

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki







Czerwiec 2017





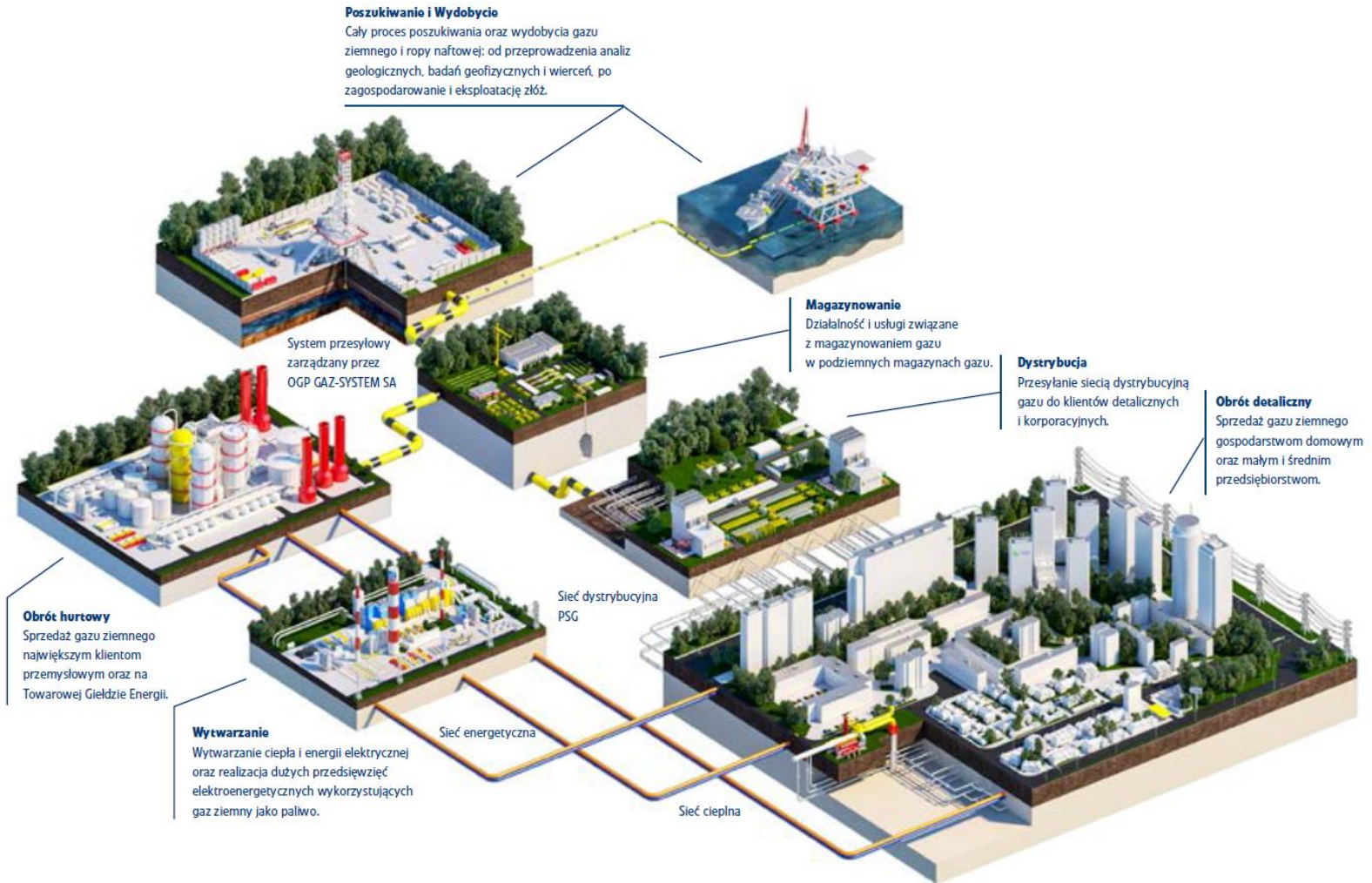
Spis treści

- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
- > 2. Segmenty Grupy PGNiG
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 3. Strategia, nakłady
- > 4. Zmiany w prezentacji segmentów działalności
- > 5. Załączniki – wyniki finansowe i dane operacyjne



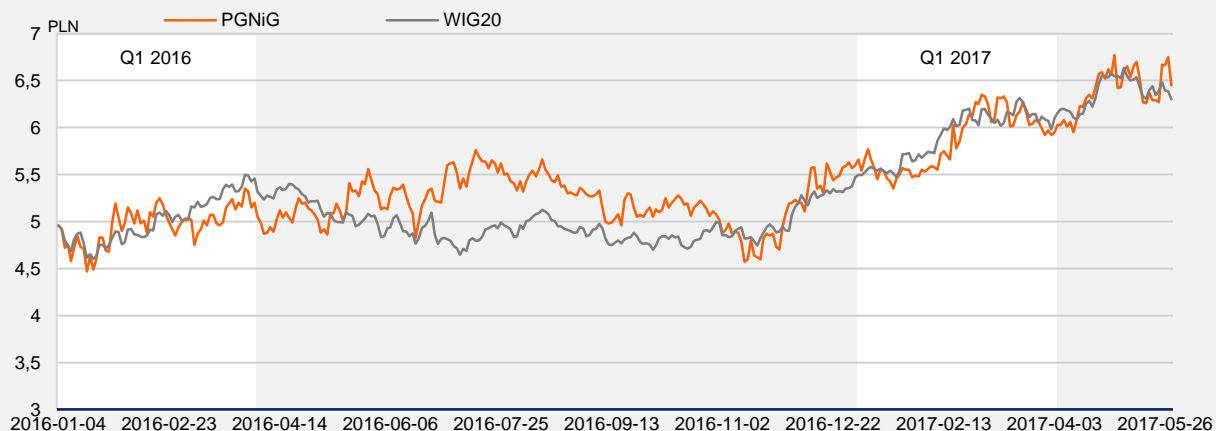
Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym

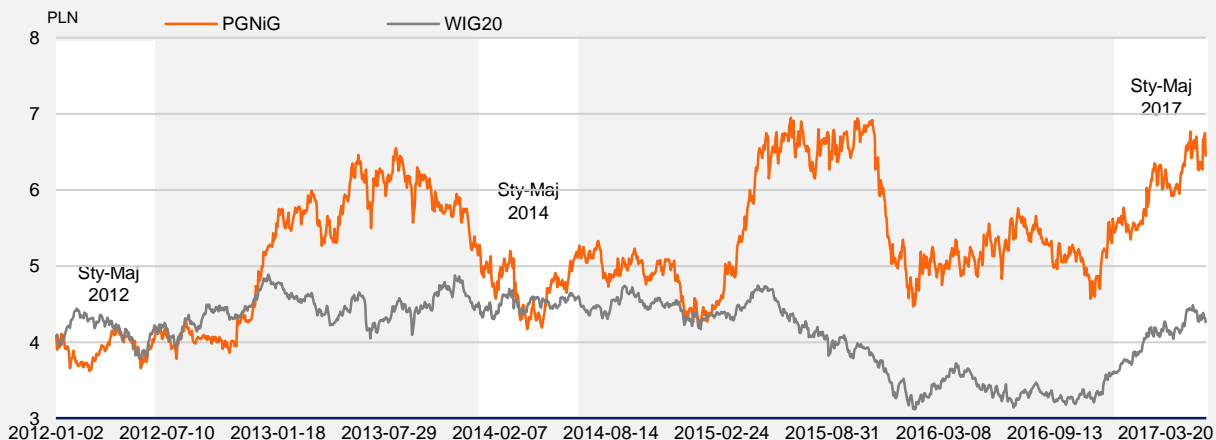


Czwarta największa polska spółka notowana na GPW**

> Kurs akcji PGNiG od stycznia 2016 r.



> Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012 r.

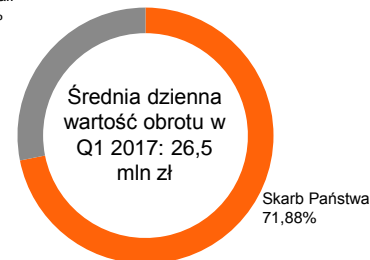


* PGNiG = 6,45 zł (30.05.2017 r.) / ** Pod względem kapitalizacji (30.05.2017 r.)

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 37,3 mld zł*
- > Znaczący udział w indeksie WIG20: 5%

- > Struktura akcjonariatu (stan na 31.03.2017 r.)

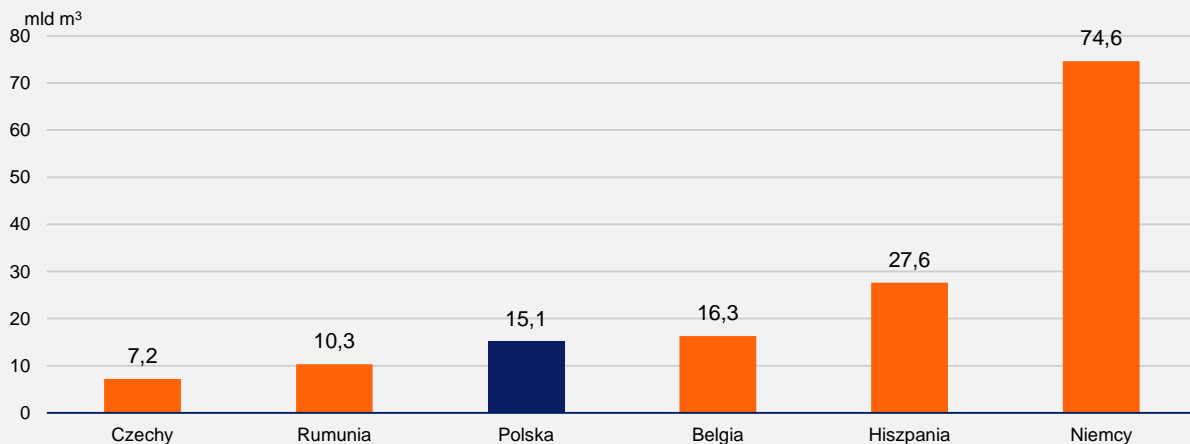
Pozostali
28,12%



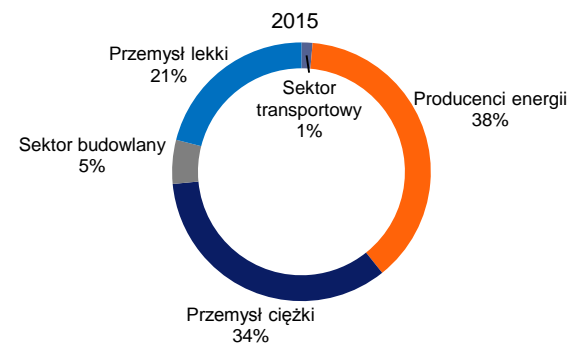
 PGNiG

Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

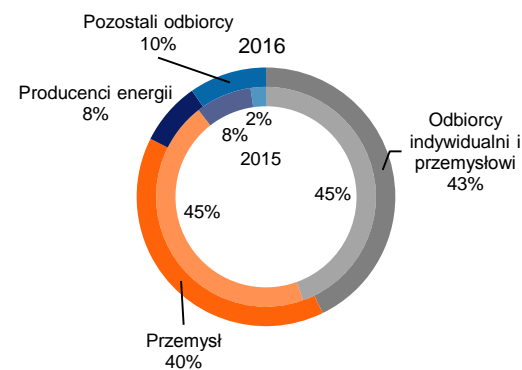
> Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2015 r.



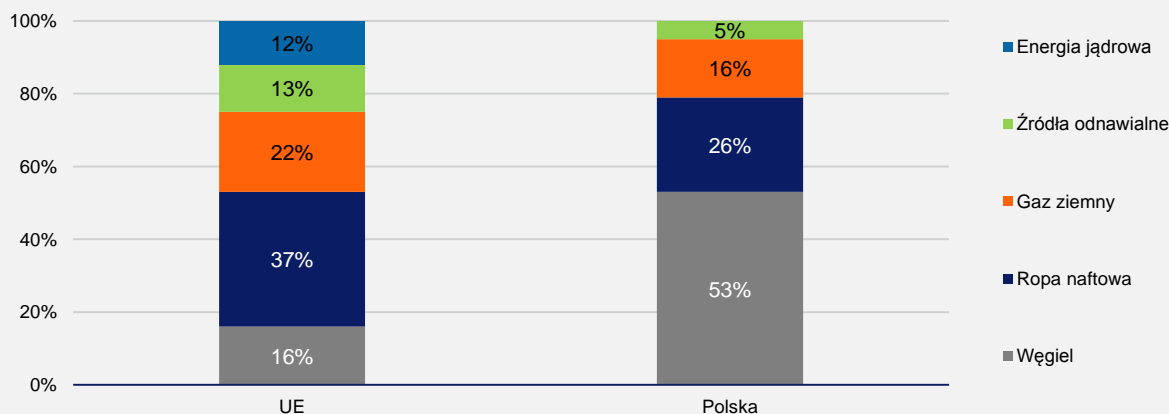
> Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2015 r.



> Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2015 i 2016 r.



