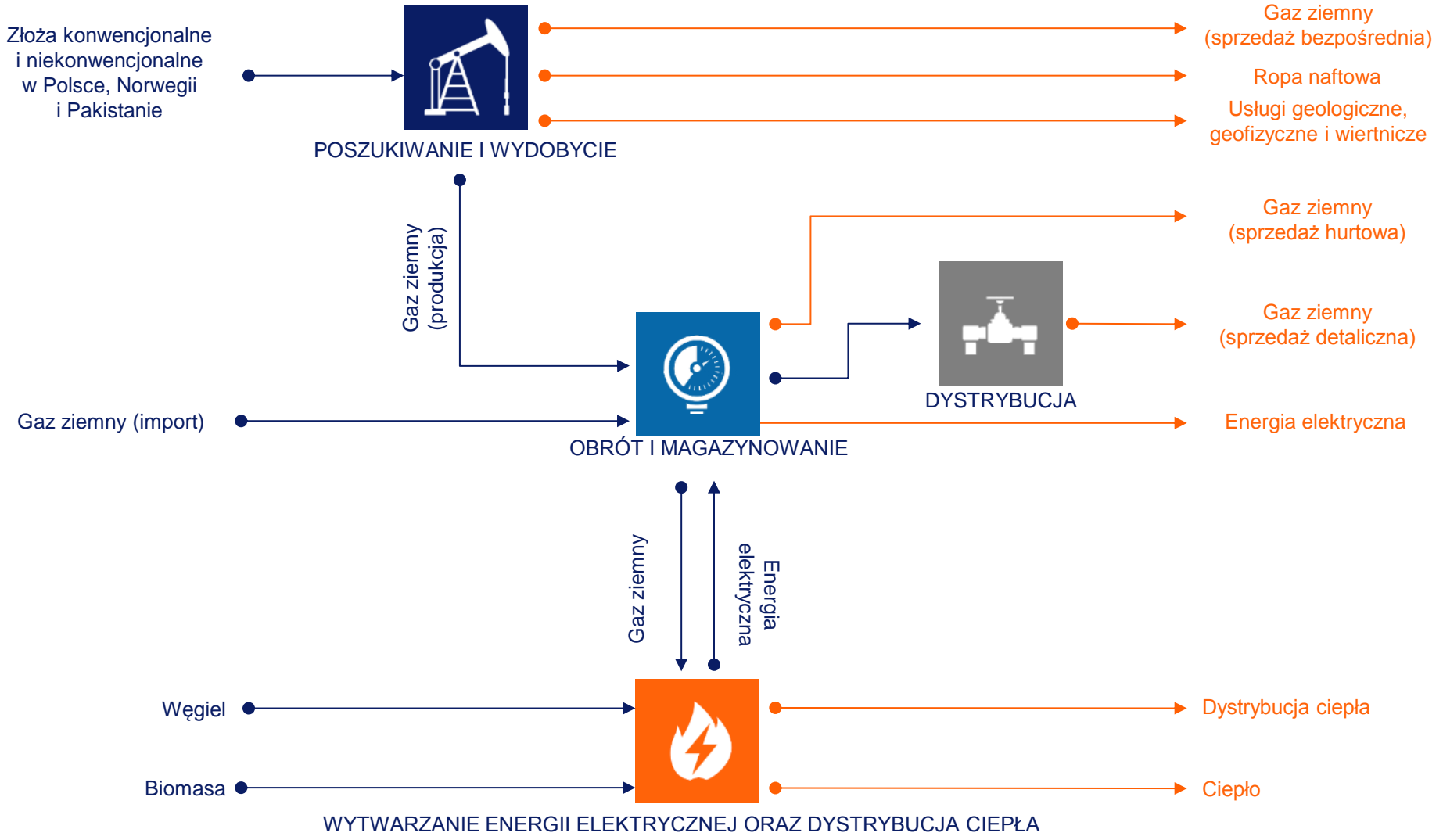
- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
- > 2. Segmeny Grupy PGNiG
  -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
  -  > Obrót i Magazynowanie
  -  > Dystrybucja
  -  > Wytwarzanie
- > 3. Strategia, nakłady, finansowanie
- > 4. Załączniki – Wyniki finansowe i dane operacyjne





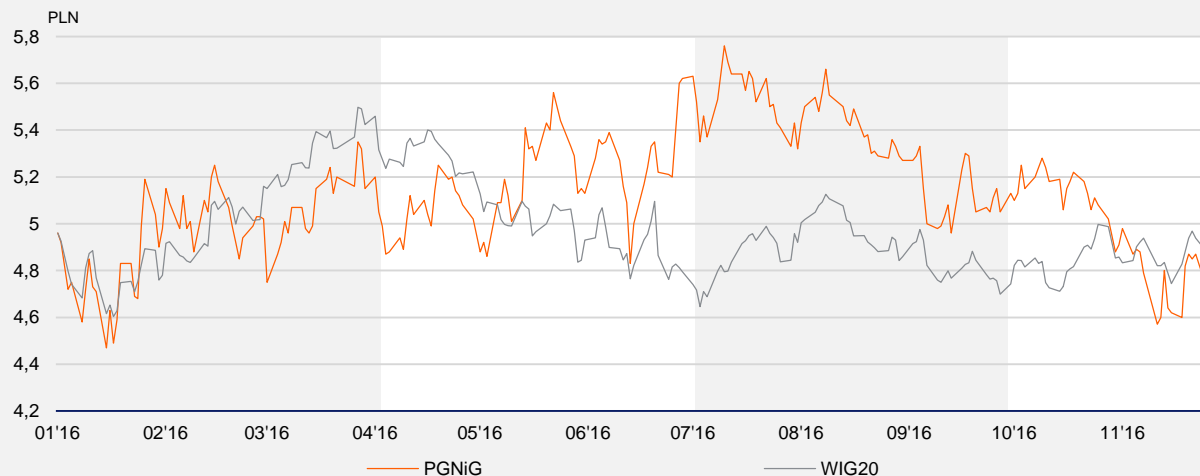
# Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

# Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym

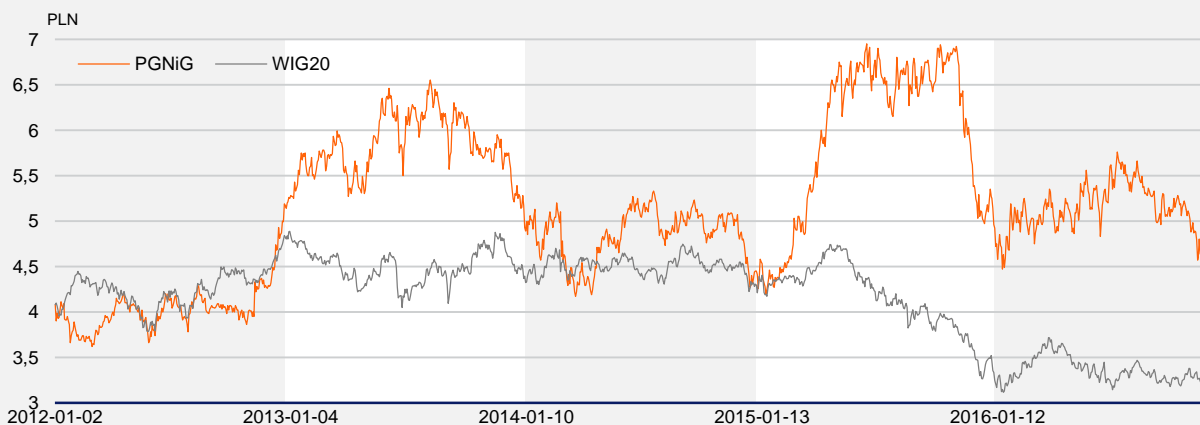


# Piąta największa polska spółka notowana na GPW\*\*

## > Kurs akcji PGNiG od stycznia 2016 r.



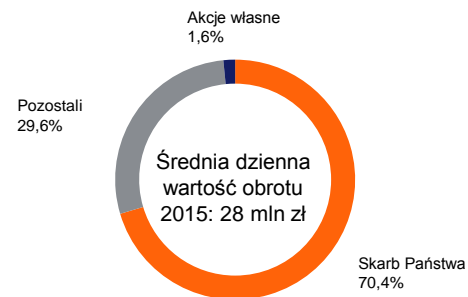
## > Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012 r.



\* PGNiG = 4,75 zł (29.11.2016 r.) / \*\* Pod względem kapitalizacji

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa 28 mld zł\*
- > Znaczący udział w indeksie WIG20: 5,2%

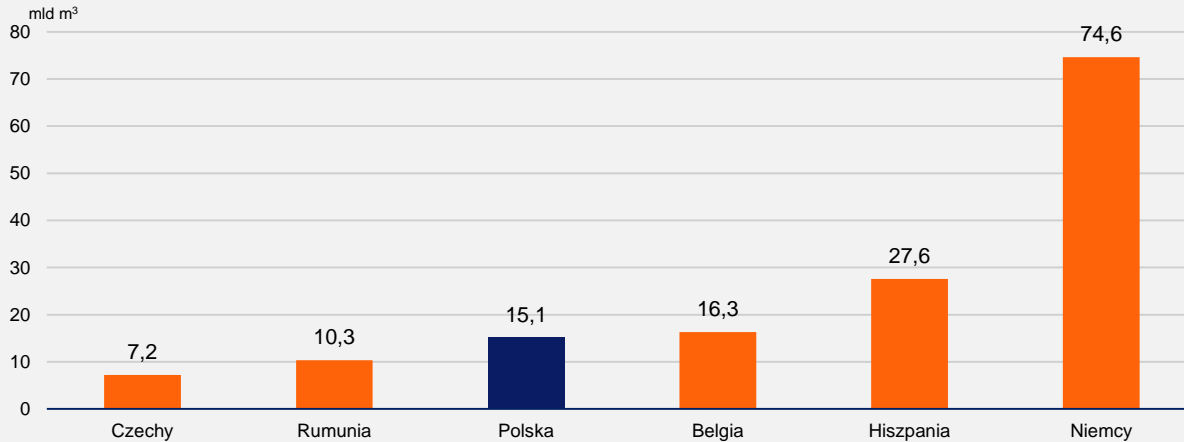
## > Struktura akcjonariatu (stan na 30.09.2016 r.)



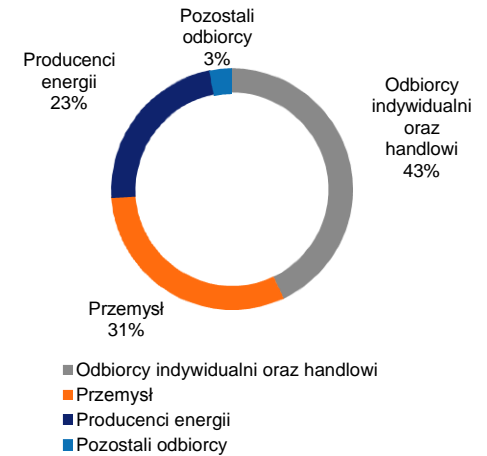
 PGNiG

# Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

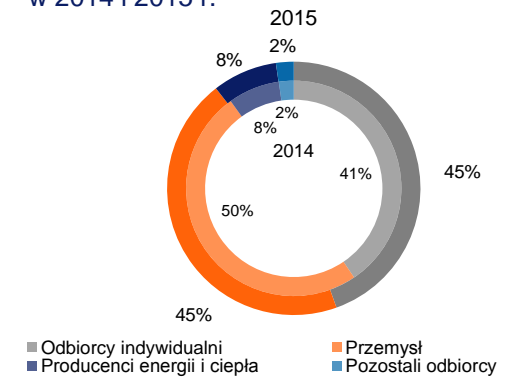
## > Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2015 r.



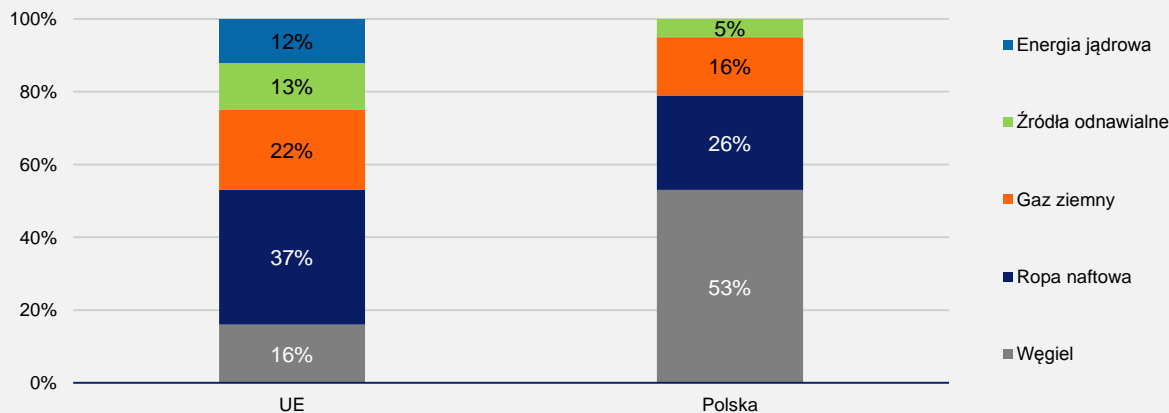
## > Zużycie energii pierwotnej w 2014 r.



## > Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2014 i 2015 r.

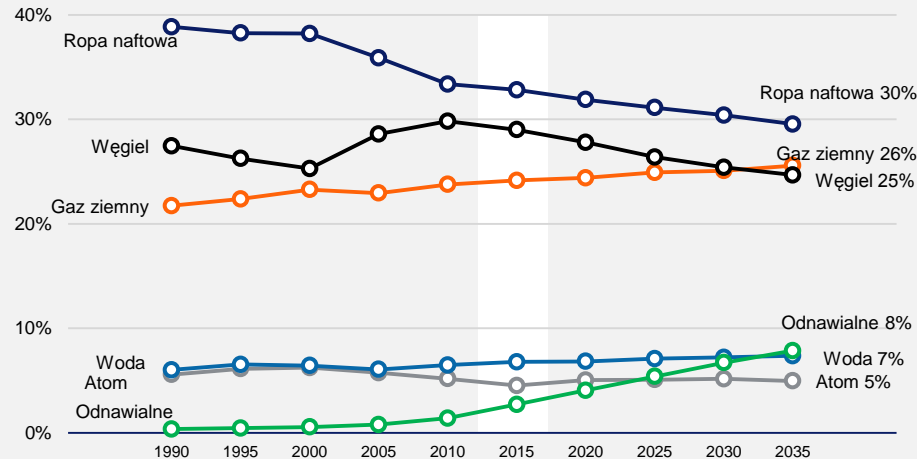


## > Zużycie energii pierwotnej

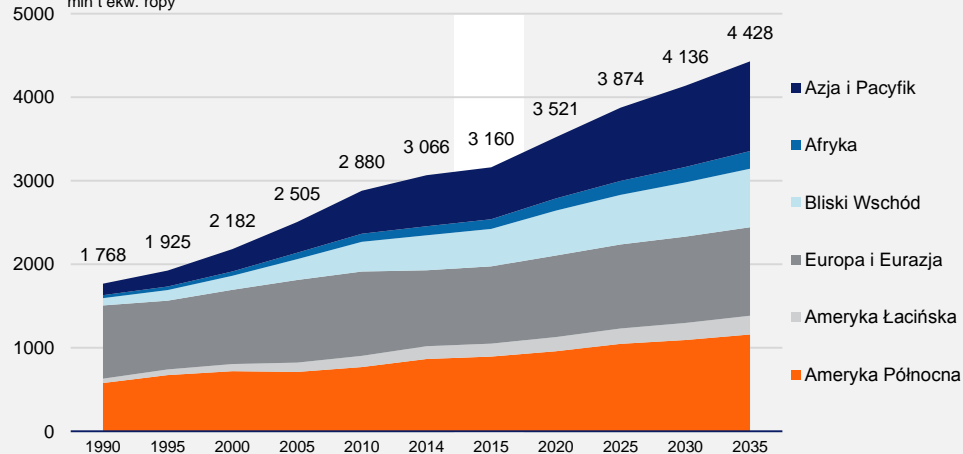


# Rynek gazu na świecie

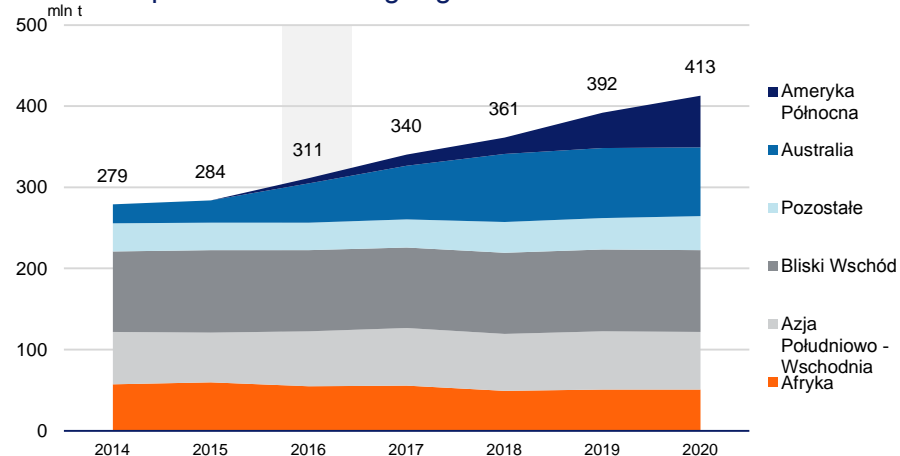
## Zużycie energii pierwotnej na świecie



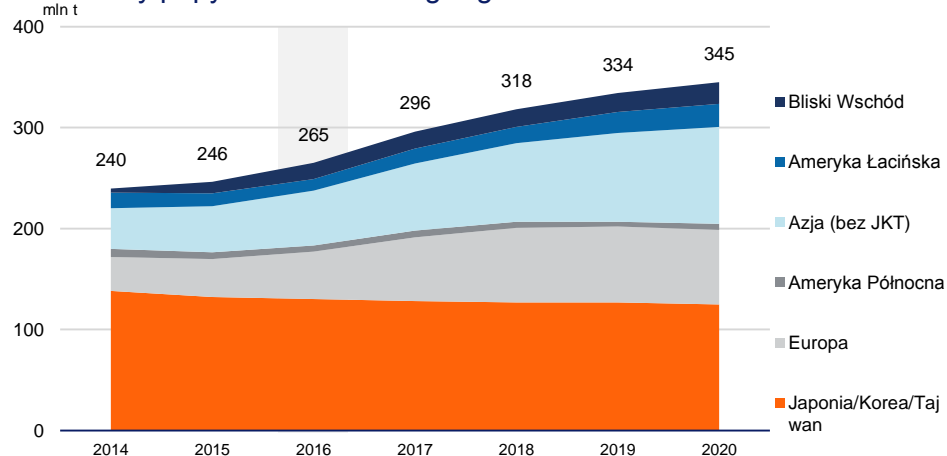
## Popyt na gaz ziemny



## Roczna podaż LNG według regionów



## Roczny popyt na LNG według regionów



Poszukiwanie i Wydobywanie



Obrót i Magazynowanie



Dystrybucja



Wytwarzanie



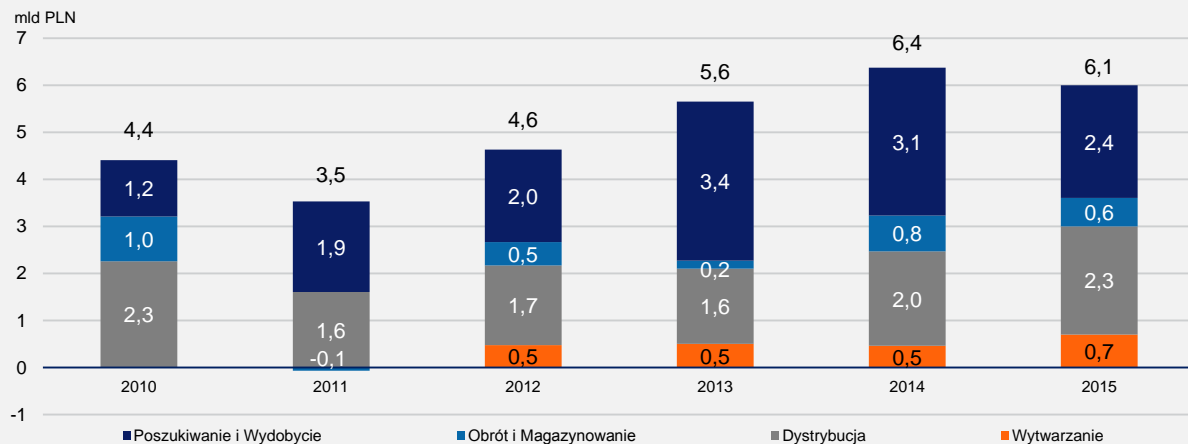
# Segmenty Grupy PGNiG





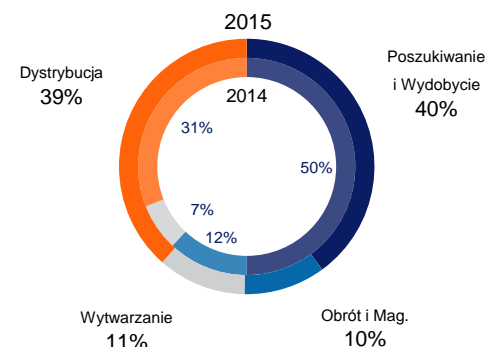
# Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2015

## EBITDA Grupy PGNiG\*\*

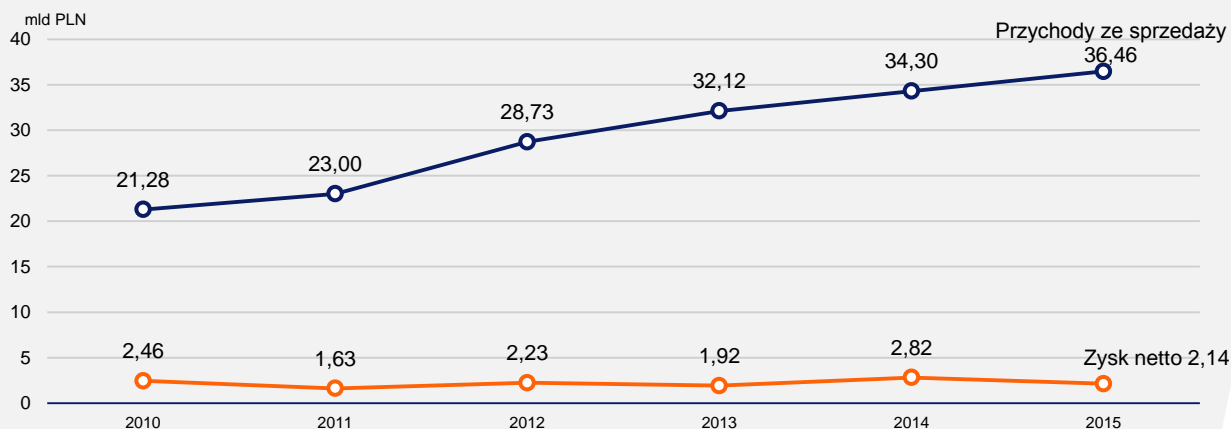


- > Piąta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej\*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie\*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

## Udział segmentów w EBITDA



## Przychody i zysk netto Grupy PGNiG

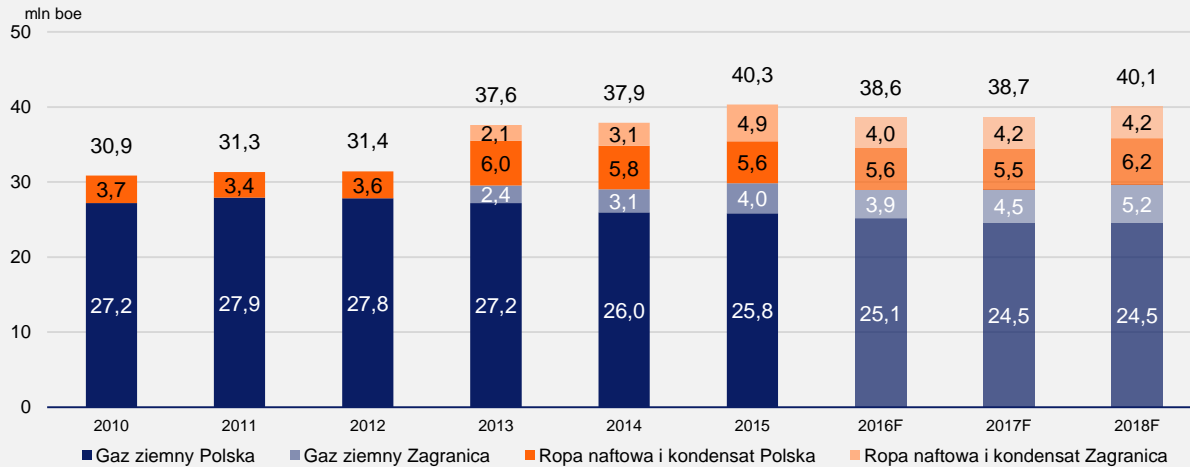


\* Źródło: Rzeczpospolita: Europa 500 / \*\* EBITDA przed uwzględnieniem segmentu „pozostałe” oraz eliminacji

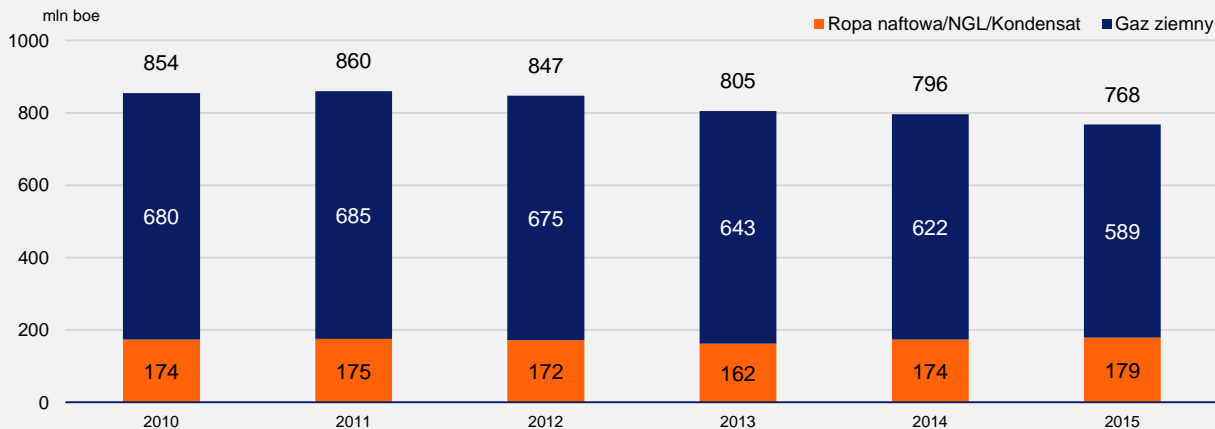


# Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

## > Wydobycie gazu i ropy naftowej\*



## > Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



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

> Średnia dzienna produkcja – ponad 100 000 boe

> **Złoża PGNiG w Polsce:**

> udokumentowane złoża gazu 504 mln boe (78,1 mld m3)\*\*

> udokumentowane złoża ropy 131 mln boe (17,9 mln ton)