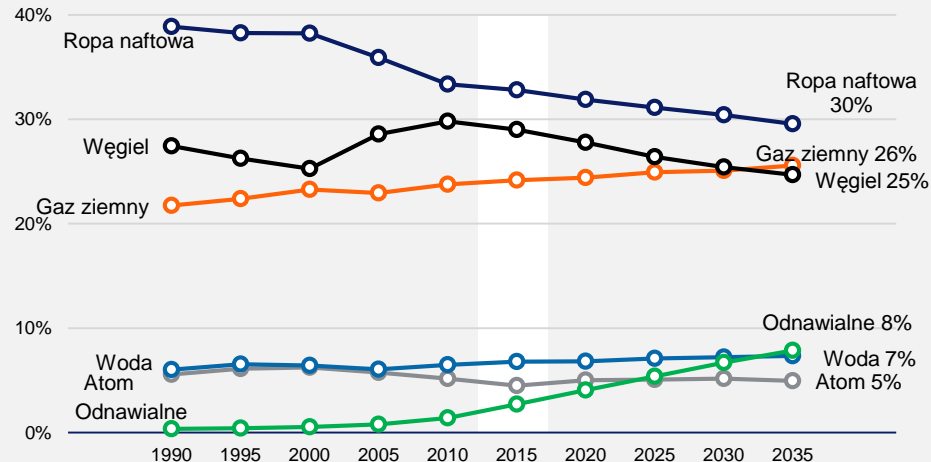
> Zużycie energii pierwotnej



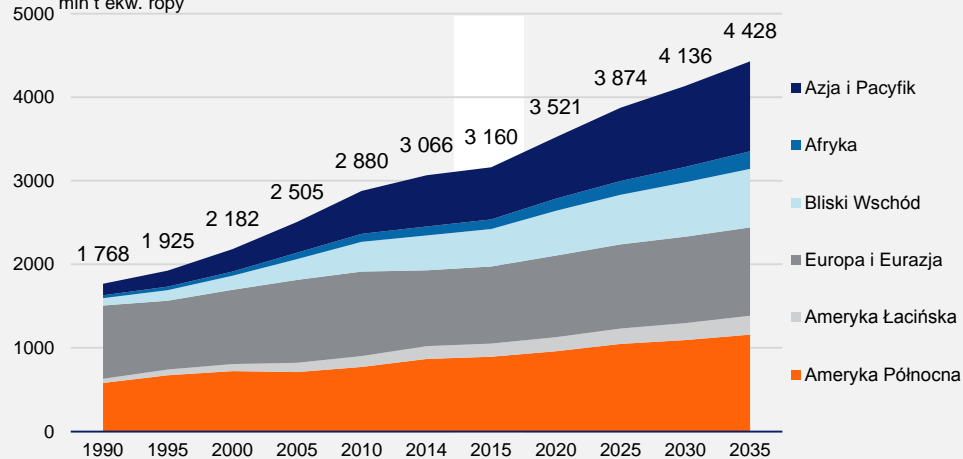
Źródło: BP Statistical Review 2017; BP Energy Outlook 2016 / Zużycie zawiera sprzedaż, jak i zużycie własne oraz zmianę stanu magazynów

Rynek gazu na świecie

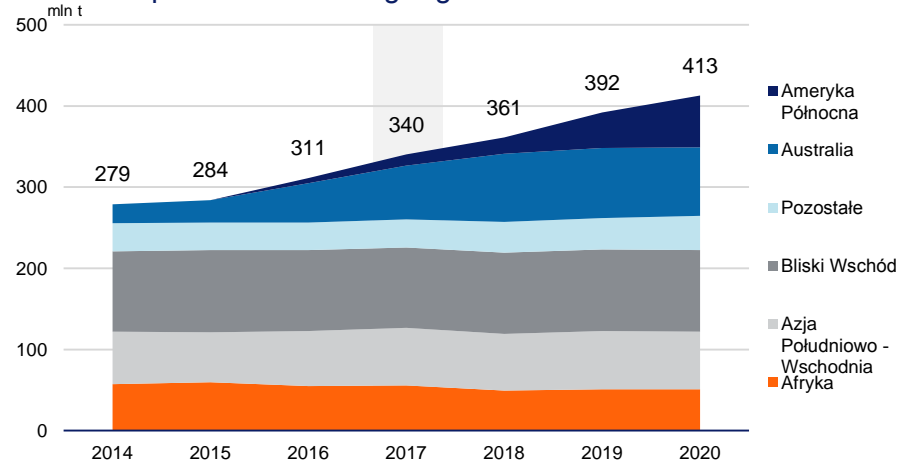
Zużycie energii pierwotnej na świecie



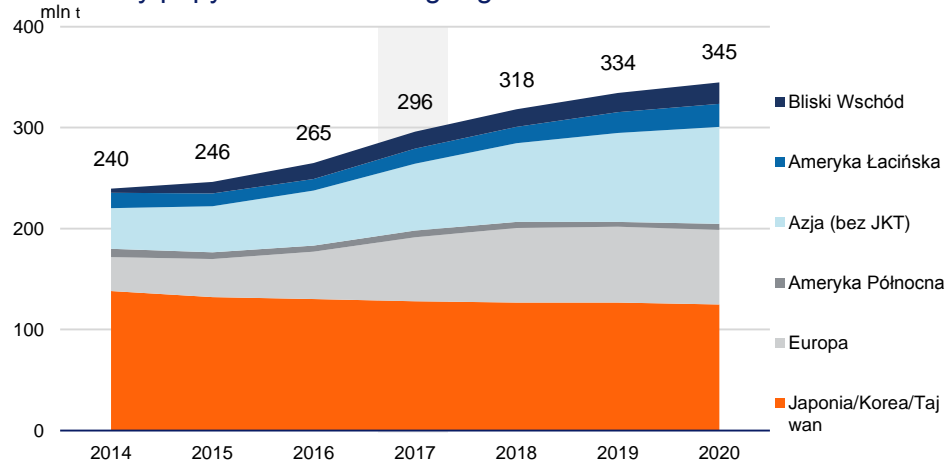
Popyt na gaz ziemny



Roczna podaż LNG według regionów



Roczny popyt na LNG według regionów



Poszukiwanie i Wydobywanie



Obrót i Magazynowanie



Dystrybucja



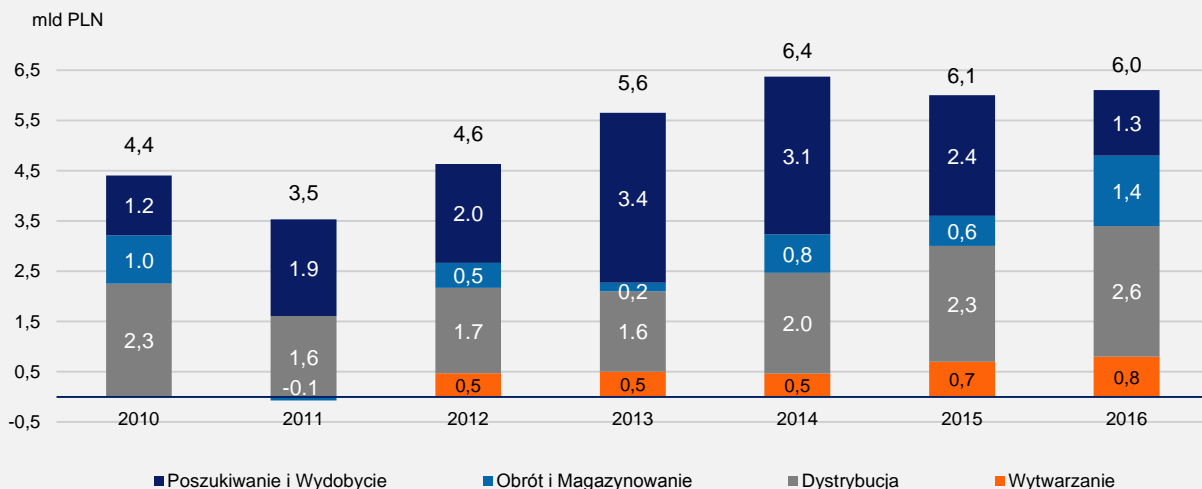
Wytwarzanie



Segmenty Grupy PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2016

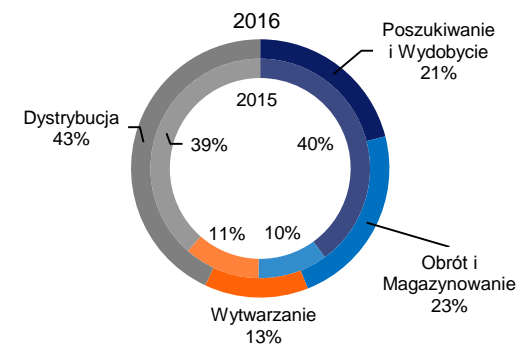
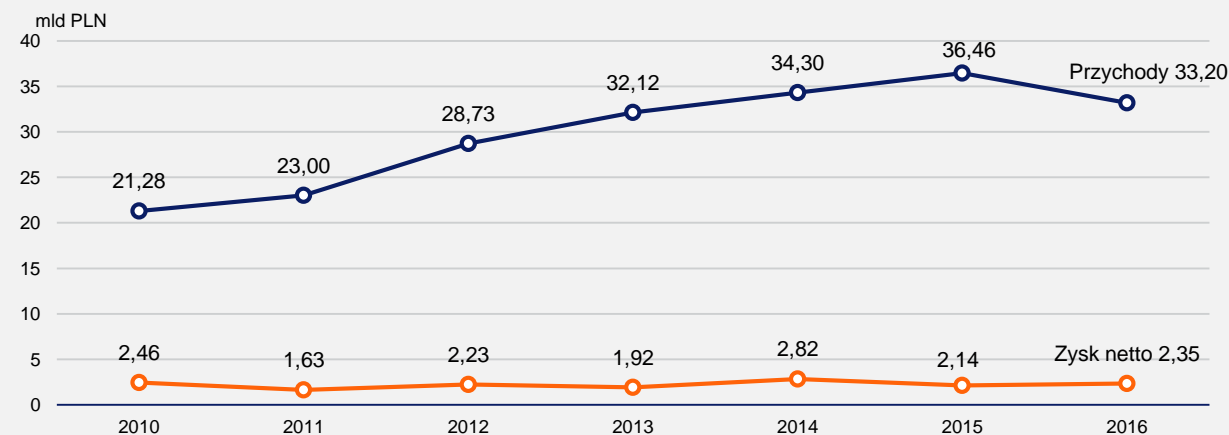
> EBITDA Grupy PGNiG**



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

> Udział segmentów w EBITDA

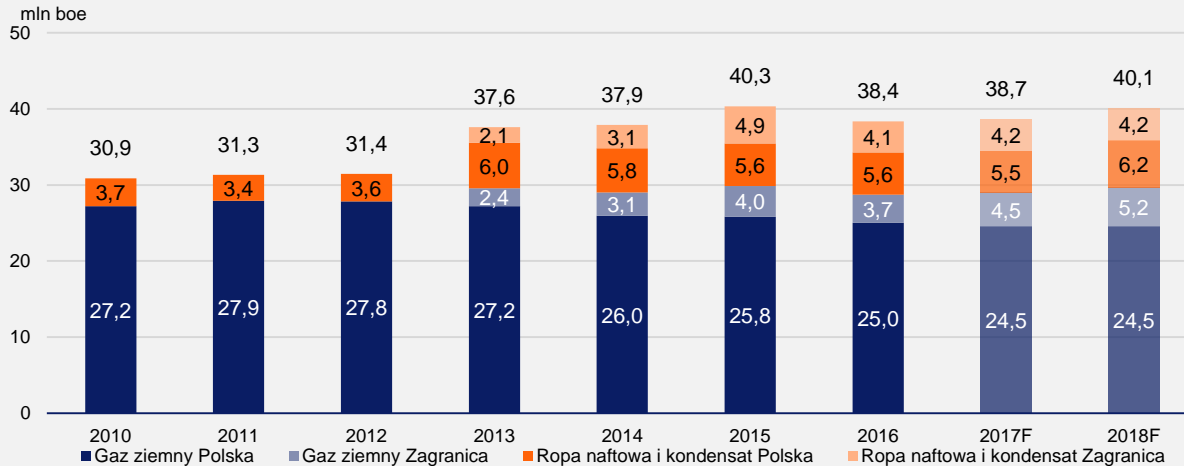
> Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



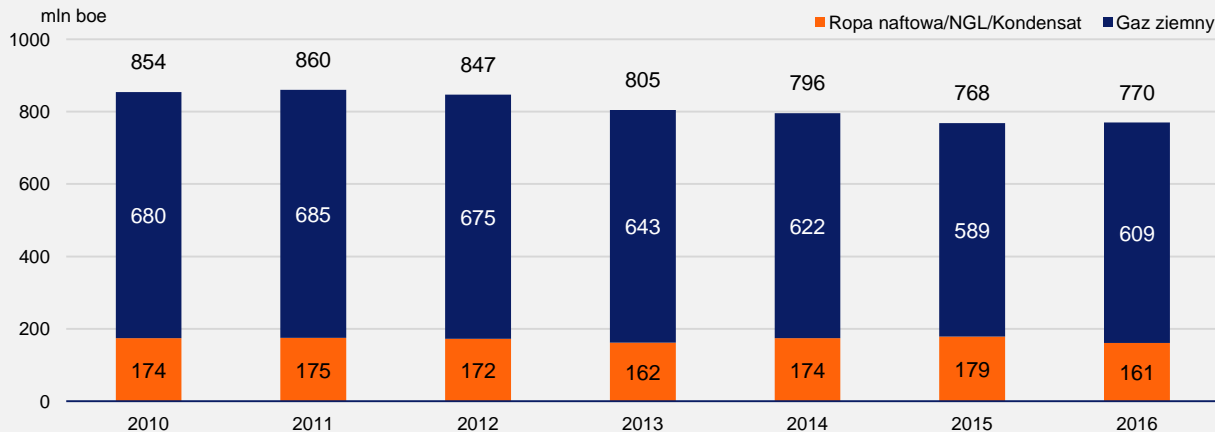
* Źródło: Rzeczpospolita: Europa 500 / ** EBITDA przed uwzględnieniem segmentu „pozostałe” oraz eliminacji

Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

Wydobycie gazu i ropy naftowej*



Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



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

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

> Średnia dzienna produkcja – ponad 105 000 boe

> **Złoża PGNiG w Polsce:**

> udokumentowane złoża gazu 498 mln boe (79,7 mld m³)**

> udokumentowane złoża ropy 131 mln boe (17,6 mln ton)

> **Koncesje na ropę i gaz:**

> 48 na poszukiwanie i rozpoznawanie

> 225 na wydobywanie

> **Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:**

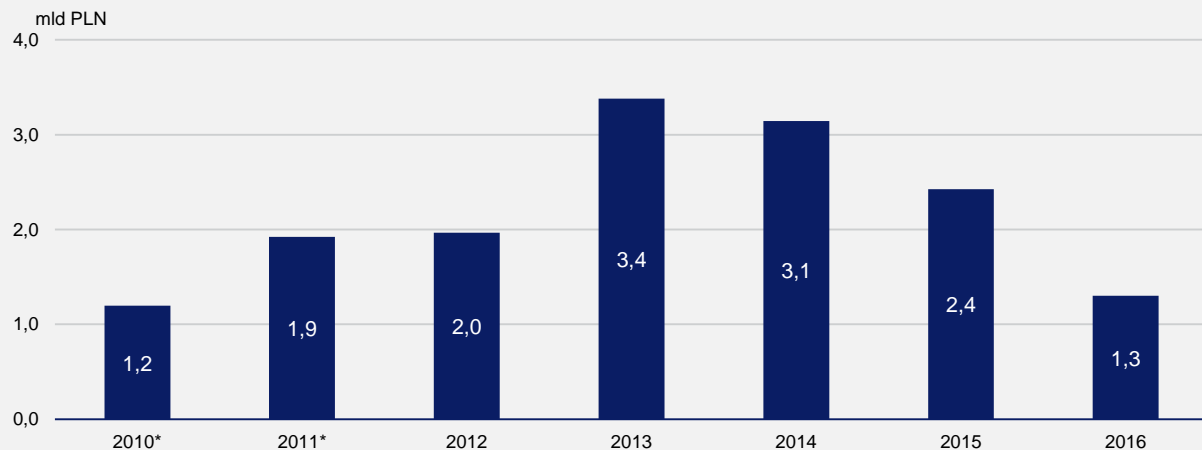
> 54 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

> Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

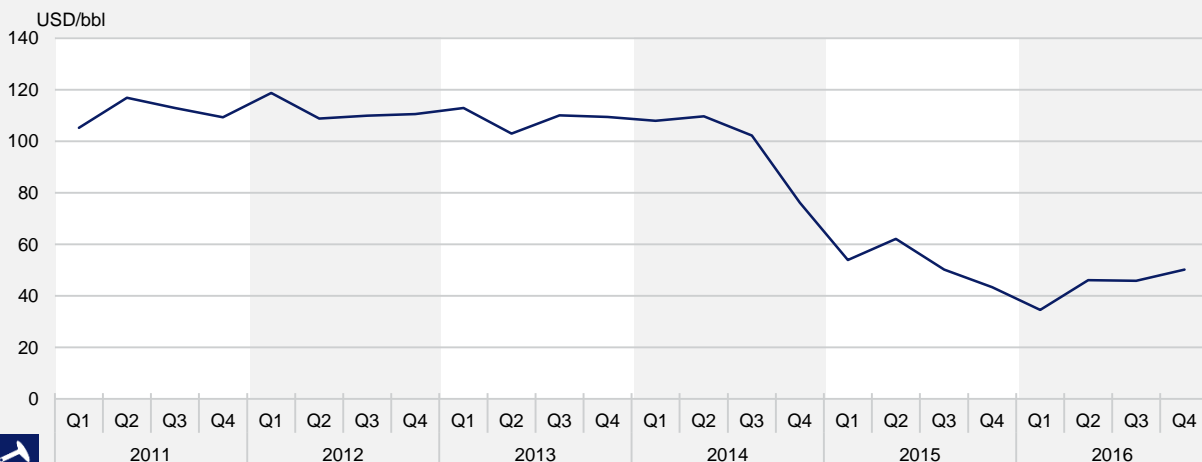


Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

> EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



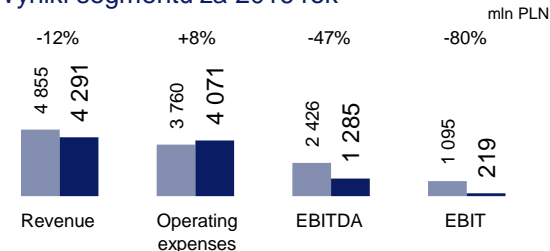
> Średnia cena ropy naftowej



> Spadek średniej rynkowej ceny ropy Brent o 15% w 2016 vs 2015

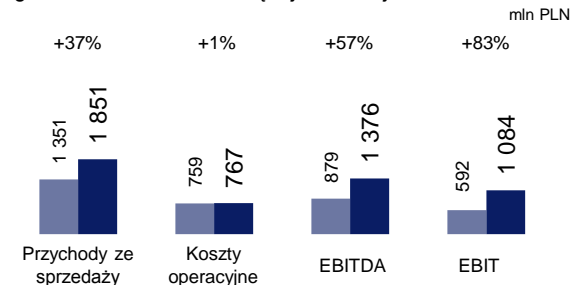
- > Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 339 mln PLN) przy spadającej o 12% cenie ropy oraz 3% spadku wolumenu sprzedaży do 1 347 tys. ton

> Wyniki segmentu za 2016 rok



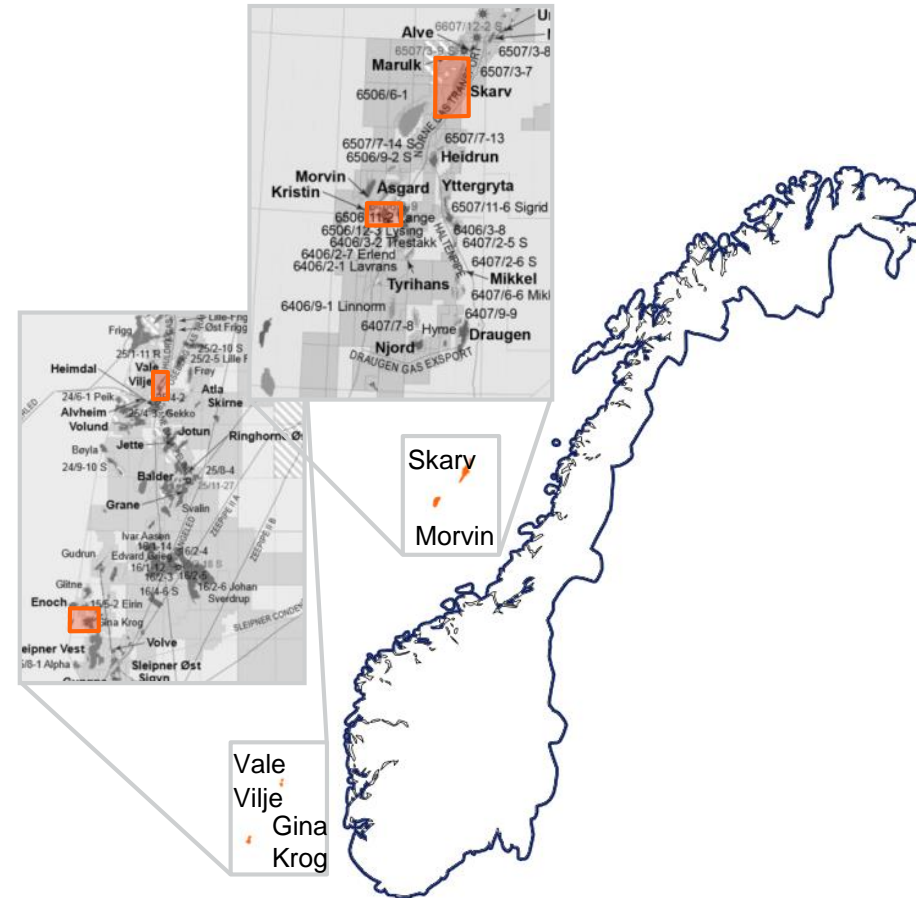
> Wyniki segmentu za Q1 2017

W Q1 2017 wprowadzono zmiany w raportowaniu segmentów, co wpłynęło na zmianę wyników finansowych w segmentach GK PGNiG. Więcej informacji na stronie 25-29.

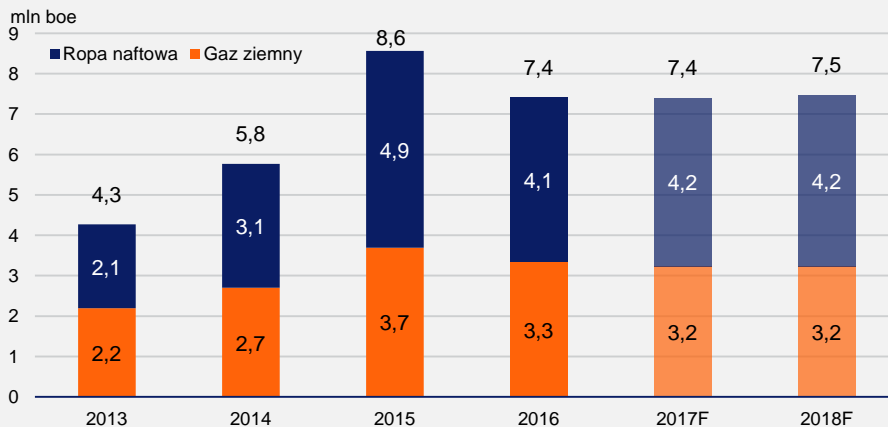


Działalność zagraniczna – Norwegia

| | |
|--|--|
| 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 | 51 mln boe (Skarv, Snadd) 27 mln boe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog) |

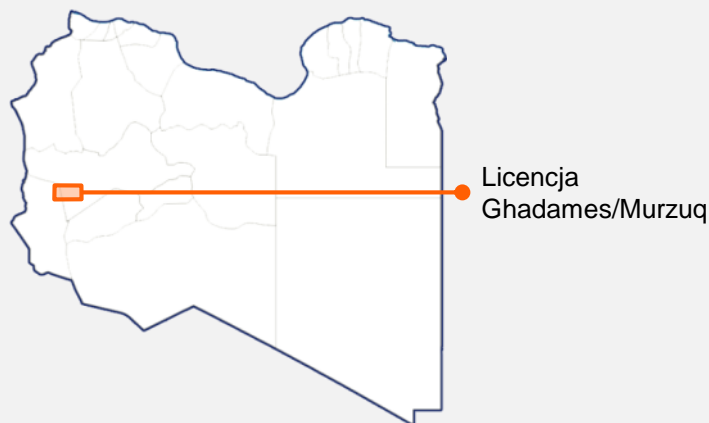


Produkcja w Norwegii



Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

> Aktywa w Afryce: Libia



| | |
|------------------|---|
| data umowy | 25 lutego 2008 |
| udziały | PGNiG - 100% |
| obszar | 5 494 km 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 |

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 ² |
| położenie | provincia Sindh, blok Kirthar |
| zobowiązania | 2 odwierty, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione) |
| szacowane zasoby | 15,1 mld m ³ gazu (11,3 mld m ³ Rehman / 3,8 mld m ³ Rizq) |

Q4 2016: zakończono odwiert Rehman-2, rozpoczęto wiercenie otworu Rehman-3, udostępnienie do produkcji odwiert Rizq-1

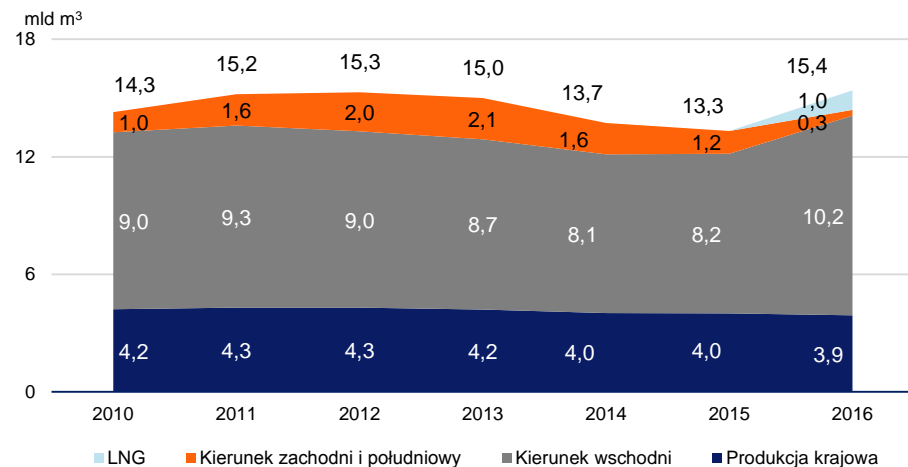
Instalacja napowierzchniowa (koszt: 13 mln \$) umożliwi wzrost wydobycia do 800 m³/min



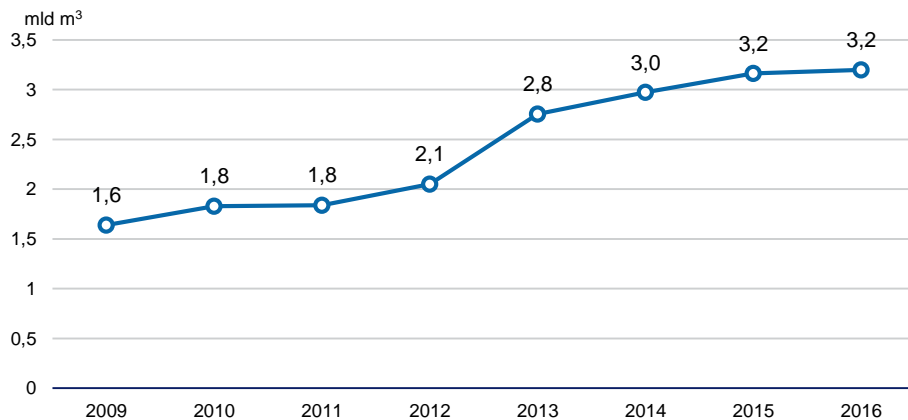
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- > **Działalność segmentu Obrót i Magazynowanie:**
 - > sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych; magazynowanie gazu, sprzedaż i obrót energią elektr.
 - > magazynowanie gazu
- > **Rosnący rynek w Polsce: CAGR +1,6% 2005-2015**
- > **Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu do 2022 roku:**
 - > Do 10,2 mld m³ rocznie, 85% Take-or-Pay
- > **Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):**
 - > 1,3 mld m³ gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
 - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrośnie do 2,8 mld m³ gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m³ gazu rocznie)
- > **2,5 mld m³ gazu sprzedanych w 2016 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 2018 r.)

> Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny

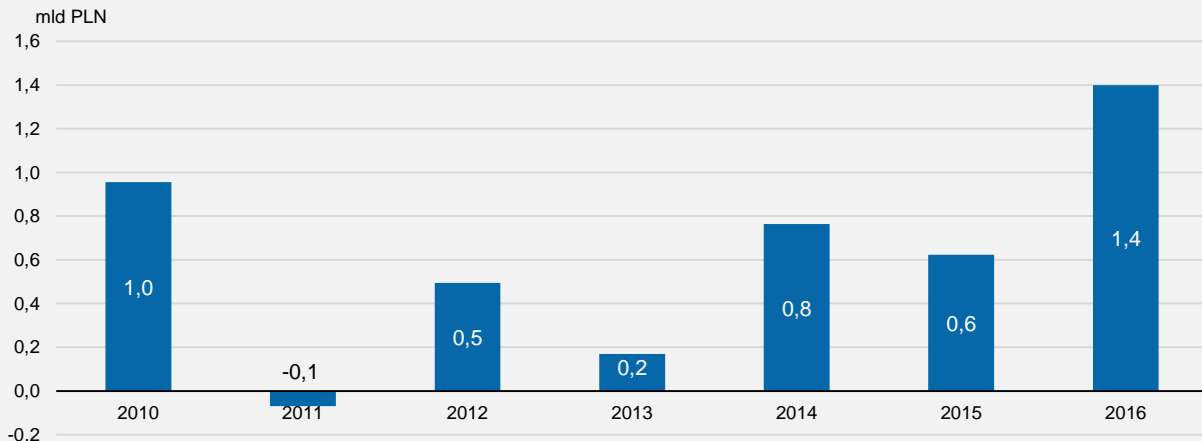


> Pojemność magazynów



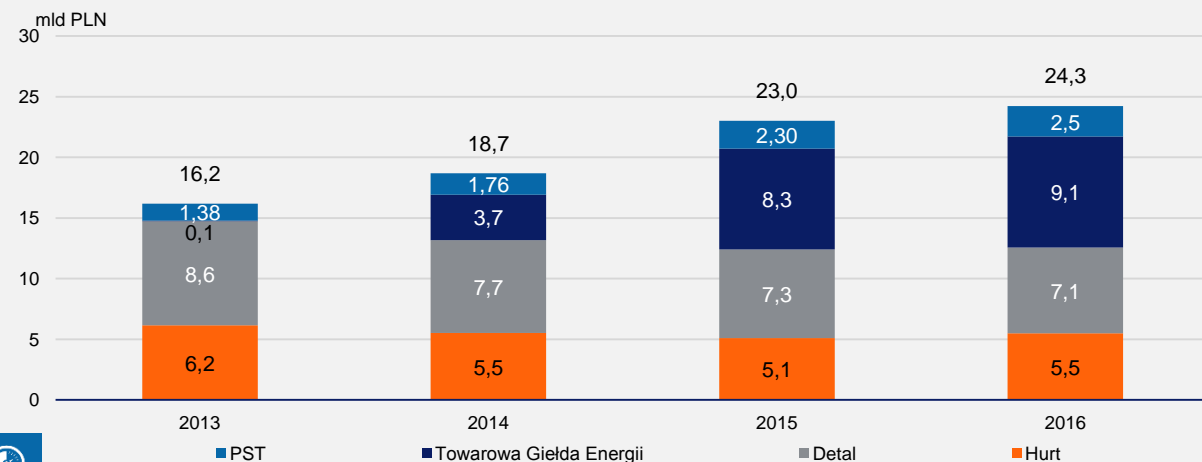
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie

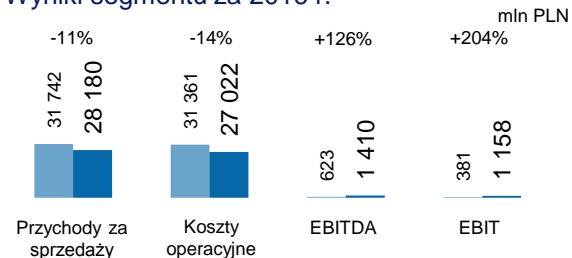


➤ Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu oraz niższe ceny rynkowe i taryfowe sprzedaży

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

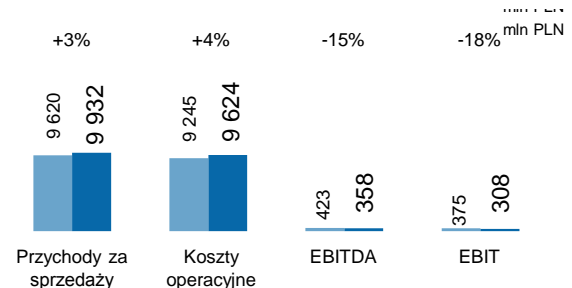


Wyniki segmentu za 2016 r.



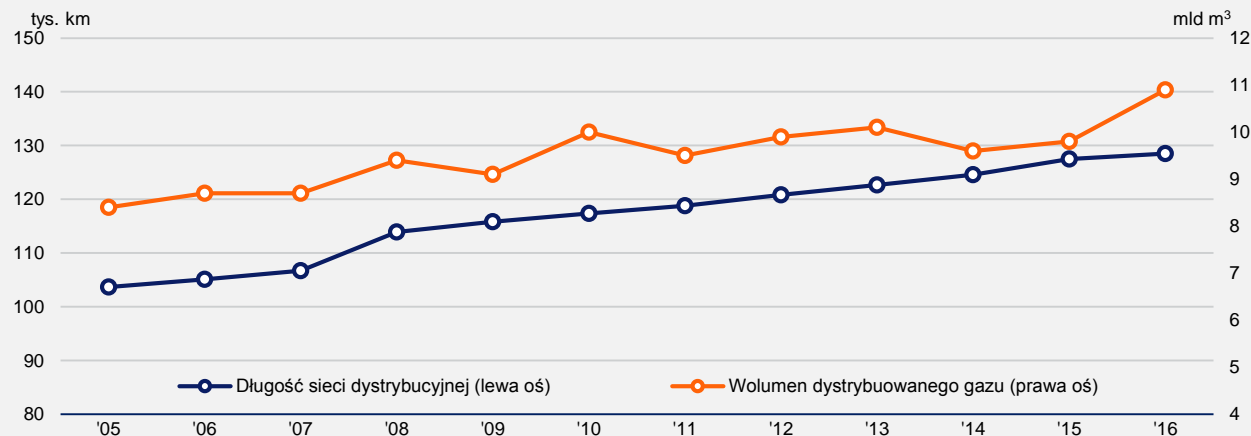
Wyniki segmentu za Q1 2017

W Q1 2017 wprowadzono zmiany w raportowaniu segmentów, co wpłynęło na zmianę wyników finansowych w segmentach GK PGNiG. Więcej informacji na stronie 25-29.

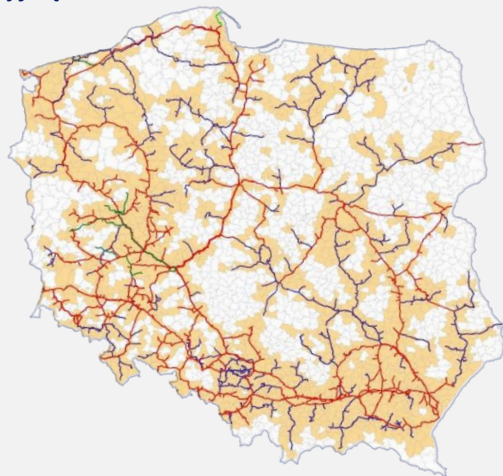


Dystrybucja

- > Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+2,4% CAGR 2005-2016)



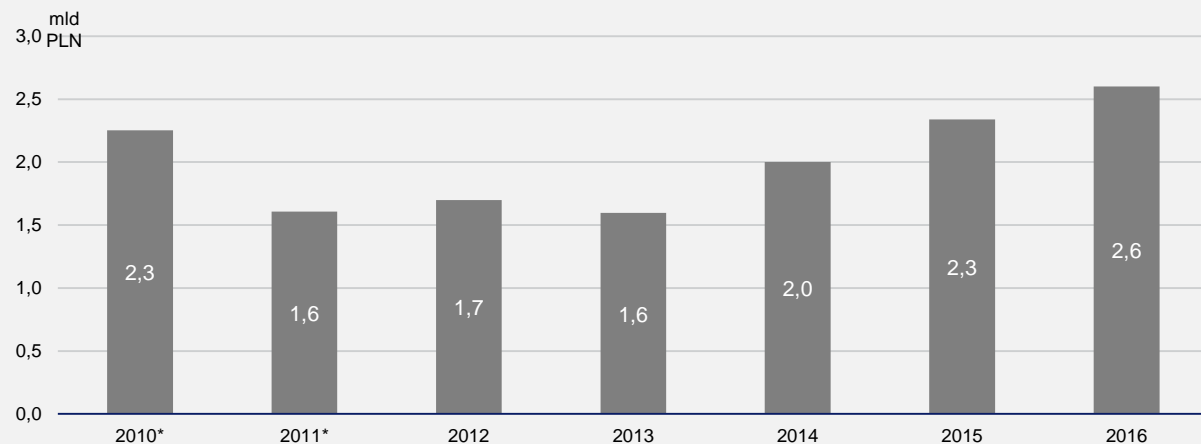
- > Pokrycie siecią dystrybucyjną



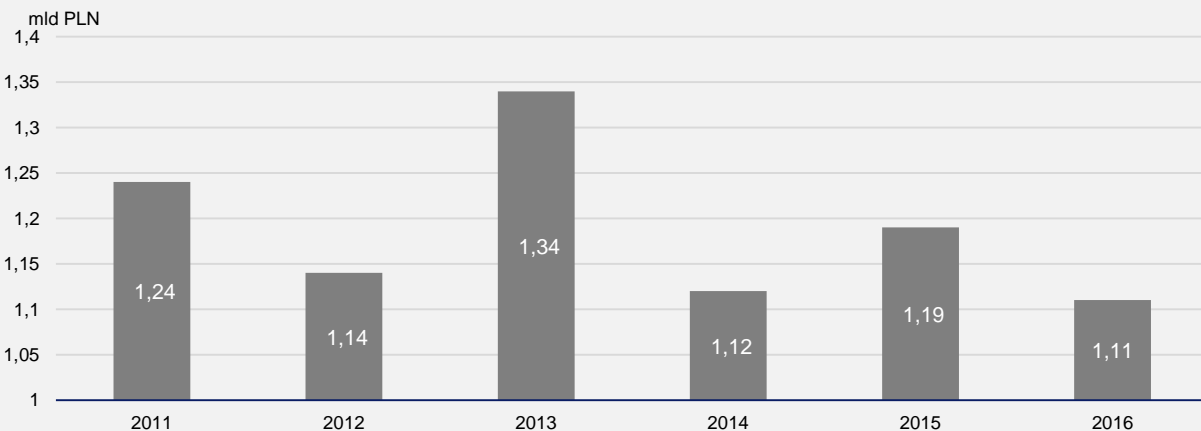
- > Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy
- > Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw)
- > Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci
- > Taryfa:
 - > Obowiązuje do 2014 r.
 - > Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC x 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