> **Koncesje na ropę i gaz:**

> 61 na poszukiwanie i rozpoznawanie

> 227 na wydobywanie

> **Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:**

> 57 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

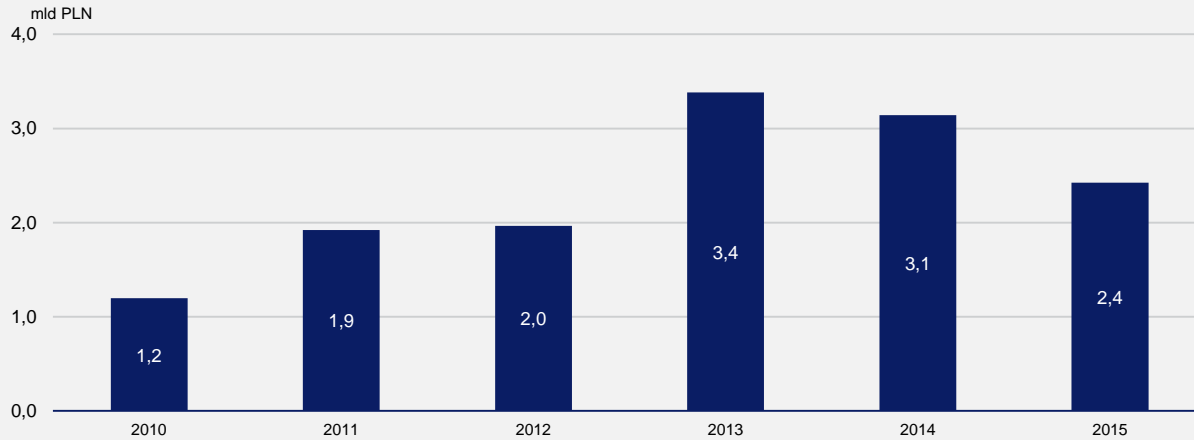
> Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych



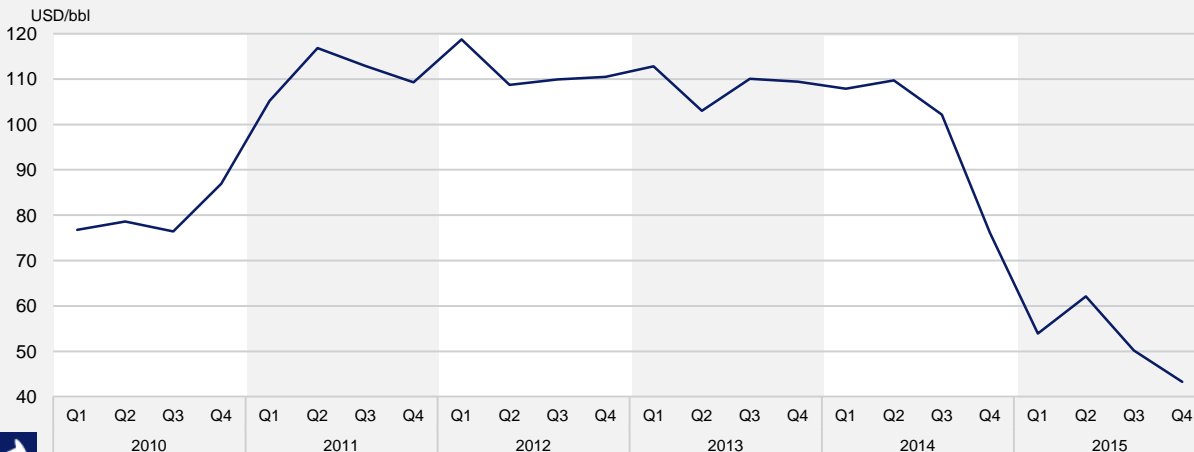
\* Gaz ziemny sprzedawany po koszcie w ramach grupy PGNiG / \*\* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy

# Exploration & Production financial results

## > EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



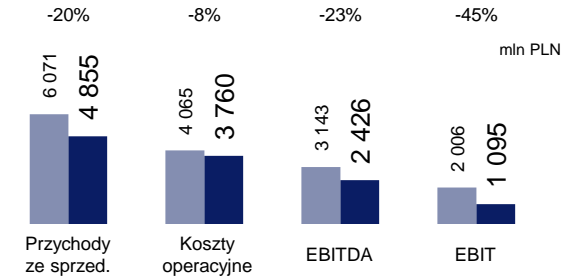
## > Średnia cena ropy naftowej



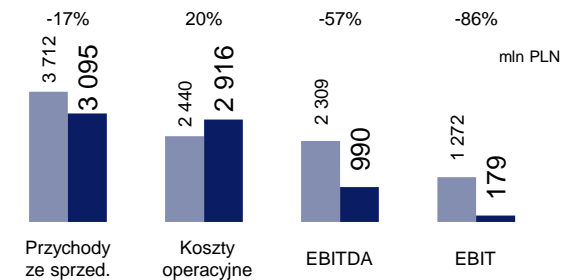
## > Niskie ceny ropy naftowej wpływają na wyniki PiW

- > Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe w 2015 r. o 0,7 mld zł
- > Wpływ netto zawiązaných/rozwiązanych odpisów oraz spisanych w koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki:
  - 846 mln zł w 2015 r.
  - 1,037 mld zł w 2014 r.

## > Wyniki segmentu za 2015 rok

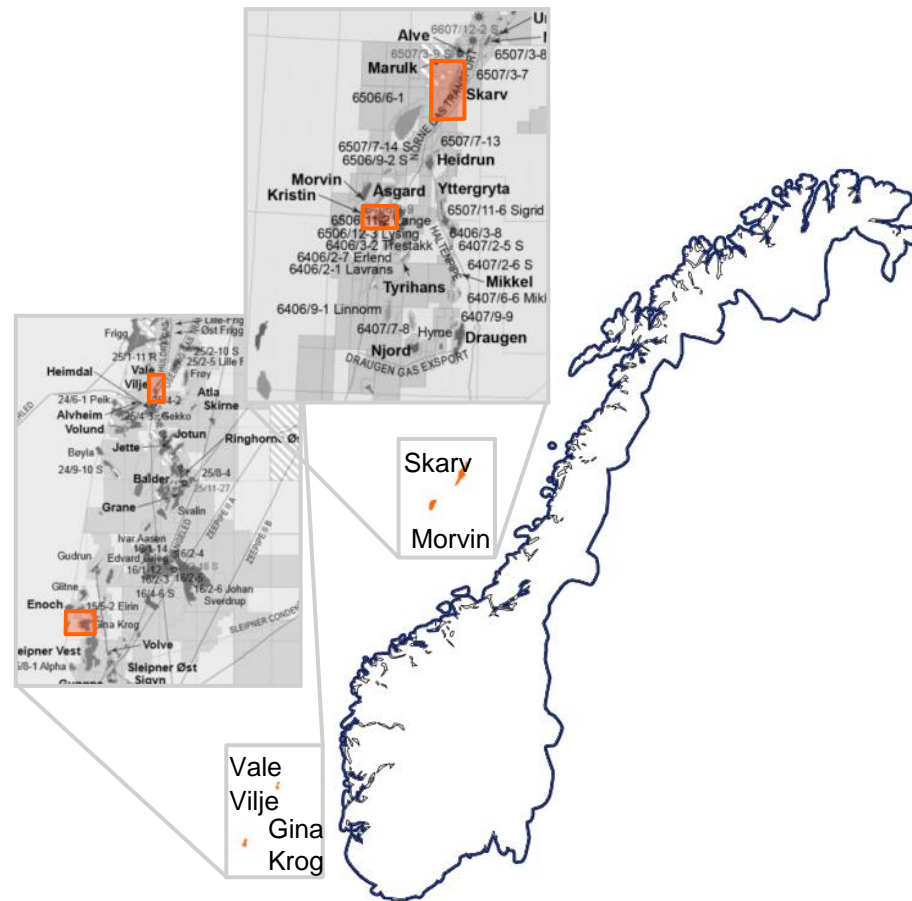


## > Wyniki segmentu za Q1-3 2016

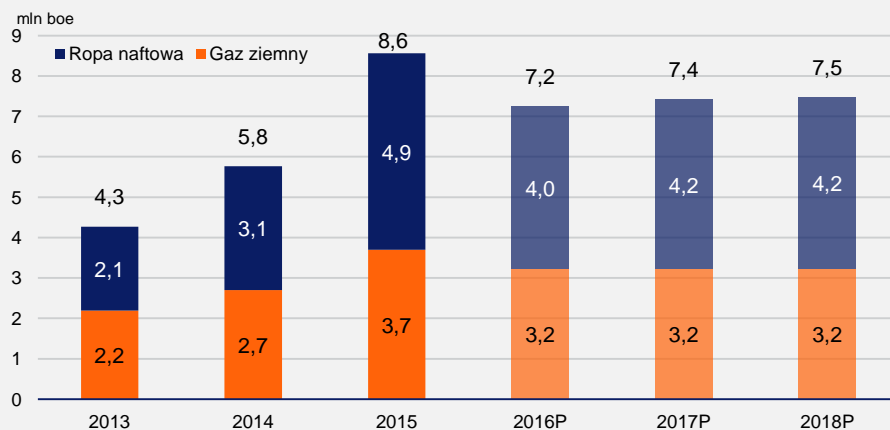


# Działalność zagraniczna – Norwegia

Liczba licencji	18
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 (2P) dla PGNiG	59 mln boe (Skarv) 29 mln boe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

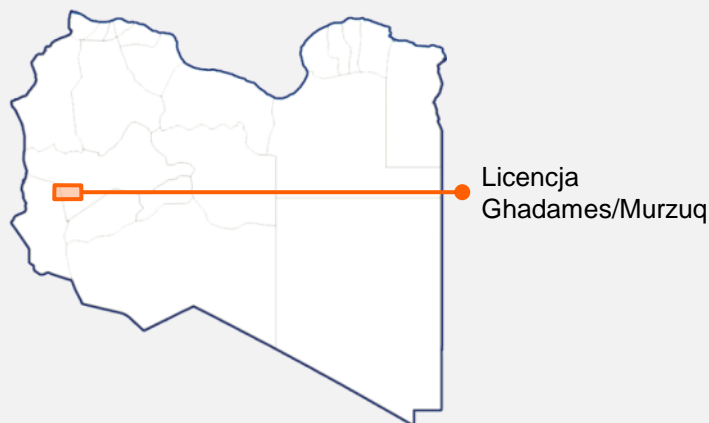


## Produkcja w Norwegii



# Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

## > Aktywa w Afryce: Libia



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

Q4 2013: odpis 420 mln zł na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137 mln zł na zobowiązania koncesyjne

Zgłoszenie Siły Wyższej

## > Aktywa w Azji: Pakistan



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

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

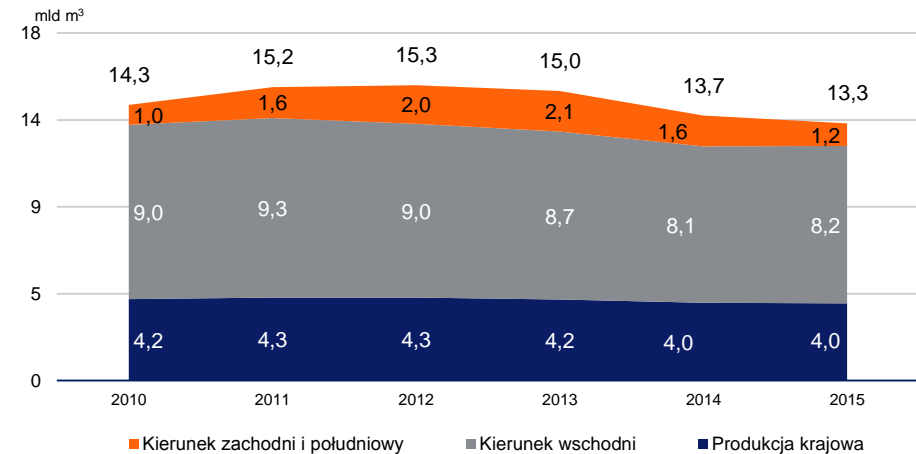
Instalacja napowierzchniowa (koszt: 13 mln \$) umożliwi wzrost wydobywania do 800 m<sup>3</sup>/min



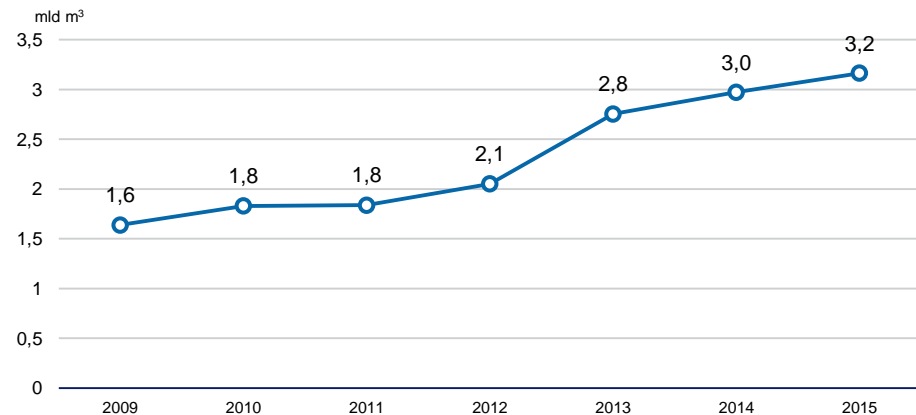
# Pozyskanie i sprzedaż gazu

- > **Działalność segmentu Obrót i Magazynowanie:**
  - > sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych; magazynowanie gazu, sprzedaż i obrót energią elektr.
- > **Rosnący rynek w Polsce: CAGR +1,6% 2005-2015**
- > **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 Q4 2012 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. Dostawy od czerwca 2016 r.
- > **2,3 mld m<sup>3</sup> gazu sprzedanych w 2015 roku przez PST do odbiorców poza Polską**
- > **Taryfy:**
  - > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
    - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
    - > Obrót hurtowy: Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
  - > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (do marca 2017 r.)

## > Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny

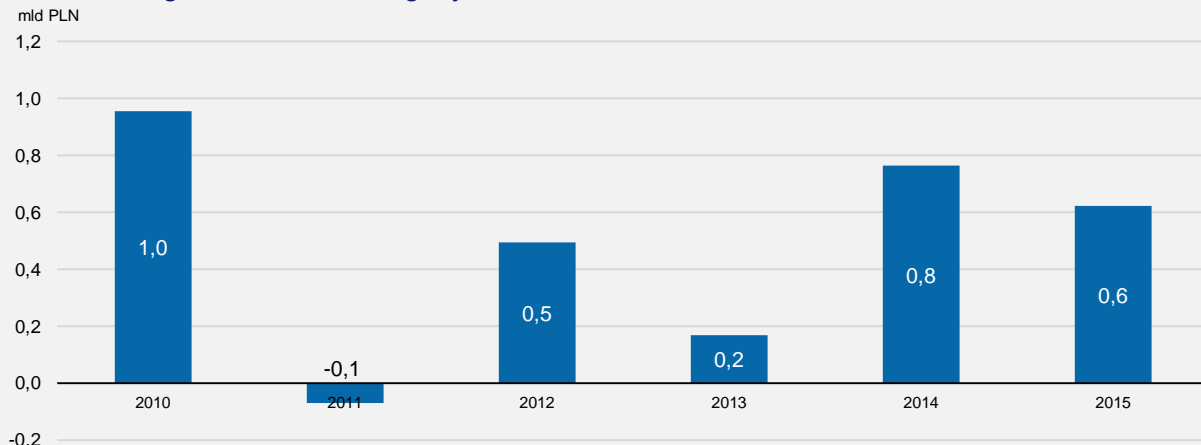


## > Pojemność magazynów

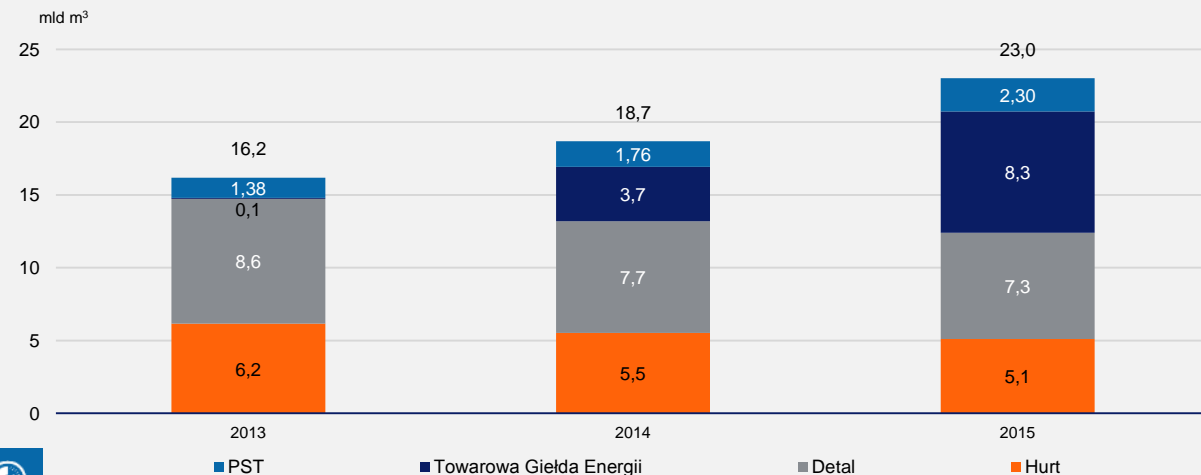


# Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

## > EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie

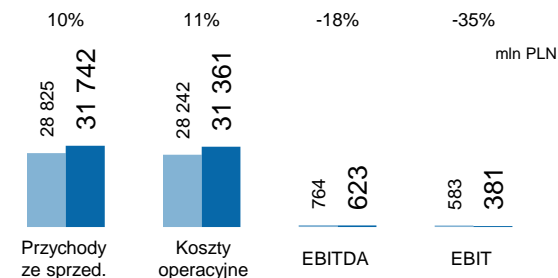


## > Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny oraz PST

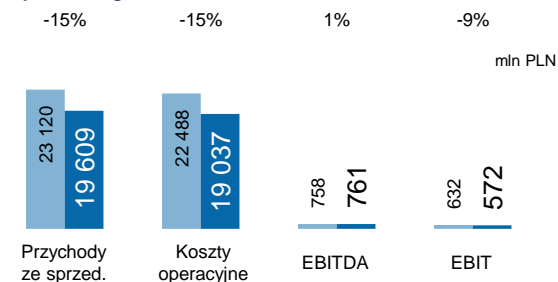


> Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu oraz niższe ceny rynkowe i taryfowe sprzedaży

## > Wyniki segmentu za 2015 rok



## > Wyniki segmentu za Q1-3 2016



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

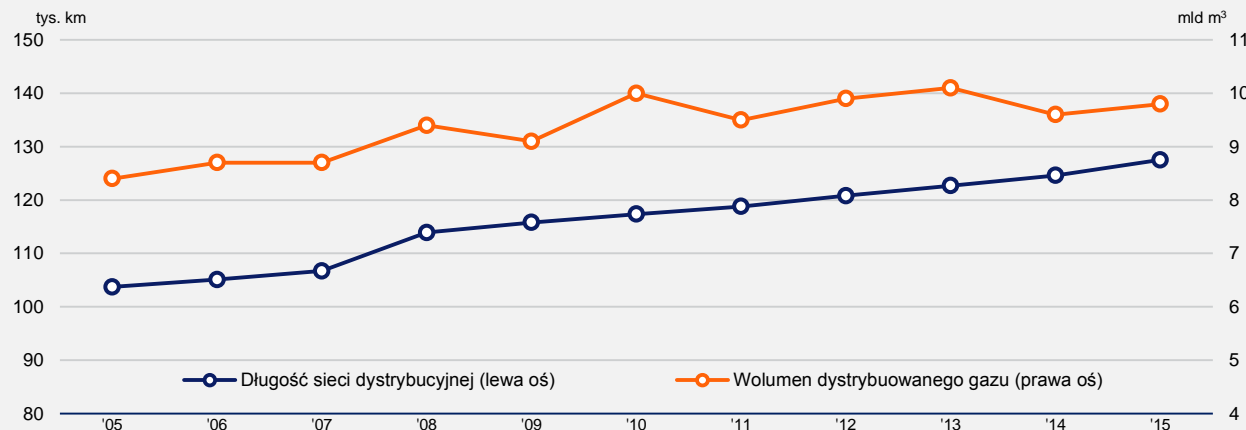


Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

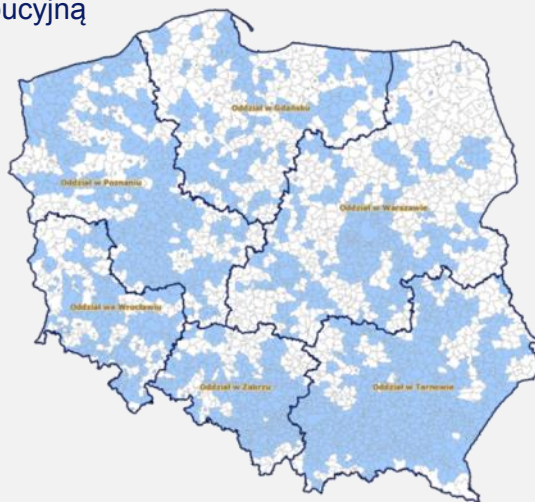
Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach Grupy).

# Dystrybucja

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



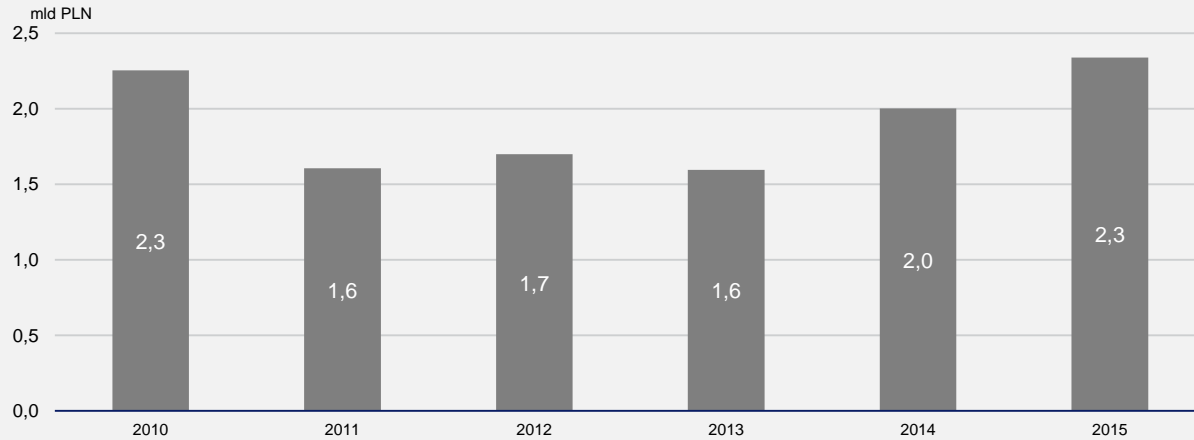
- > Pokrycie siecią dystrybucyjną



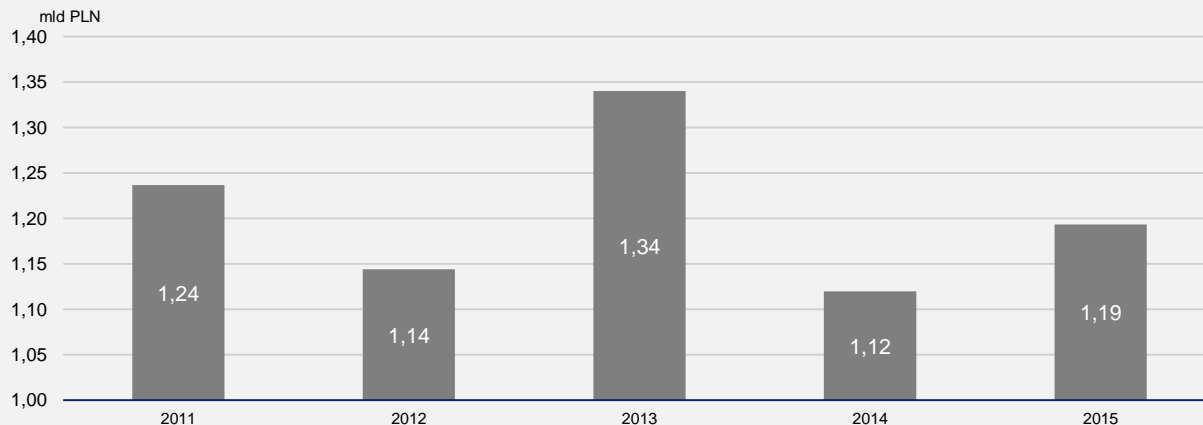
- > Polska Spółka Gazownictwa, spółka zależna PGNiG, posiada 97% udział w rynku
- > Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw)
- > Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci.
- > Taryfa:
  - > Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC x x 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

# Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

## > EBITDA segmentu Dystrybucja

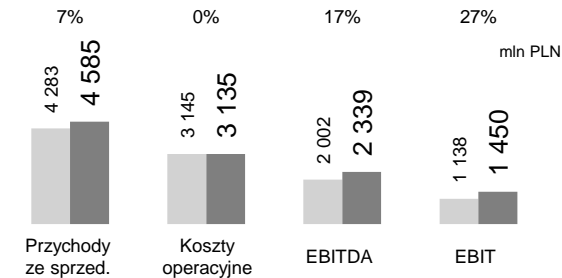


## > CAPEX segmentu

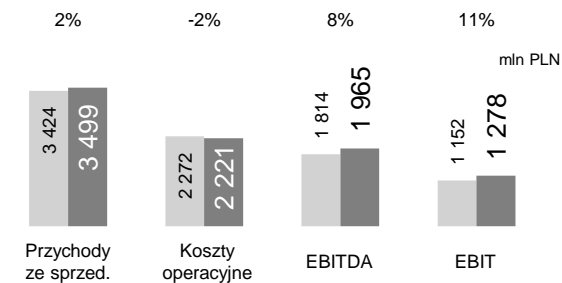


- > Ceny taryfowe wzrosły 3% R/R
- > Wolumen wzrósł 2% R/R
- > Cel strategiczny PSG to wygenerowanie łącznego wyniku EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

## > Wyniki segmentu za 2015 rok



## > Wyniki segmentu za Q1-3 2016





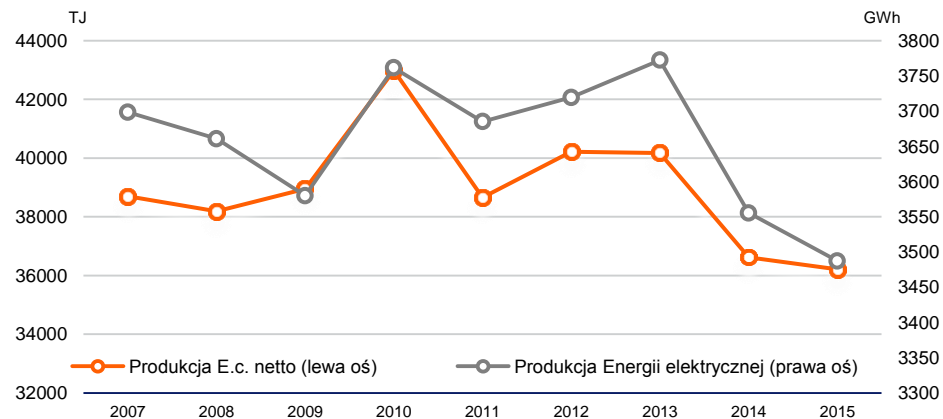
# Wytwarzanie

- > Największy producent ciepła w Polsce - ponad 11% mocy cieplnych
- > Pokrywa ok. 70% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- > Wydarzenia:
  - > Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
  - > Kwiecień 2016: Objęcie do 17,1% w kapitale zakładowym Polskiej Grupy Górniczej w wyniku inwestycji 500 mln zł
  - > Rozwój wytwarzania i dystrybucji ciepła:
    - > Kwiecień 2016: zakup od JSW SA Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej („PEC”) za 190 mln zł
      - > 14 lokalnych ciepłowni
      - > 260 MW mocy cieplnej
      - > 288 km sieci ciepłowniczej
    - > Sierpień 2016: zakup od JSW SA Spółki Energetycznej „Jastrzębie” („SEJ”)
      - > 5 Ciepłowni
      - > 130 MW mocy wytwórczej energii elektrycznej
      - > 540 MW mocy cieplnej
    - > Koszt całkowity: 372 mln zł
- > Taryfa:
  - > System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła.

## Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

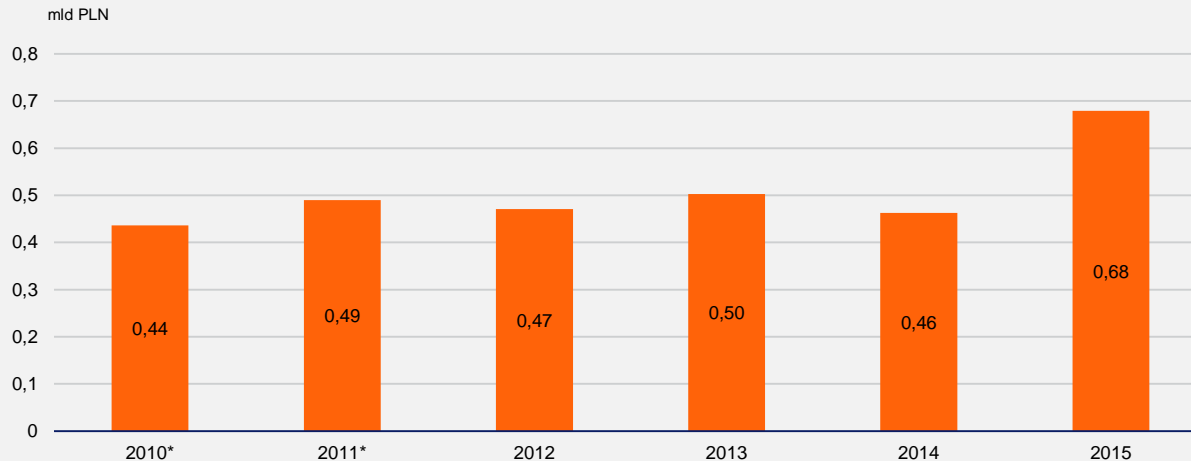
Moc zainstalowana cieplna	4,782 MWt
Moc osiągalna elektryczna	1,015 MWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2015 r.	36,2 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2015 r.	3,5 TWh

## > Produkcja ciepła i energii elektrycznej



# Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

## EBITDA segmentu Wytwarzanie

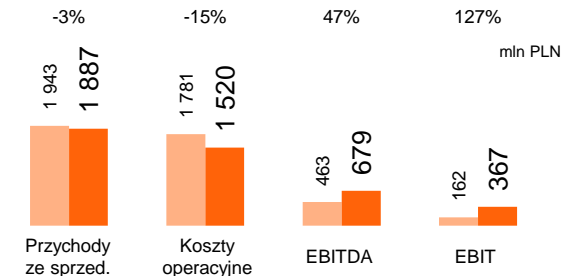


## Inwestycje

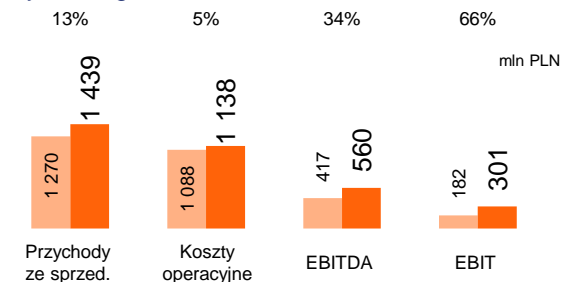
- > Budowa bloku gazowego 400 MWe, w Warszawie na Żeraniu (H1 2019)
- > Budowa kotła biomasowego 146 MWt na Siekierkach (2016)
- > Elektrociepłownia Stalowa Wola
  - > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
  - > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu przez 14 lat
  - > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
  - > W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu

- > Ceny ciepła i energii elektrycznej wzrosły, przy nieznacznie niższej produkcji
- > Niskie ceny surowców i atrakcyjna taryfa napędza wyniki

## Wyniki segmentu za 2015 rok



## Wyniki segmentu za Q1-3 2016

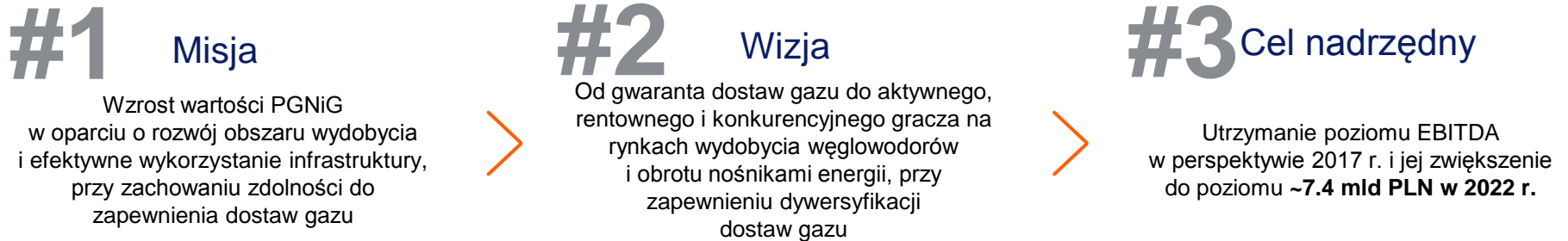




# Strategia, nakłady, finansowanie

# Strategia Grupy PGNiG na lata 2014-2022

W wyniku przeprowadzonego przeglądu Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 została zaktualizowana wizja GK PGNiG oraz cel nadrzędny



## Cele strategiczne

### A Ochrona wartości

Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

### B Silnik

Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

### C Wzrost

Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia

### D Fundamenty wzrostu

Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

# Filary Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022



## Strategia GK PGNiG na lata 2014-2022

### **A** Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

- 1a Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego oraz wdrożenie nowego modelu sprzedaży hurtowej
- 1b Realizacja nowych inwestycji dywersyfikacyjnych
- 1c Rozwój działalności *tradingu* LNG na rynku międzynarodowym
- 2a Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej
- 2b Rozwój działalności sprzedażowej PST na rynkach międzynarodowych

### **B** Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

- 3a Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja gazu
- 3b Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja ciepła
- 4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii

### **C** Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobywania

- 5 Utrzymanie wydobywania krajowego ze złóż konwencjonalnych
- 6 Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu *shale gas* w Polsce
- 7 Rozwój działalności *upstream* poza granicami Polski

### **D** Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

- 8a Program Poprawy Efektywności w działalności podstawowej
- 8b Zbycie nieruchomości non-core
- 8c Zbycie spółek non-core
- 9 Zbudowanie organizacji opartej na efektywnym zarządzaniu zasobami ludzkimi, zorientowanej na cele i poszukiwanie zasobów
- 10 Intensyfikacja działalności badawczo-rozwojowej i poszukiwanie innowacyjnych obszarów wzrostu





# Kluczowe aspiracje strategiczne

## #1

- > Stabilizacja wyniku EBITDA na poziomie ~7,4 mld PLN w 2022 r.
- > Średnioroczne nakłady inwestycyjne na rozwój organiczny i przejęcia wyższe o ok. 30% wobec średniorocznych nakładów z lat 2008-2013

## #2

- > Dywersyfikacja portfela dostaw gazu PGNiG po 2022 r.

## #3

- > Utrzymanie wydobycia węglowodorów w kraju na poziomie ok. 33 mln boe rocznie

## #4

- > Zwiększenie wolumenu produkcji ropy i gazu w sumie (Polska i zagranica) do ok. 55-60 mln boe w 2022 r. poprzez zakup aktywów poszukiwawczo-wydobywczych

## #5

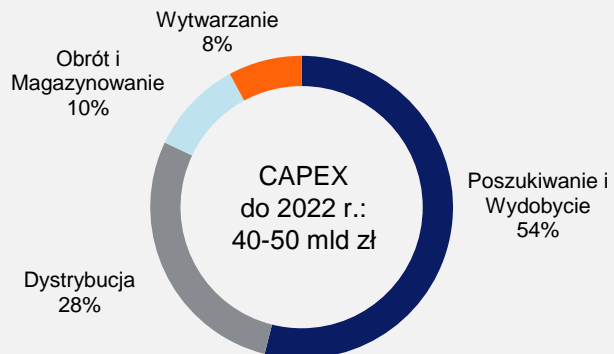
- > Rozwój nowych obszarów działalności poprzez rozszerzenie łańcucha wartości w dystrybucji o aktywa ciepłownicze

## #6

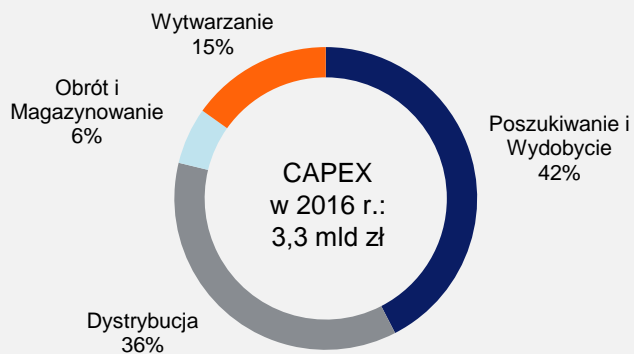
- > Istotny wzrost wewnętrznej efektywności funkcjonowania GK PGNiG (oszczędności ~800-900 mln PLN)

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

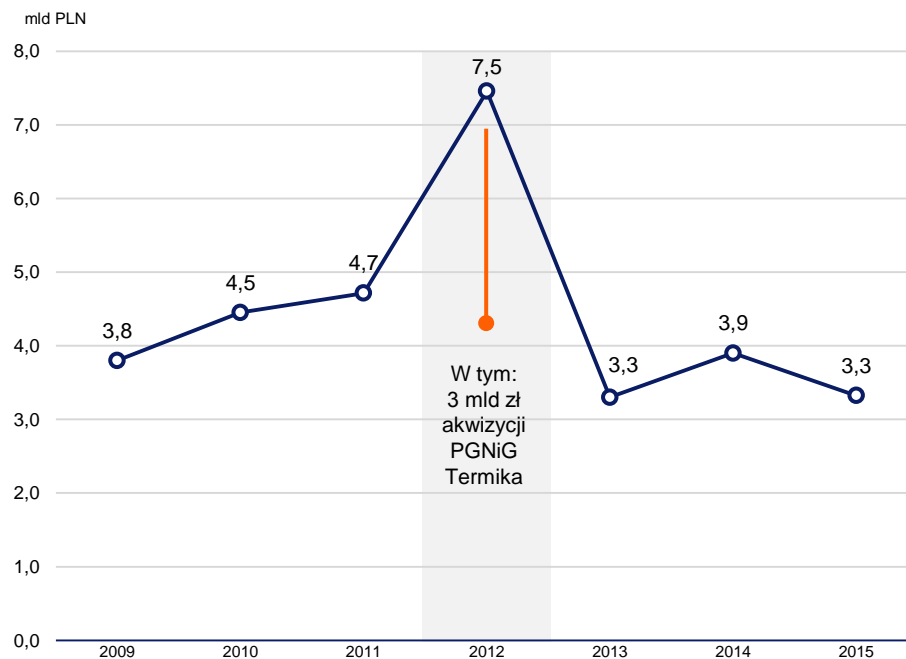
## > CAPEX w latach 2014-2022 (wyłączając M&A)