EBITDA segmentu Dystrybucja

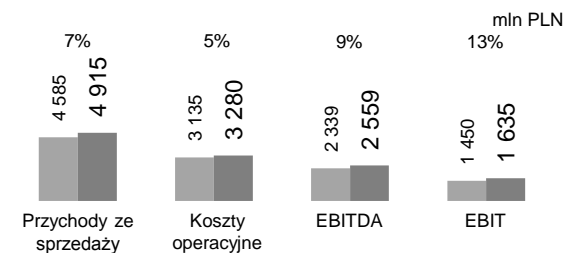


CAPEX segmentu

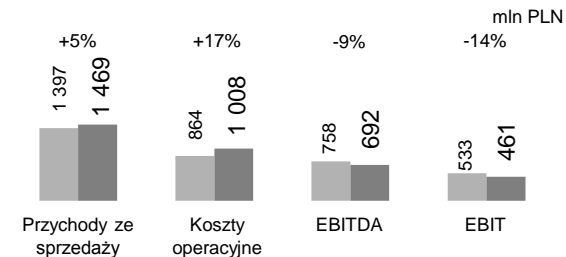


- Wzrost wolumenu o 11% R/R
- Cel strategiczny PSG to wygenerowanie łącznego wyniku EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

Wyniki segmentu za 2016 rok



Wyniki segmentu za Q1 2017



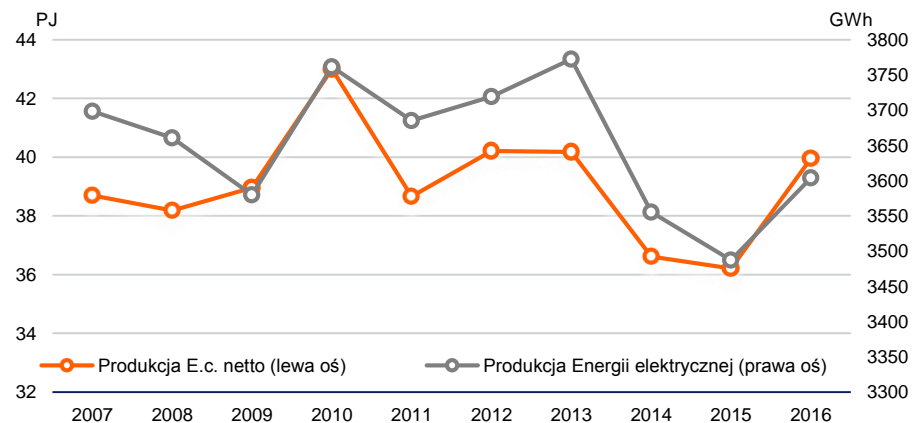
Wytwarzanie

- > 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

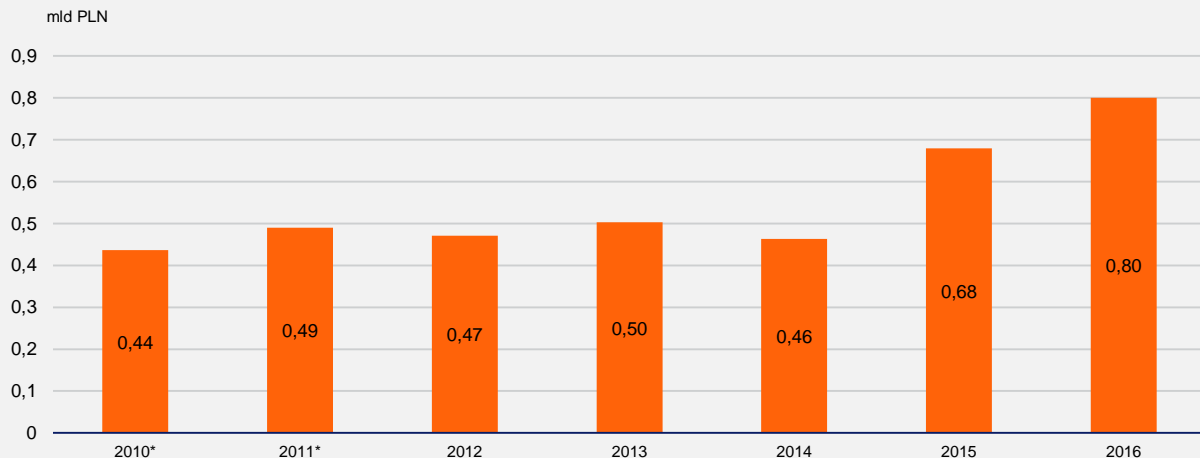
| | |
|---|-----------|
| Moc zainstalowana cieplna | 5,408 MWt |
| Moc osiągalna elektryczna | 1,147 Mwe |
| Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2016 r. | 40 PJ |
| Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2016 r. | 3,6 TWh |

> Produkcja ciepła i energii elektrycznej



Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

> EBITDA segmentu Wytwarzanie



> Inwestycje

> Budowa bloku gazowego 490 MWe, w Warszawie na Żeraniu (2020)

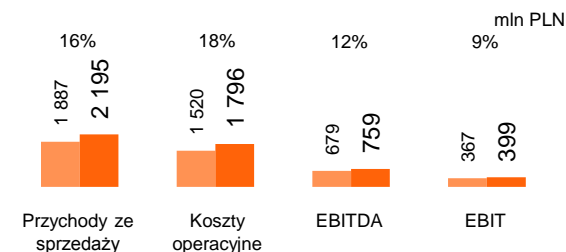
> Budowa kotła biomasowego 146 MWt na Siekierkach (2016)

> Elektrociepłownia Stalowa Wola

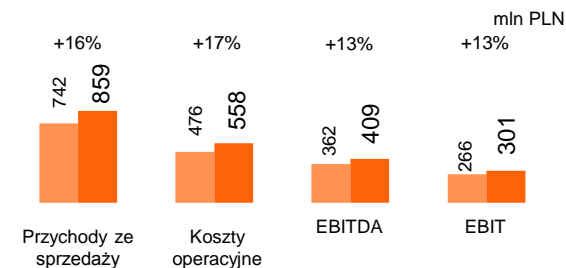
- > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
- > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m³ gazu przez 14 lat
- > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
- > W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu
- > W październiku 2016 r. zostało podpisane porozumienie w sprawie ustalenia podstawowych warunków brzegowych restrukturyzacji projektu budowy bloku, które dostosowuje obecne umowy handlowe ECSW do oczekiwanego terminu oddania bloku do eksploatacji
- > Zakończyła się inwentaryzacja obiektu. Inwestycja będzie kontynuowana z wykorzystaniem wyspecjalizowanej firmy wspierającej koordynację przedsięwzięcia w formule EPCM

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 12% do poziomu 1 263 mln PLN przy wolumenie wyższym o 10% i przy wyższej taryfie na ciepło w okresie 01.01-15.08 i niezmienionej taryfie na ciepło po 15.08
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania R/R o 21 mln PLN do poziomu 606 mln PLN w związku z 3% wzrostem wolumenu sprzedaży

> Wyniki segmentu za 2016 rok



> Wyniki segmentu za Q1 2016





Strategia, nakłady

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022

Nowa strategia Grupy PGNiG na lata 2017–2022 (z perspektywą do 2026 r.)

#1

Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

#2

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

#3

Cel nadrzędny

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

Zaufany

Nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

Dostawca energii

Kompleksowo zaspakajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)

Dom i biznes

Dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów - gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

Odpowiedzialnie

Działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie

Jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania

Jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

Wzrost wartości

Naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

Stabilność finansowa

Dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej



Podstawowe cele strategiczne Grupy

Cel nadrzędny

wzmocnienie pozycji konkurencyjnej Grupy przy jednoczesnym wsparciu rozwoju i zapewnieniu bezpieczeństwa rynku gazu w Polsce

Silna pozycja konkurencyjna PGNiG

Nowe kierunki dostaw gazu w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej w po wygaśnięciu „jamału” w roku 2022

Inwestycje produkcyjne w Norwegii ukierunkowane na zwiększenie wydobycia gazu do ok. 2,5 mld m³ rocznie po 2022 roku

Udział w projekcie Korytarza Norweskiego w celu zapewnienia możliwości bezpośredniego importu gazu z Norwegii

Rozwój handlu („tradingu”) gazem i LNG dla poprawy konkurencyjności PGNiG na europejskim i krajowym rynku gazu

Rozwój rynku gazu w Polsce

Przyspieszenie rozwoju sieci dystrybucyjnej w celu zwiększenia dynamiki przyłączeń nowych odbiorców oraz wzrostu rynku gazu

Intensyfikacja działalności upstream w Polsce w kierunku odbudowy zasobów oraz utrzymania wysokiego poziomu wydobycia

Istotna poprawa standardów obsługi klientów poprzez digitalizację kanałów obsługowych oraz poszerzenie oferty

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej



Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



1. Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35% (do 1 208 mln boe w 2022)
- > Zwiększenie łącznego poziomu wydobycia węglowodorów o 41% (do 55 mln boe w 2022)



2. Obrót hurtowy

- > Zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego po roku 2022
- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 7% (do 178 TWh w 2022)
- > Skumulowany wolumen sprzedaży gazu ziemnego na rynku hurtowym w kraju i zagranicą na poziomie 1000 TWh



3. Obrót detaliczny

- > Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym
- > Utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na poziomie 67-69 TWh/rok



4. Magazynowanie

- > Zabezpieczenie pojemności magazynowych dostosowanych do popytu
- > Wzrost efektywności obszaru magazynowania



5. Dystrybucja

- > Ponad 300 tys. nowych przyłączy w latach 2017-2022
- > Zwiększenie dynamiki rocznego przyrostu liczby przyłączy o 17%
- > Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego o 16%



6. Energetyka i ciepłownictwo

- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii o 20% (do 18 TWh w 2022)

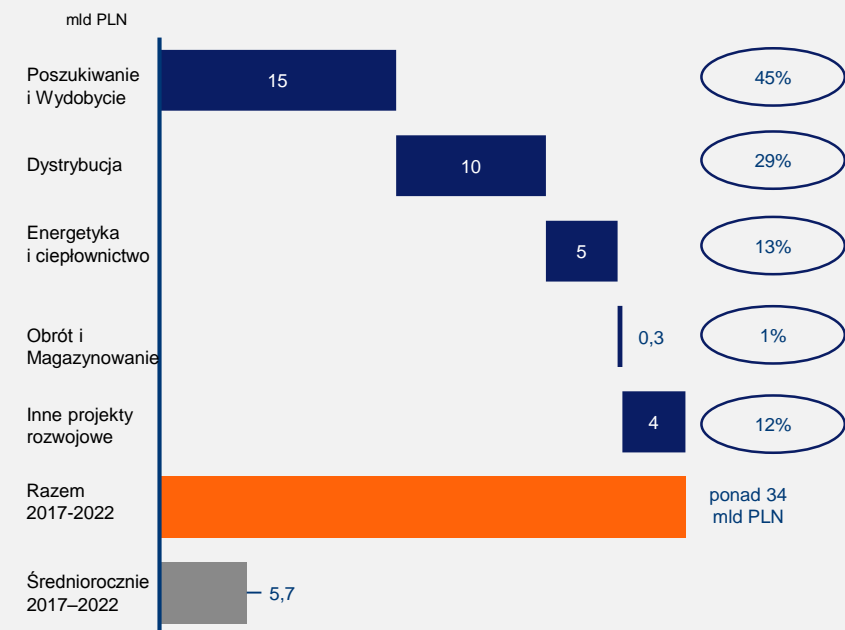


7. Centrum Korporacyjne

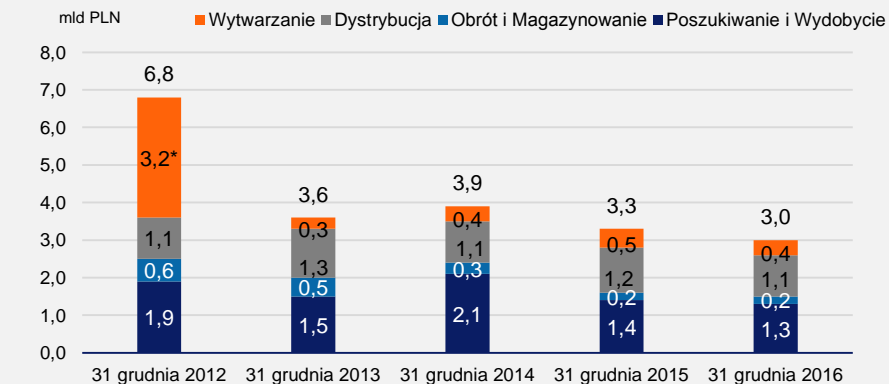
- > Efektywna realizacja projektów R&D&I oraz wzmocnienie wizerunku Grupy
- > Poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG

CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

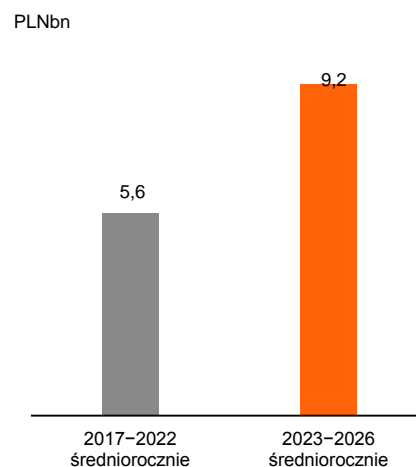
> CAPEX w latach 2017-2022



> CAPEX w latach 2012-2016



> EBITDA w latach 2017-2022



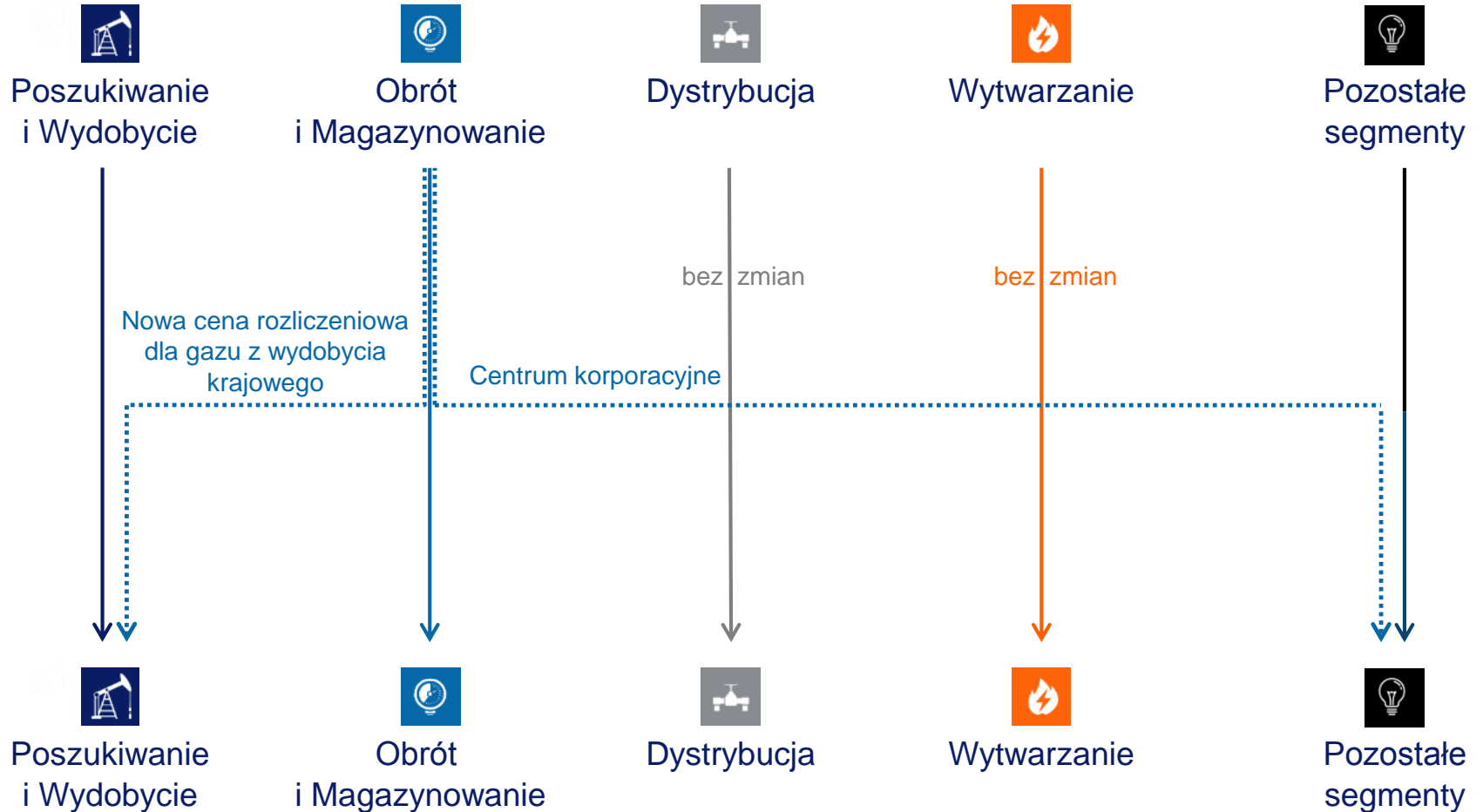
- > Skumulowany wynik EBITDA około 33,7 mld PLN
- > Ambitny program inwestycyjny umożliwi długoterminowy wzrost wyniku EBITDA Grupy, szczególnie w latach 2023-2026 (ok. 9,2 mld PLN średniorocznie)
- > Utrzymanie bezpiecznego poziomu zadłużenia (stosunek dług netto/EBITDA nie wyższy niż 2,0)

- > Blisko połowa nakładów inwestycyjnych (45%) dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobywania
- > Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 na poziomie około 5,7 mld PLN

Zmiany w prezentacji segmentów działalności



Zmiana segmentów sprawozdawczych (1/4)



Zmiana segmentów sprawozdawczych (2/4)

1 Metoda ustalenia ceny rozliczeniowej



- > Przekazanie gazu pomiędzy segmentem Poszukiwanie i Wydobywanie a Obrót i Magazynowanie następuje po cenie kalkulowanej jako średnia miesięczna notowań TGE RDN (Rynek Dnia Następnego) pomniejszona o dyskonto gwarantujące segmentowi Obrót i Magazynowanie pokrycie uzasadnionej części kosztów magazynowania gazu wysokometanowego oraz marżę.

2 Wydzielenie centrum korporacyjnego



- > Zarząd PGNiG zdecydował o skorygowaniu wyników finansowych segmentu Obrót i Magazynowanie o przychody i koszty generowane przez Centralę PGNiG S.A. oraz PGNiG Finance AB, które pełnią funkcje wsparcia dla innych segmentów GK PGNiG.
- > Centrum korporacyjne zostało zaprezentowane w „Pozostałych segmentach”

3 Koszty operacyjne – pozostałe pozycje



- > W ramach prowadzonych prac uporządkowano inne pozycje kosztów operacyjnych, kierując się rodzajem prowadzonej działalności.

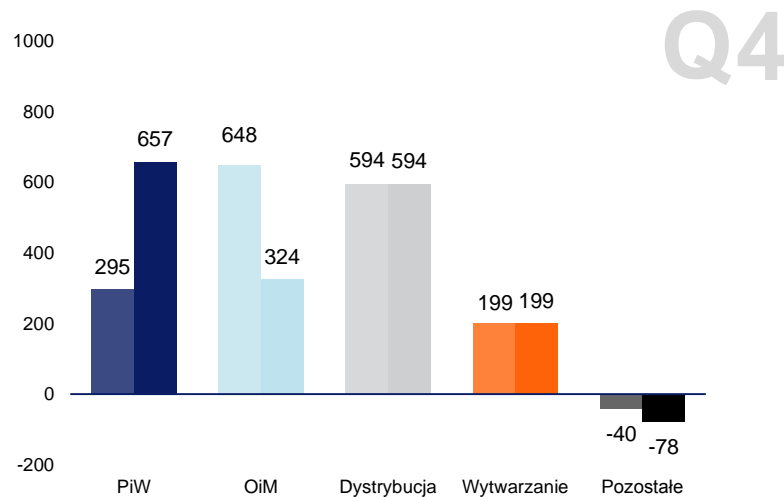
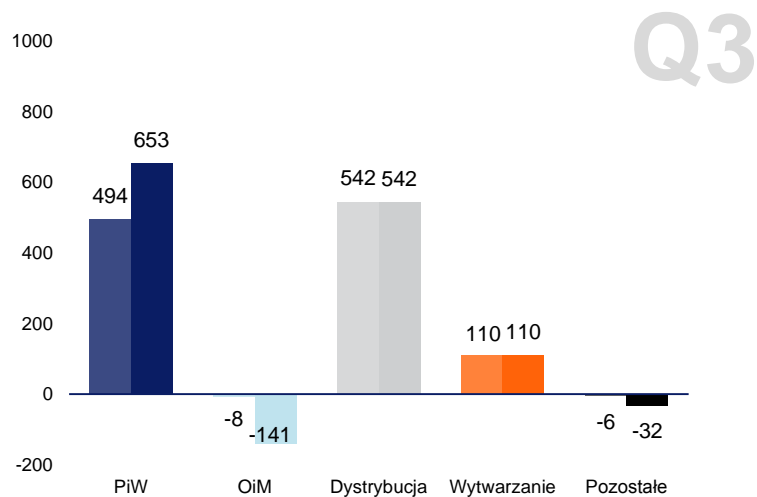
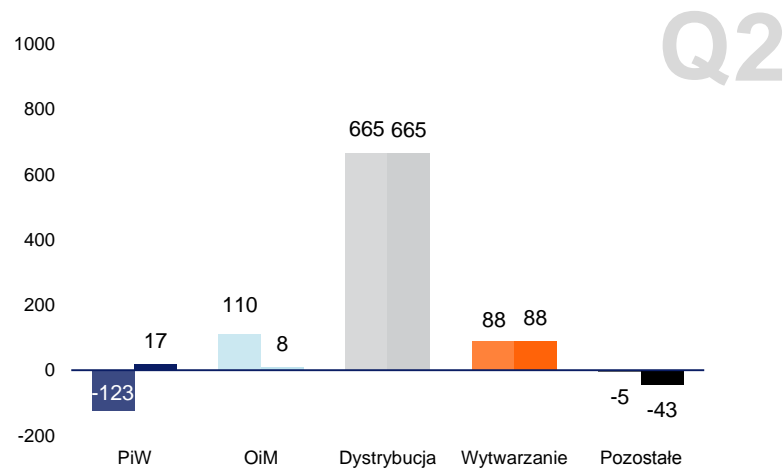
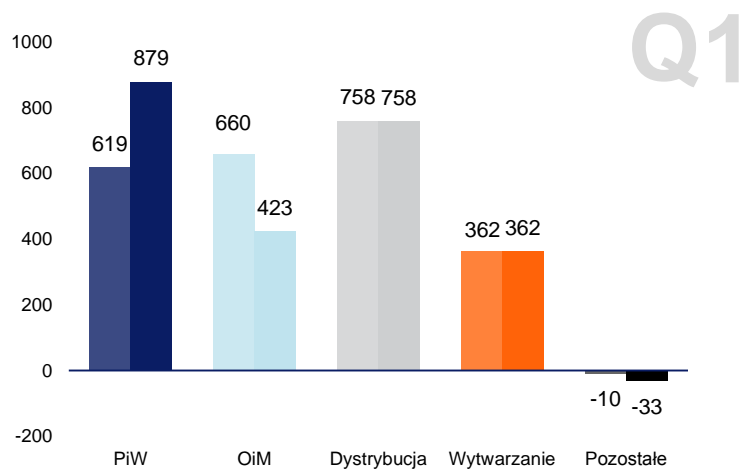
Skutki zmian [EBITDA 2016 w mln PLN] (3/4)

| Dotychczasowy sposób raportowania | Q1 2016 | Q2 2016 | Q3 2016 | Q4 2016 | Q1 2017 |
|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 619 | (123) | 494 | 295 | - |
| Obrót i Magazynowanie | 660 | 110 | (8) | 648 | - |
| Dystrybucja | 758 | 665 | 542 | 594 | - |
| Wytwarzanie | 362 | 88 | 110 | 199 | - |
| Pozostałe segmenty | (10) | (5) | (6) | (40) | - |
| Eliminacje | 4 | 2 | 5 | 11 | - |

| Reklasyfikacja | Q1 2016 | Q2 2016 | Q3 2016 | Q4 2016 | Q1 2017 |
|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 260 | 140 | 159 | 362 | - |
| Obrót i Magazynowanie | (237) | (102) | (133) | (324) | - |
| Dystrybucja | - | - | - | - | - |
| Wytwarzanie | - | - | - | - | - |
| Pozostałe segmenty | (23) | (38) | (26) | (38) | - |
| Eliminacje | - | - | - | - | - |

| Nowy sposób raportowania | Q1 2016 | Q2 2016 | Q3 2016 | Q4 2016 | Q1 2017 |
|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 879 | 17 | 653 | 657 | 1 376 |
| Obrót i Magazynowanie | 423 | 8 | (141) | 324 | 358 |
| Dystrybucja | 758 | 665 | 542 | 594 | 692 |
| Wytwarzanie | 362 | 88 | 110 | 199 | 409 |
| Pozostałe segmenty | (33) | (43) | (32) | (78) | (66) |
| Eliminacje | 4 | 2 | 5 | 11 | - |

Skutki zmian [EBITDA 2016 w mln PLN] (4/4)*





Załączniki

Podstawowe wyniki finansowe w 2016

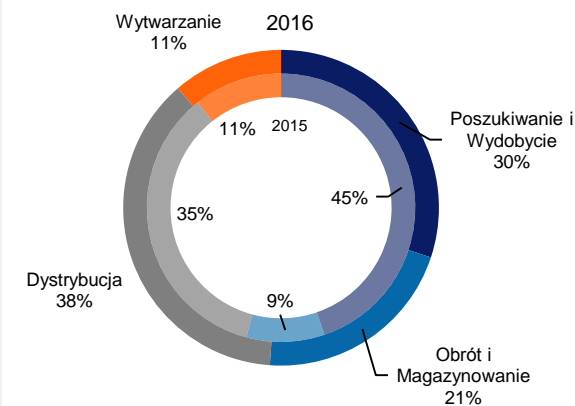
| [mIn PLN] | 2015 | 2016 | Δ% |
|-------------------------------------|----------|-----------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 36 464 | 33 196 | (9%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (30 384) | (27 222) | (10%) |
| EBITDA | 6 080 | 5 974 | (2%) |
| skor. EBITDA* | 6 670 | 6 810 | 2% |
| Amortyzacja | (2 790) | (2 614) | (6%) |
| EBIT | 3 290 | 3 360 | 2% |
| Wynik na działalności finansowej | (225) | (76) | (66%) |
| Zysk netto | 2 136 | 2 349 | 10% |

- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 3,7 mld PLN (24,8 mld PLN w 2016 r.), przy 6% wzroście R/R wolumenu sprzedaży sięgającym blisko 23 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 338 mln PLN w 2016 r. przy spadku o 3% R/R wolumenu sprzedaży, sięgającym 1 347 tys. ton.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o 17%, czyli 3,7 mld PLN R/R.
- Spadek amortyzacji R/R o 166 mln PLN w Norwegii ze względu na zmniejszone wolumeny sprzedaży (metoda naturalna amortyzacji) oraz przeszacowanie zasobów.

- Znaczący wpływ odpisów aktualizujących na majątek trwały zawiązanych w 2016 i 2015 r.: odpowiednio -836 mln PLN i -590 mln PLN. Skorygowana EBITDA wzrosła o 2% R/R.
- 55 mln PLN zysku w 2016 r. vs -80 mln PLN straty w 2015 r. 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 -53 mln PLN.
- Wzrost kosztów z tytułu opłaty regazyfikacyjnej o 176 mln PLN R/R i opłat eksploatacyjnych od wydobycia ropy i gazu o 84 mln PLN R/R.

- Znaczący wpływ spadku ceny surowców na roczne wyniki operacyjne

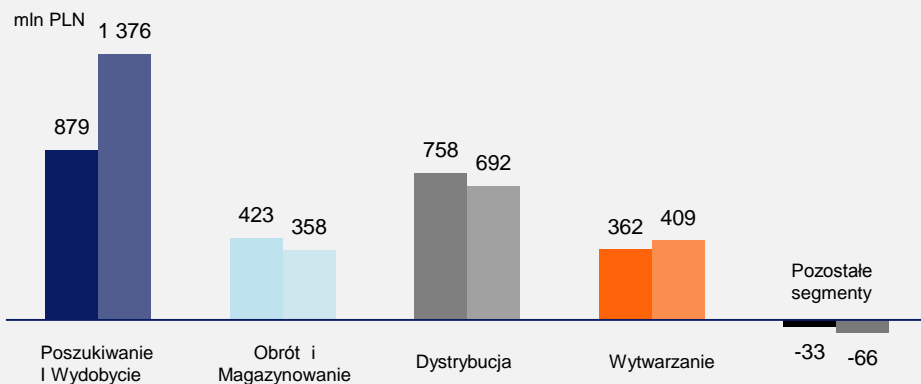
- Udział segmentów w wyniku skorygowanej EBITDA* Grupy w 2016 roku



* EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na rzeczowym majątku trwałym

Podstawowe wyniki finansowe - Q1 2017

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2017 vs Q1 2016



Poszukiwanie i Wydobywanie

> Wzrost przychodów ze sprzedaży:

- > ropy i kondensatu R/R o 242 mln PLN (+66%),
- > gazu R/R o 219 mln PLN (+26%),
- > usług geofizycznych i wiertniczych R/R o 25 mln PLN (+26%).

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 5% pomimo niższych cen sprzedaży, głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 11%.
- > Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q1 2017 o 35 mln PLN wobec odwrócenia odpisu na +165 mln PLN w Q1 2016 (stan odpisu na koniec 1Q17 wyniosło 66 mln PLN).

Dystrybucja

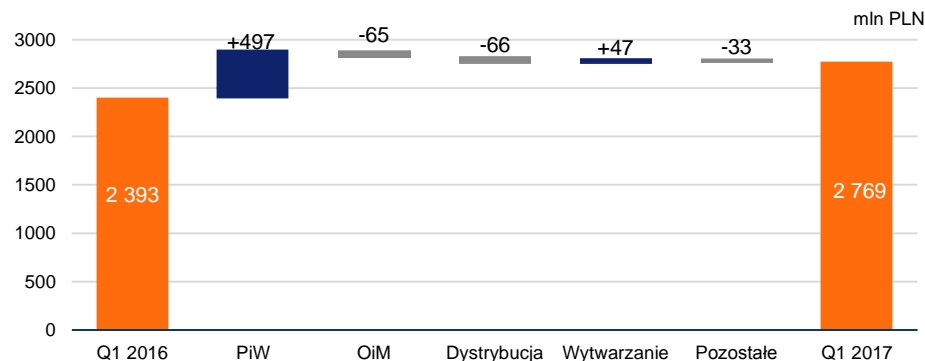
- > Wzrost wolumenu o 13% R/R w Q1 2017.
- > W Q1 2017 wpływ bilansowania systemu na -218 mln PLN (-150 mln PLN rok wcześniej).

Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji).

| [mln PLN] | Q1 2016 | Q1 2017 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|----------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 10 980 | 11 652 | 6% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (8 587) | (8 883) | 3% |
| EBITDA | 2 393 | 2 769 | 16% |
| Amortyzacja | (672) | (695) | (3%) |
| EBIT | 1 721 | 2 074 | 21% |
| Wynik na działalności finansowej | 48 | 19 | (60%) |
| Zysk netto | 1 386 | 1 599 | 15% |

> Wzrost EBITDA Grupy PGNiG w Q1 2016 vs Q1 2017*



*Zmiany nie uwzględniają uzgodnień do danych skonsolidowanych



Wzrost kosztów operacyjnych w Q1 2017

| [mIn PLN] | Q1 2016 | Q1 2017 | Δ% |
|---|--------------|---------------------|---------------|
| Paliwa do produkcji ciepła i energii | (282) | (293) | 4% |
| Zużycie pozostałych surowców i materiałów | (361) | (351) | (3%) |
| Świadczenia pracownicze | (545) | (642) | 18% |
| Usługa przesyłowa | (239) | (294) | 23% |
| Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki | (46) | (17) | (63%) |
| Pozostałe usługi obce | (236) | (361) | 52% |
| <i>Usługi gazownicze (w tym regazyfikacja LNG)</i> | <i>(10)</i> | <i>(95)</i> | <i>8x</i> |
| Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto | (48) | (338) | 6x |
| <i>Zmiana stanu odpisów</i> | <i>205</i> | <i>7</i> | <i>(97%)</i> |
| <i>-Odpis na zapasy</i> | <i>170</i> | <i>(19)</i> | <i>(111%)</i> |
| <i>-Odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego</i> | <i>49</i> | <i>20</i> | <i>(59%)</i> |
| <i>Podatki i opłaty</i> | <i>(448)</i> | <i>(524)</i> | <i>17%</i> |
| Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | 163 | 159 | (2%) |
| Amortyzacja | (672) | (695) | 3% |
| Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu | (2 266) | (2 829) | 4% |
| Koszt sprzedanego gazu | (6 993) | (6 749) | (3%) |
| Koszty operacyjne ogółem | (9 259) | (9 578) | 3% |

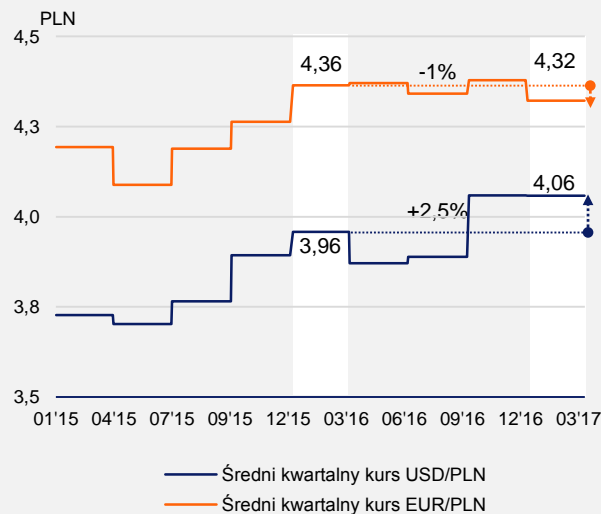
- Wzrost kosztów regazyfikacji, opłat eksploatacyjnych zrekompensowane przez spadek kosztów pozyskania gazu.

Komentarz:

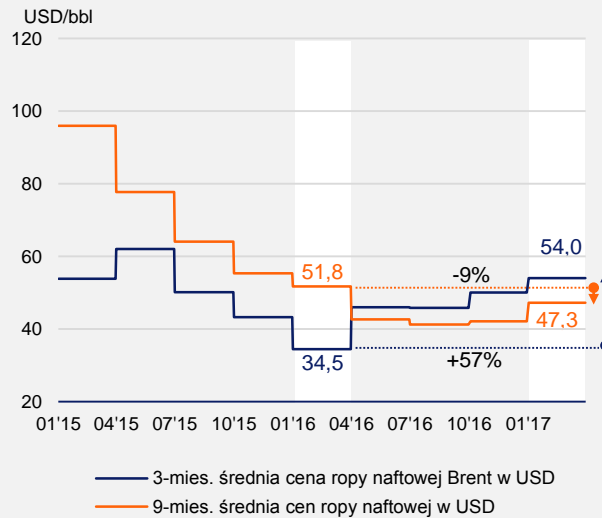
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych z tytułu premii pracowniczych (+50 mln PLN R/R), wzrostu wynagrodzeń +19 mln PLN R/R i innych świadczeń pracowniczych.
- Niższy koszt spisania odwiertów negatywnych: -17 mln PLN w Q1 2017 vs -46 mln PLN w Q1 2016. W obu okresach spisano 3 odwierty negatywne, nie wystąpiły koszty sejsmiki.
- Wzrost kosztów pozostałych usług obcych o 123 mln PLN R/R głównie w związku ze wzrostem kosztu regazyfikacji (+87 mln PLN R/R)
- Wzrost kosztów z tytułu różnic kursowych z działalności operacyjnej o 94 mln PLN R/R.
- Wzrost podatków i opłat (75 mln PLN) głównie w wyniku niedoszacowania podatku od gazociągów (wzrost o 56 mln PLN) w Q1 2016.
- Zmiana stanu produktów +107 mln PLN R/R

Czynniki wpływające na wynik finansowy

- > Wzrost USD wobec PLN R/R, stabilne EUR wobec PLN R/R



- > 3-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q1 2017 o 57% R/R



- > Wzrost przychodów ze sprzedaży wskutek rosnących cen ropy naftowej i wolumenów sprzedaży gazu

- > Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem

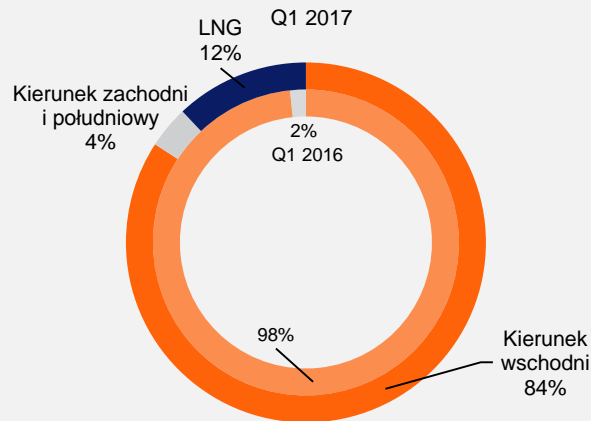


Uwagi:

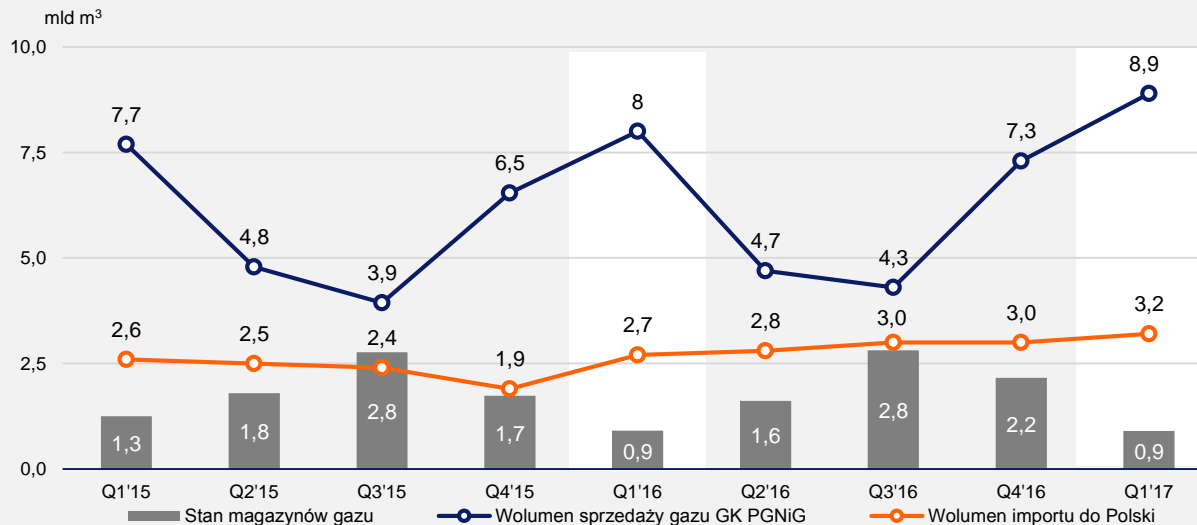
- > Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- > Ważoną wolumenem średnią kwartalną cen kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