## > CAPEX w 2016 roku

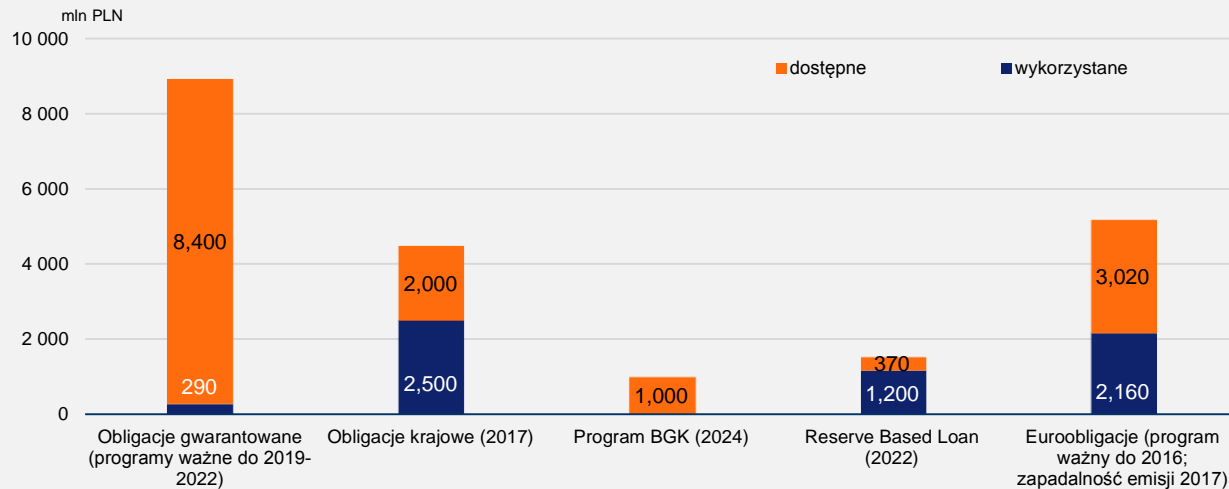


## > CAPEX w latach 2009 – 2015

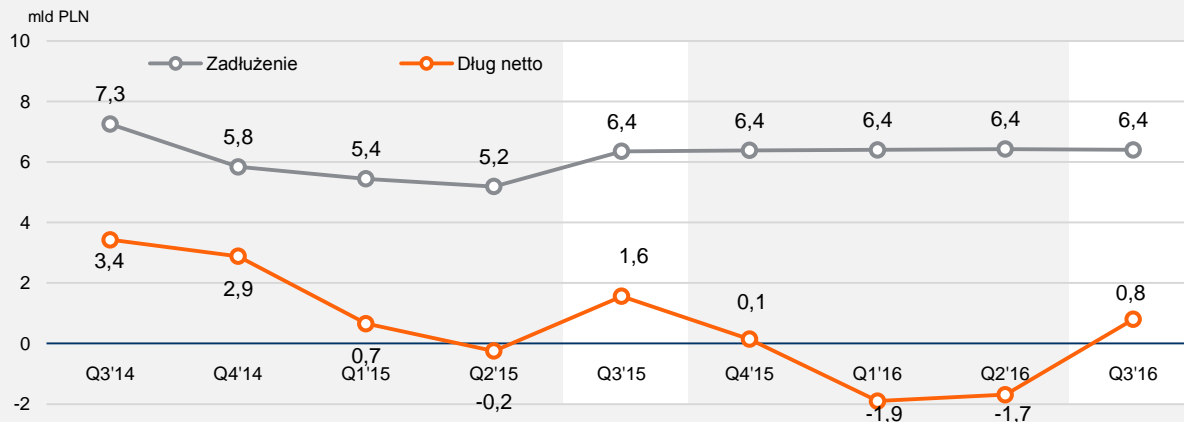


# Zadłużenie i źródła finansowania

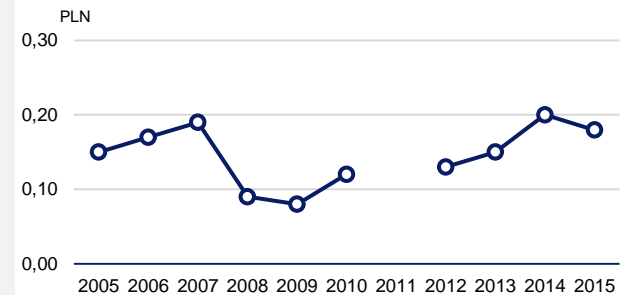
## > Źródła finansowania (stan na 30.09.2016 r.)



## > Zadłużenie na koniec kwartału



## > Dywidenda na akcje



- > 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).

## Komentarz:

- > Dostępne programy na 14,7 mld zł, w tym 9,7 mld zł gwarantowane.
- > W sierpniu 2015 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.





# Załącznik

# Podstawowe wyniki finansowe 2015

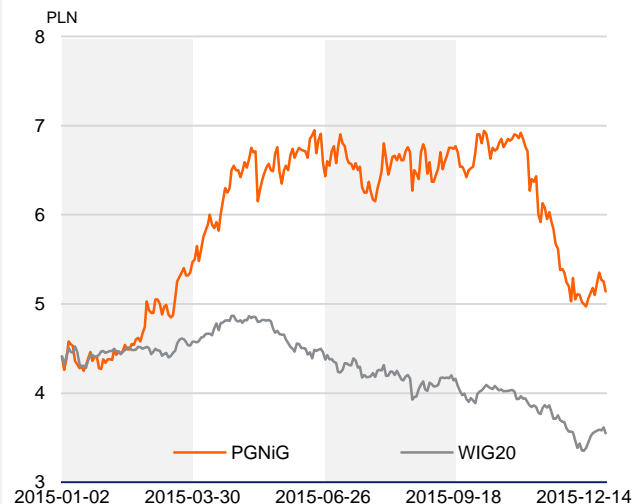
[mIn PLN]	2014	2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	34 304	<b>36 464</b>	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(27 959)	<b>(30 384)</b>	9%
EBITDA	6 345	<b>6 080</b>	(4%)
Amortyzacja	(2 502)	<b>(2 790)</b>	12%
EBIT	3 843	<b>3 290</b>	(14%)
Wynik na działalności finansowej	(346)	<b>(225)</b>	(35%)
Zysk netto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

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

- > 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 m3 do 21,7 mld m3 (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.

> Kurs akcji PGNiG w 2015 roku



# Podstawowe wyniki finansowe Q1-3 2016

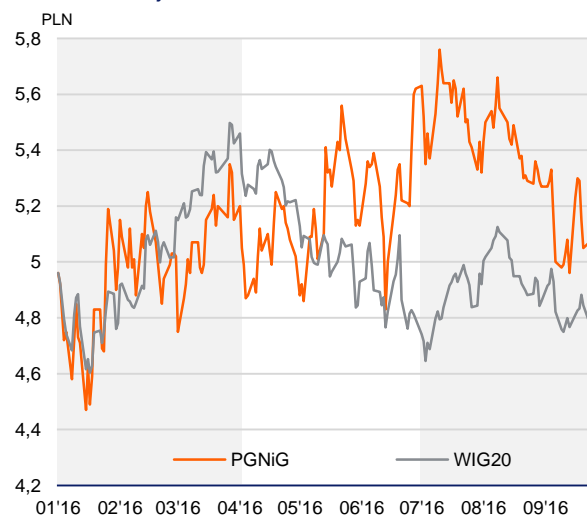
[mIn PLN]	Q1-3 2015	Q1-3 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	26 695	<b>23 050</b>	(14%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(21 386)	<b>(18 781)</b>	(12%)
EBITDA	5 309	<b>4 269</b>	(20%)
skor. EBITDA*	5 458	<b>4 983</b>	(9%)
Amortyzacja	(2 073)	<b>(1 956)</b>	(6%)
EBIT	3 236	<b>2 313</b>	(29%)
Wynik na działalności finansowej	(155)	<b>(14)</b>	(91%)
Zysk netto	2 157	<b>1 628</b>	(25%)

> Znaczący wpływ spadku ceny surowców na wyniki operacyjne

- > Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 3,8 mld PLN (17,3 mld PLN w 9M 2016), przy stabilnym R/R wolumenie sprzedaży sięgającym ponad 16 mld m3.
- > Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 422 mln PLN w 9M 2016 przy malejącym R/R wolumenie sprzedaży, sięgającym 1 021 tys. ton.
- > Koszt sprzedanego gazu niższy o 19%, czyli 3,0 mld PLN R/R.
- > Spadek amortyzacji R/R o 165 mln PLN w Norwegii ze względu na przeszacowanie zasobów na złożu Skarv pod koniec 2015 roku.

- > Znaczący wpływ odpisów aktualizujących na majątek trwałe zawiązanych w Q2 2016 i Q2 2015: odpowiednio -714 mln PLN i -149 mln PLN. Skorygowana EBITDA obniżyła się o 9% R/R.
- > 93 mln PLN zysku w 9M 2016 vs -52 mln PLN straty w 9M 2015 z tytułu różnic kursowych na denominowanym w USD kredycie RBL (reserve based loan).
- > Wpływ wyceny udziałów w PGG metodą praw własności na wynik netto wyniósł -60 mln PLN.

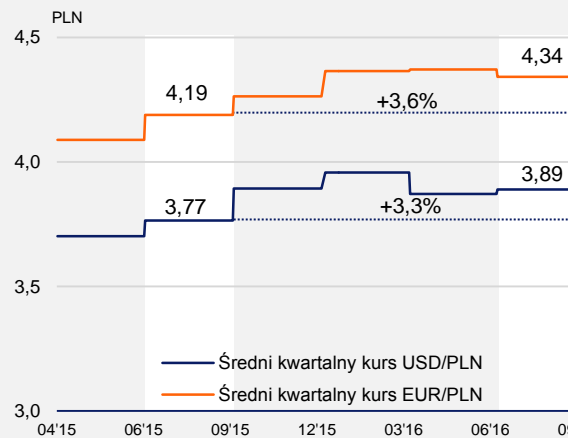
> Kurs akcji PGNiG w Q1-3 2016



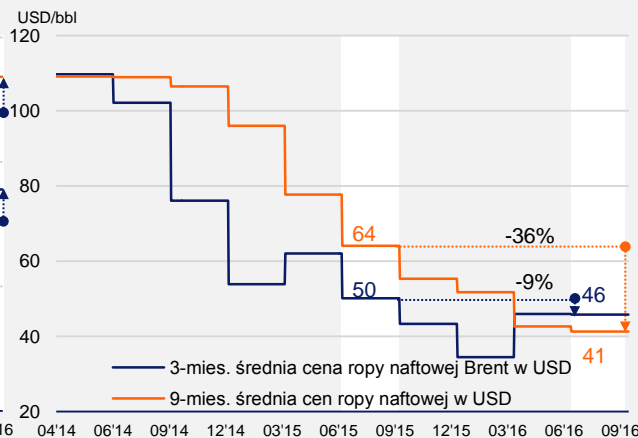
\* EBITDA skorygowana o wartość odpisów na majątku trwałym

# Czynniki wpływające na wynik finansowy

> Wzmocnienie USD i EUR wobec PLN R/R



> 9-miesięczna średnia cen ropy spadła w Q3 2016 o 36% R/R



> Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W Q3 2016 obniżenie średniej regulowanej ceny o 15% R/R i 4% 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.



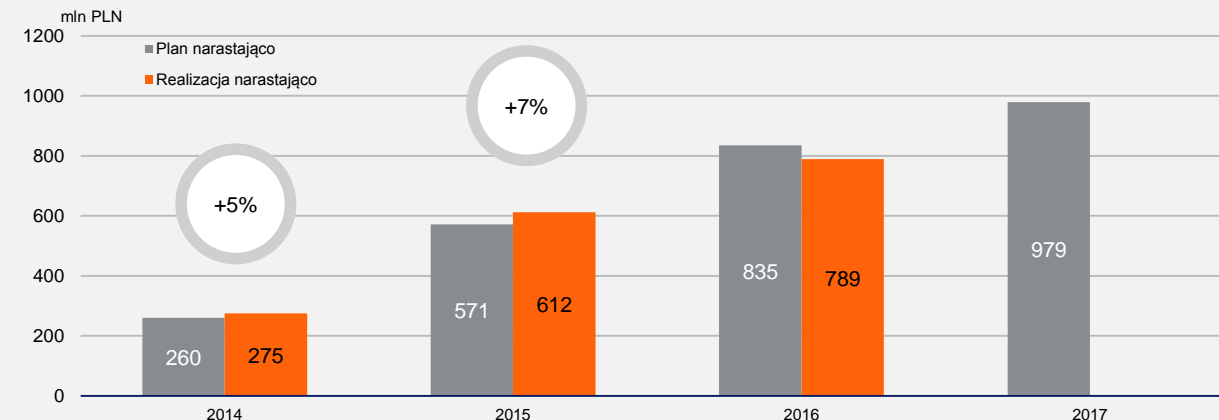


# PPE – Blisko 1 mld zł oszczędności do 2017 roku

## Cele Programu:

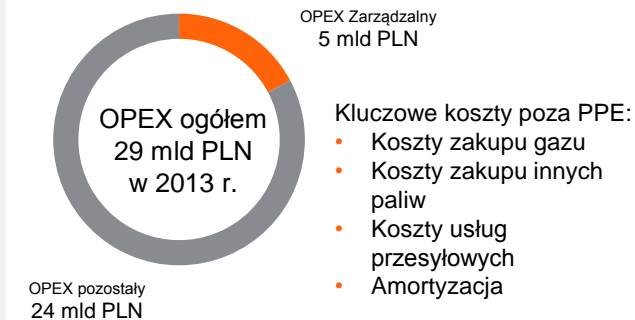
- > Zdefiniowanie celów poprawy efektywności dla poszczególnych segmentów i podmiotów wewnątrz Grupy PGNiG oraz wynikających z nich korzyści jakościowych.
- > Zdefiniowanie zakresu działań i przypisanie konkretnych inicjatyw do poszczególnych segmentów biznesowych na podstawie zidentyfikowanych obszarów poprawy efektywności.
- > Realizacja w perspektywie do końca roku 2017 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

## > 177 mln zł oszczędności wypracowane w Q1-3 2016



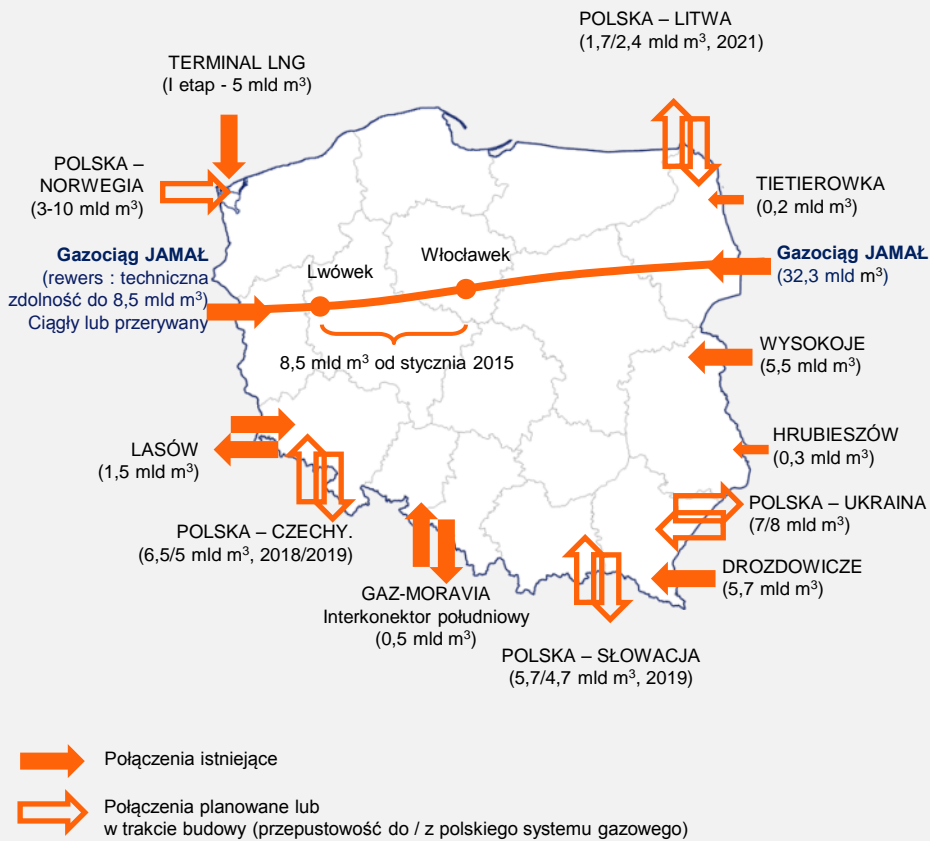
- > Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG

- > Koszty operacyjne w ramach PPE

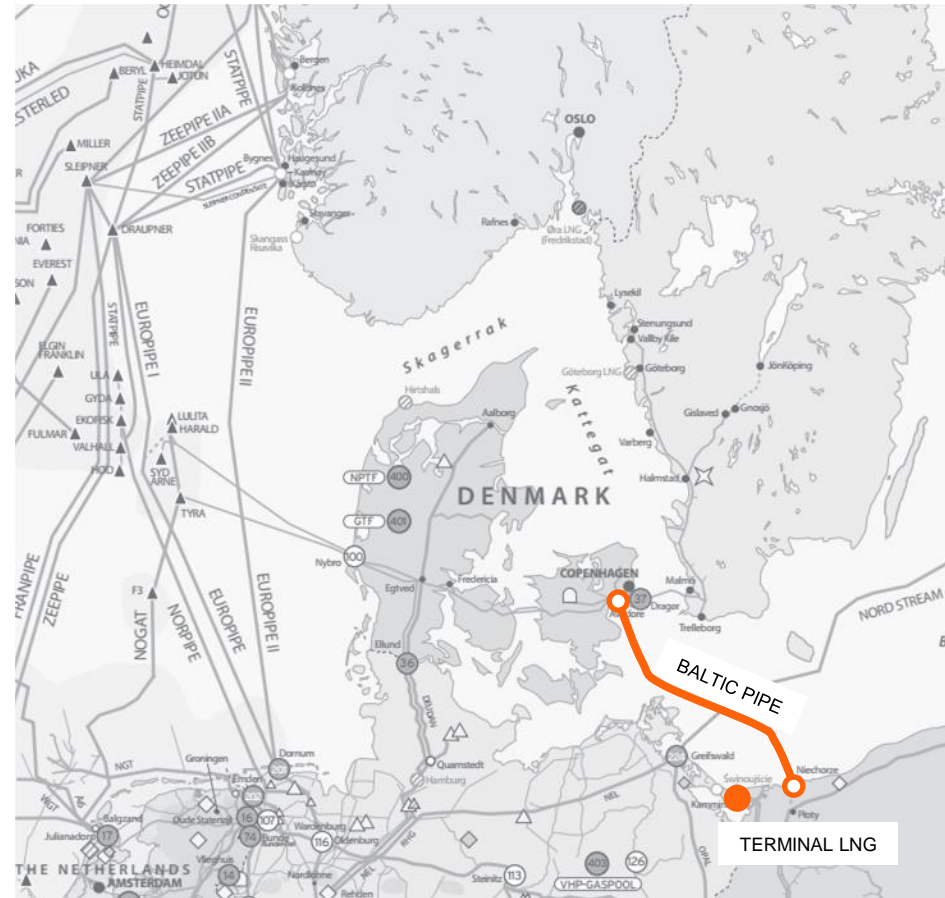


# Kierunki dostaw gazu

## > Interkonektory

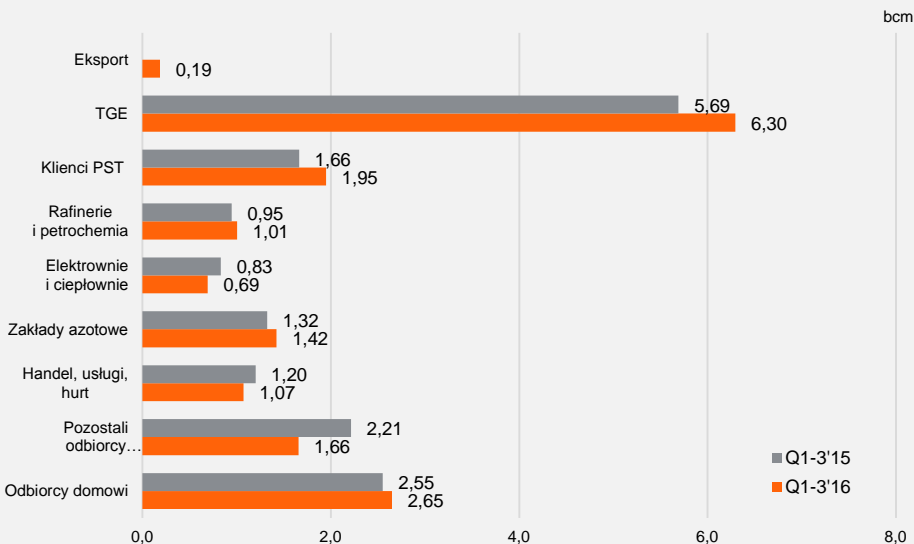


## > Projekt Bramy Północnej

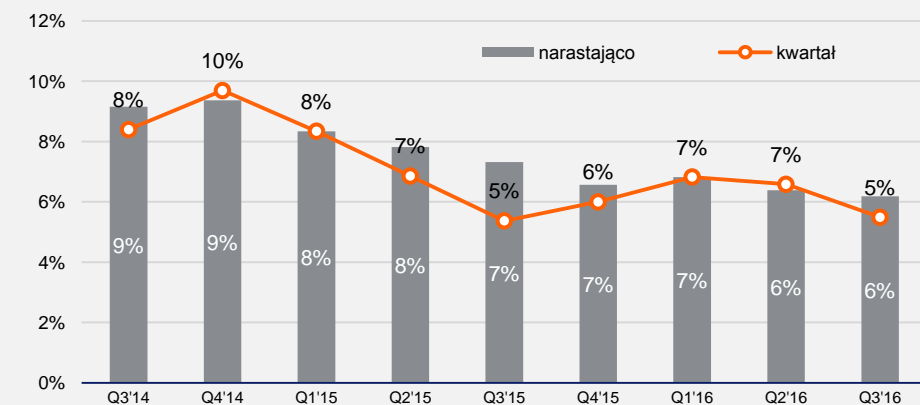


# Obrót i Magazynowanie

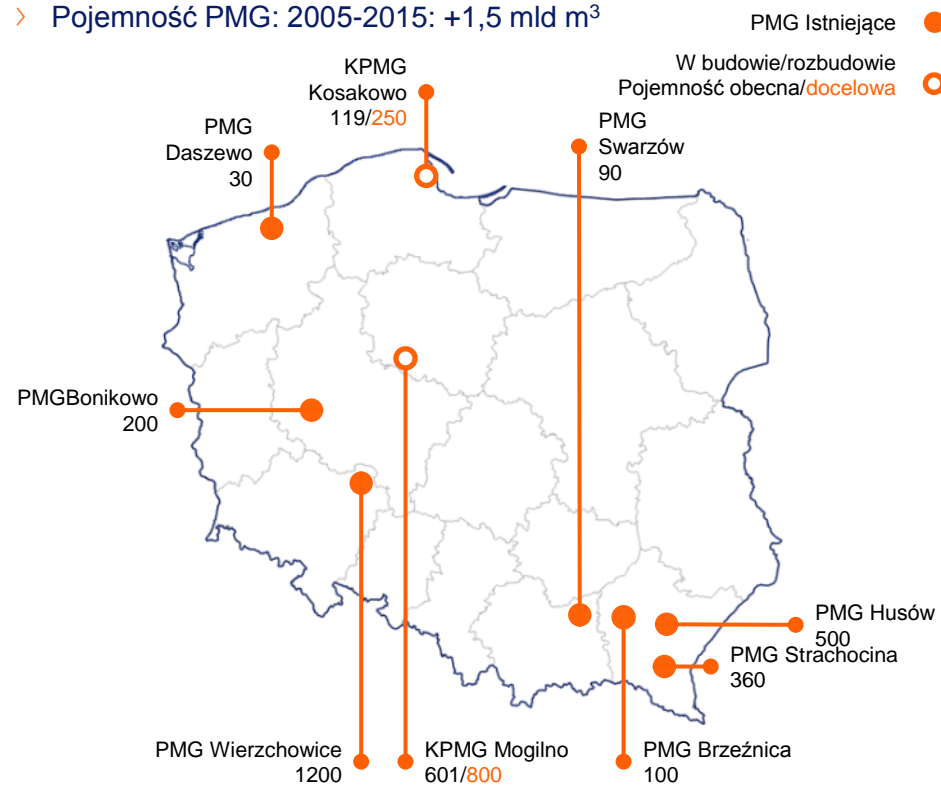
- Grupa PGNiG (PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PST) – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



- Marża na paliwie gazowym (E)



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



- Obecna liczba magazynów: 9 (w kawernach solnych: 2)
- Obecna pojemność czynna ok. 3,2 mld m<sup>3</sup>
- Nowe zdolności magazynowe w 2016 roku: KPMG Kosakowo +25 mcm
- Rezerwy strategiczne: 30 dni średniego dziennego wolumenu importu

# Zmiany na polskim rynku gazu

Wolumen sprzedaży gazu (mln m <sup>3</sup> )	2014	2015	Q1-3 2016
Grupa PGNiG ogółem	18 609	23 000	16 993
PGNiG SA	13 751	13 177	10 061
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	<i>3 742</i>	<i>8 089</i>	<i>6 141</i>
PGNiG Obrót Detaliczny	3 042	7 502	4 959

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

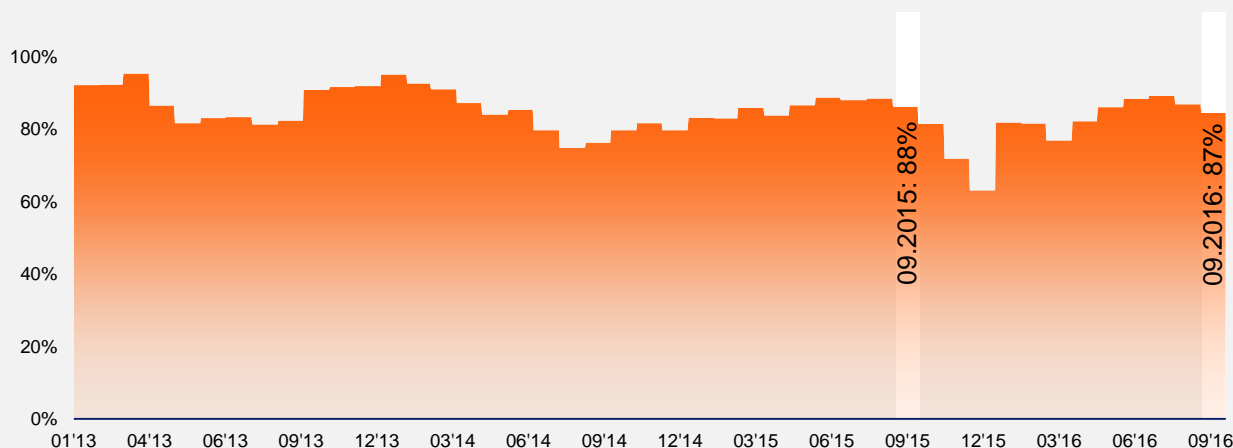
## Komentarz:

- > 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.

## \* Uwagi:

- > Wykres przedstawia udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągami jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne. Wzrost udziału PGNiG w imporcie zauważalny w 1Q16 spowodowany przede wszystkim przez spadek eksportu na Ukrainę.
- > Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

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



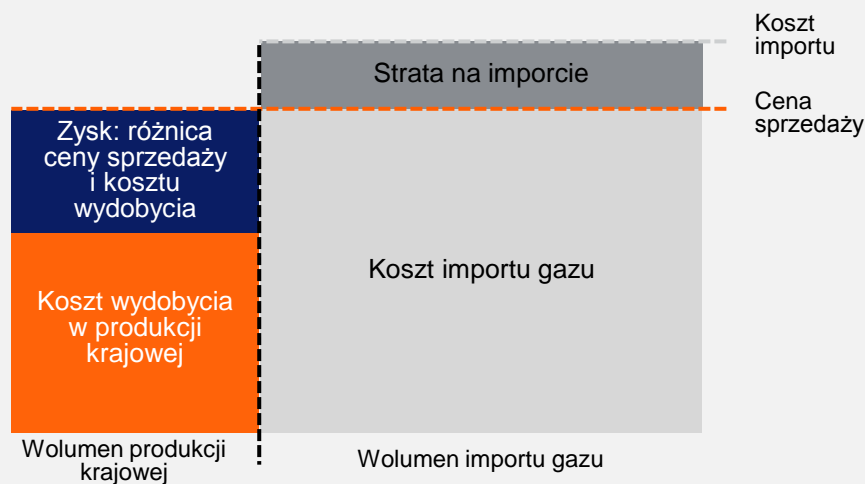
\* Udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągami jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne



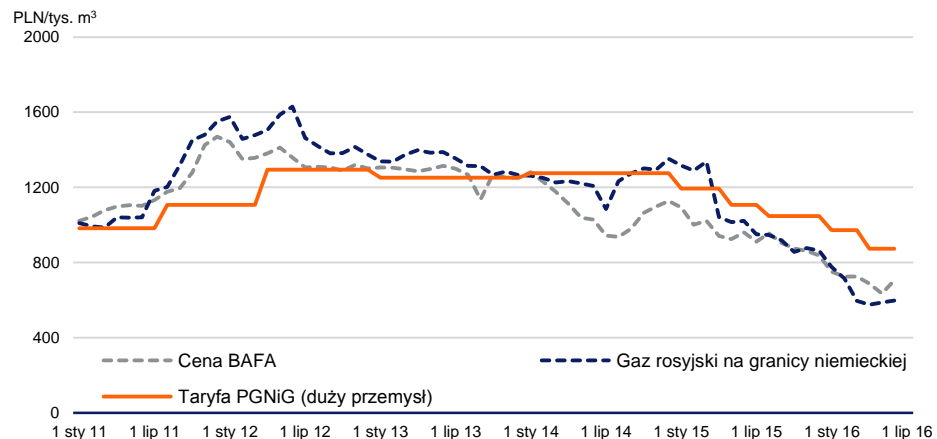
# Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót gazem	Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
Obrót detaliczny	Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE Baza kosztowa PGNiG SA
Obrót hurtowy	m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
Magazynowanie (do marca 2017)	Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC × 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja (do grudnia 2016)	Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

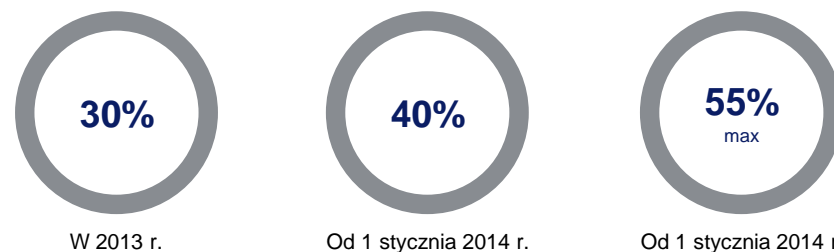
- Taryfa na paliwo gazowe oparta o średnioważony koszt gazu: tańsza produkcja własna subsyduje import



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



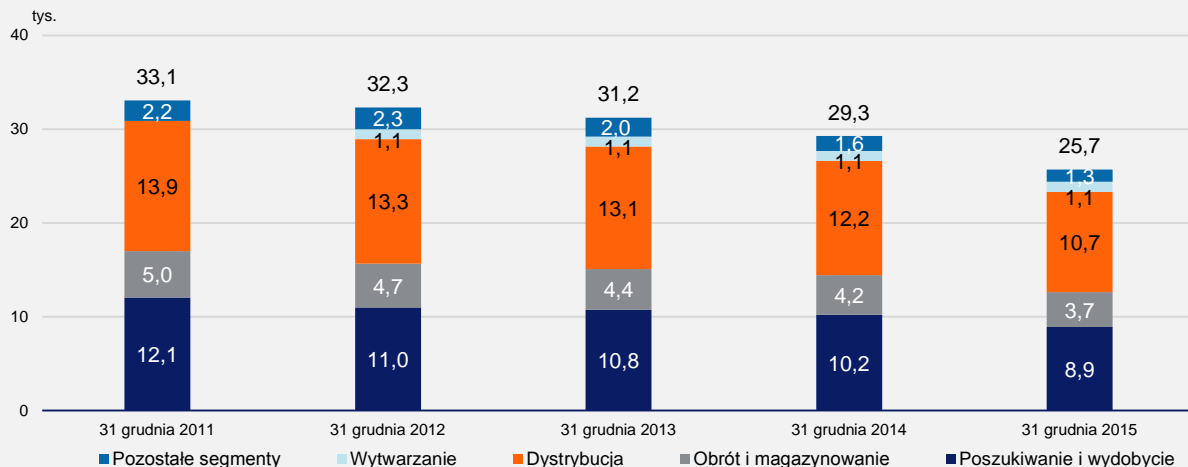
- Poziomy obliga giełdowego



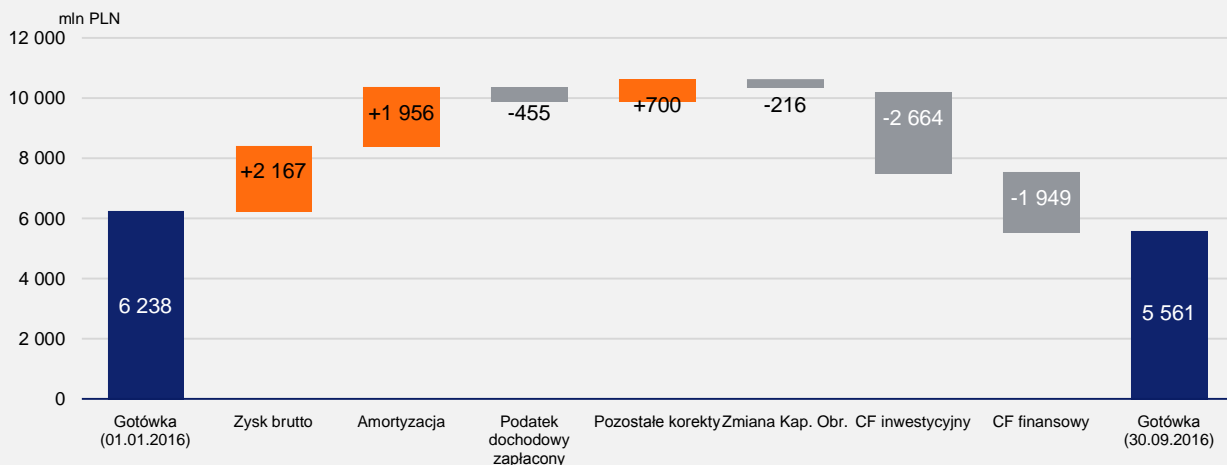
- Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

# Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

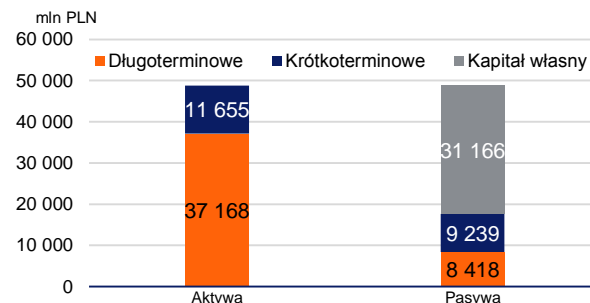
## Zatrudnienie (stan na koniec roku)



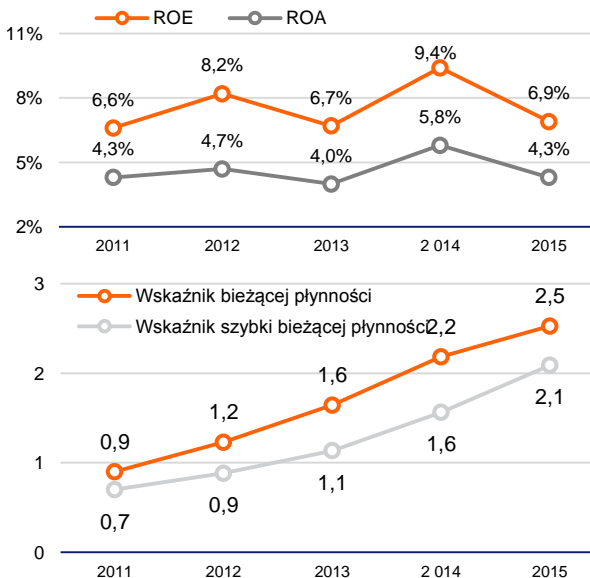
## Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2016 r. - 30.09.2016 r.)



## Bilans Grupy (stan na 30.09.2016 r.)



## Rentowność i wskaźniki płynności



# Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m <sup>3</sup> ]	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	450	487	509	2 031	508	515	507	501	1 876	440	475	482	479
<i>w tym w Polsce</i>	346	349	359	1 458	369	359	362	367	1 457	368	361	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	104	138	150	573	138	156	145	134	419	73	114	120	112
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	582	596	670	2 599	691	622	602	684	2 627	692	582	650	704
<i>w tym w Polsce</i>	570	584	657	2 547	677	610	589	671	2 569	677	567	636	690
<i>w tym w Pakistanie</i>	12	13	13	52	13	12	13	13	58	14	15	15	14
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>1 032</b>	<b>1 083</b>	<b>1 179</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	72	77	84	81	84	80	79	83	80	79	74	80	85

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m <sup>3</sup> ]	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	4 027	4 439	7 572	21 665	6 151	3 674	4 521	7 320	17 358	6 470	3 284	3 078	4 526
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	614	571	764	2 271	608	639	502	522	1 760	488	363	444	465
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	244	299	413	1 335	390	262	282	401	1 252	334	272	271	375
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>4 270</b>	<b>4 738</b>	<b>7 986</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>
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	4 027	189	230	764	201	176	175	212	800	205	177	180	238

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m <sup>3</sup> ]	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
Razem	3 020	2 837	2 704	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574	9 700	2 423	2 143	2 594	2 541
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 429	2 623	2 657	8 155	1 774	2 329	2 219	1 833	8 097	1 751	1 805	2 515	2 026
<i>w tym: LNG</i>	384	210											

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	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	298	328	348	1 428	358	367	317	386	1 207	271	304	310	322
<i>w tym w Polsce</i>	177	176	203	765	207	204	147	207	789	214	188	184	203
<i>w tym w Norwegii</i>	121	152	145	664	151	163	170	180	418	57	116	126	119
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	24	26	28	29	29	29	26	31	24	22	24	25	26
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	287	336	398	1 391	315	356	372	348	1 169	249	262	373	287
<i>w tym w Polsce</i>	179	172	205	772	211	196	148	217	780	213	181	185	201
<i>w tym w Norwegii</i>	108	164	193	619	104	160	224	131	389	36	81	188	85

WYTWARZANIE	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	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]	2 969	5 309	16 152	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]	418	590	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349	3 555	1 132	386	648	1 390



# Słownik terminów 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	Giełda 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 Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobycie kopalnin

# Informacje kontaktowe

**Aleksandra Dobosiewicz**

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

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)

## 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.

> Więcej informacji



Strona Relacji Inwestorskich

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