Sprzedaż i struktura importu gazu

> Struktura importu gazu do Polski w Q1 2017 vs Q1 2016



> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



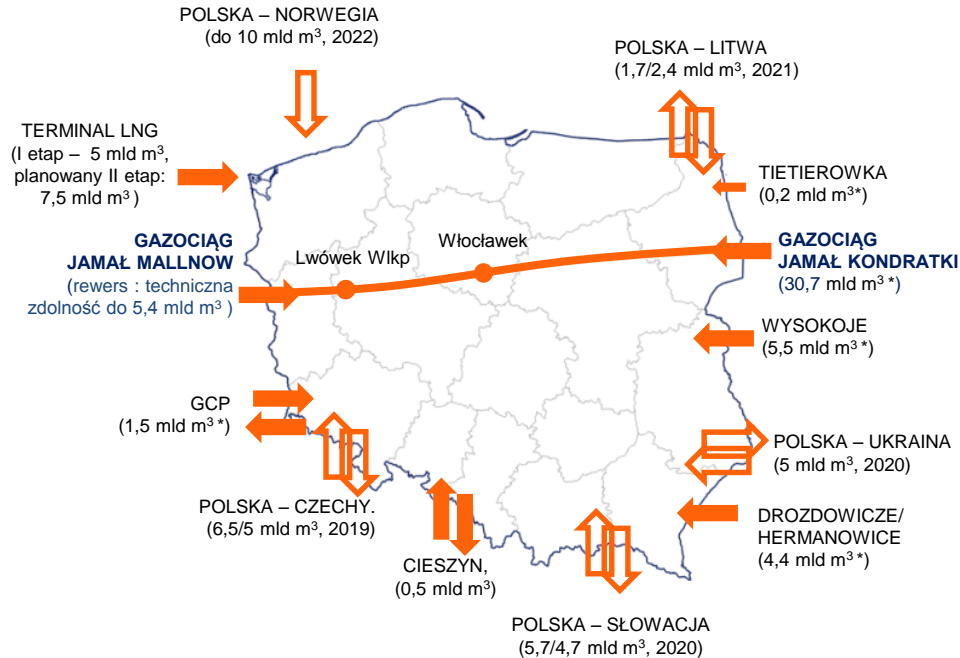
- > Istotny udział LNG w strukturze importu w Q1 2017.
- > Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q1 2017 wyższa R/R o 0,9 mld m³, przede wszystkim do odbiorców przemysłowych zarówno w obrocie detalicznym jak i hurtowym.

Komentarz:

- > Zapas LNG w terminalu: 99 mln m³ (na 31.03.2017).

Kierunki dostaw gazu

> Interkonektory

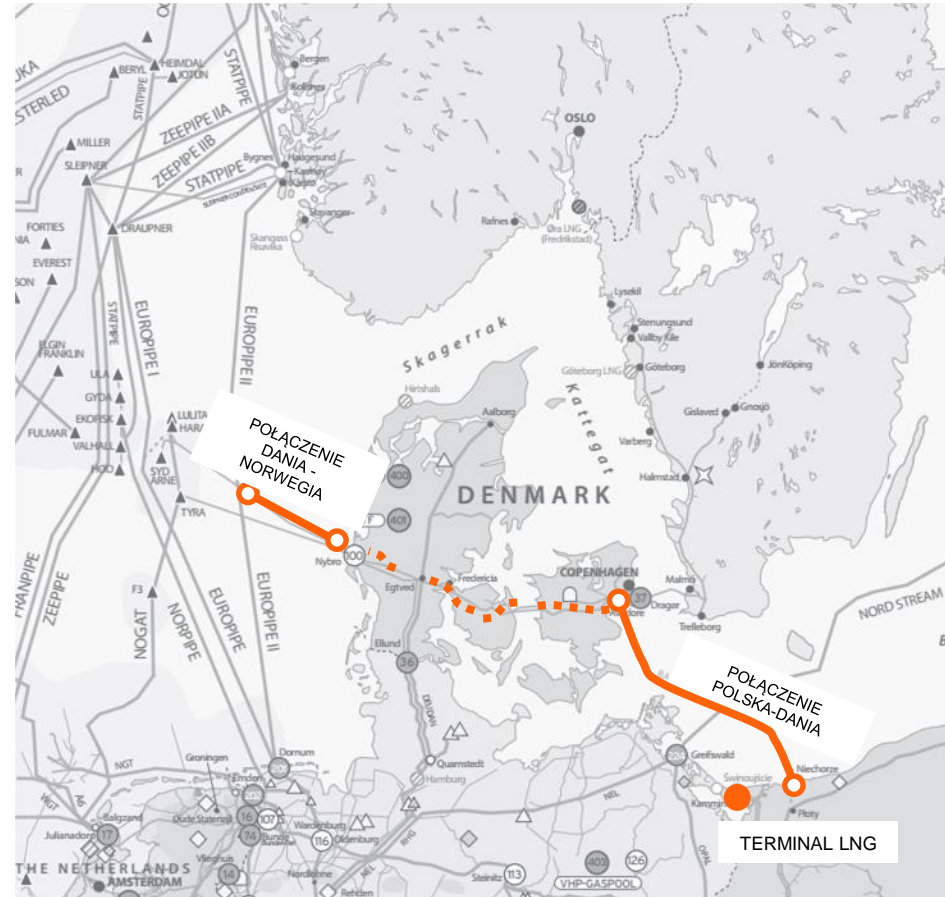


* Przepustowość techniczna

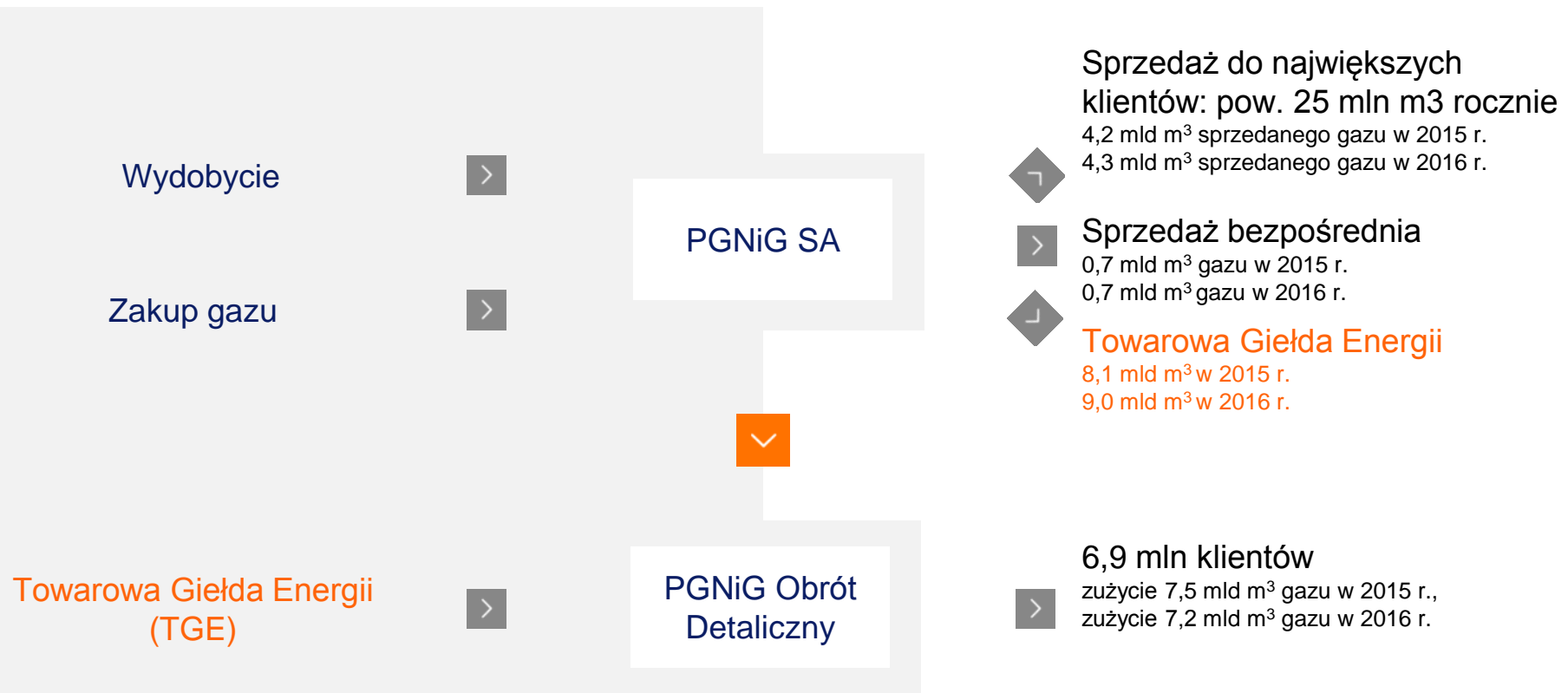
➔ Połączenia istniejące

➡ Połączenia planowane, w trakcie budowy (przepustowość do/z polskiego systemu)

> Projekt Bramy Północnej



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu



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).

Zmiany na polskim rynku gazu

| Wolumen sprzedaży gazu (mln m ³) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|------|------|-------------|
| Grupa PGNiG ogółem | 18,6 | 23,0 | 24,3 |
| PGNiG SA (bez Pakistanu) | 13,8 | 13,2 | 14,5 |
| <i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i> | 3,7 | 8,1 | 9,0 |
| PGNiG Obrót Detaliczny | 3,0 | 7,5 | 7,3 |

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

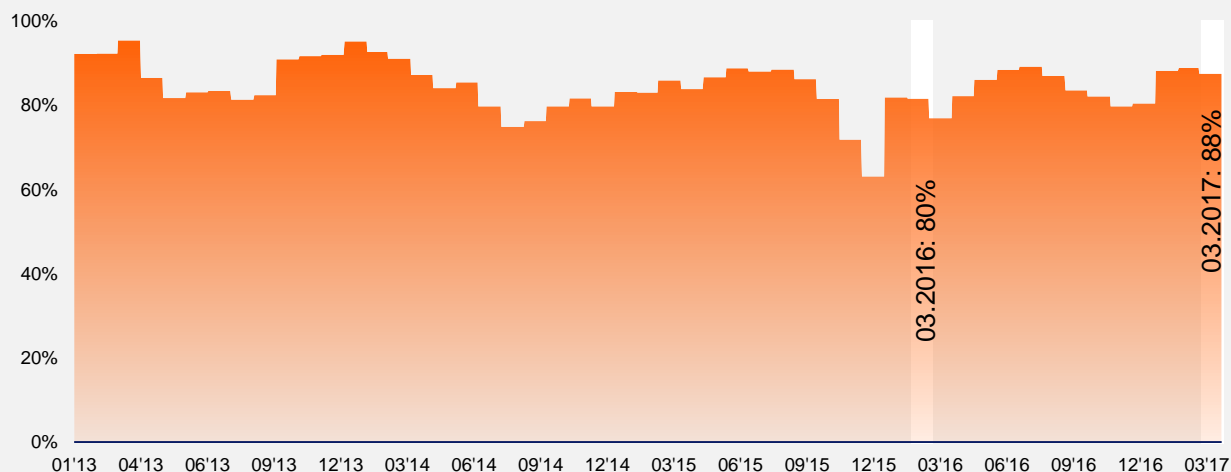
Komentarz:

- > 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.
- > Gaz zaazotowany 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.

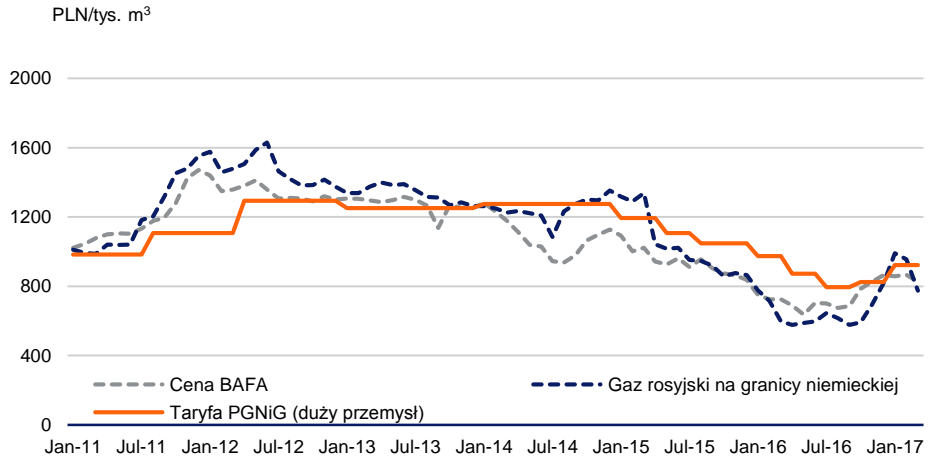
> Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



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 wydobyczą) |
| Magazynowanie (do marca 2018) | Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC × 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) |
| Dystrybucja (od 2014) | Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) |

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



> Harmonogram deregulacji rynku gazu w Polsce



> Zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży na rynku hurtowym w: i) punkcie wirtualnym, (ii) w formie LNG lub CNG, oraz (iii) w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych zgodnie z przepisami Ustawy Zamówień Publicznych.

> Zwolnienie z obowiązku taryfikacji dla przedsiębiorstw obrotu dostarczających gaz dla innych klientów biznesowych (w tym większych przedsiębiorstw przemysłowych i małych i średnich przedsiębiorstw).

> Utrzymanie obowiązku taryfowego dla podmiotów oferujących gaz gospodarstwom domowym.

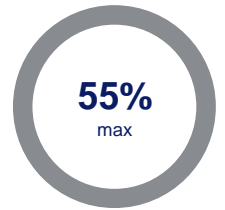
> Poziomy obligo giełdowego



W 2013 r.



Od 1 stycznia 2014 r.



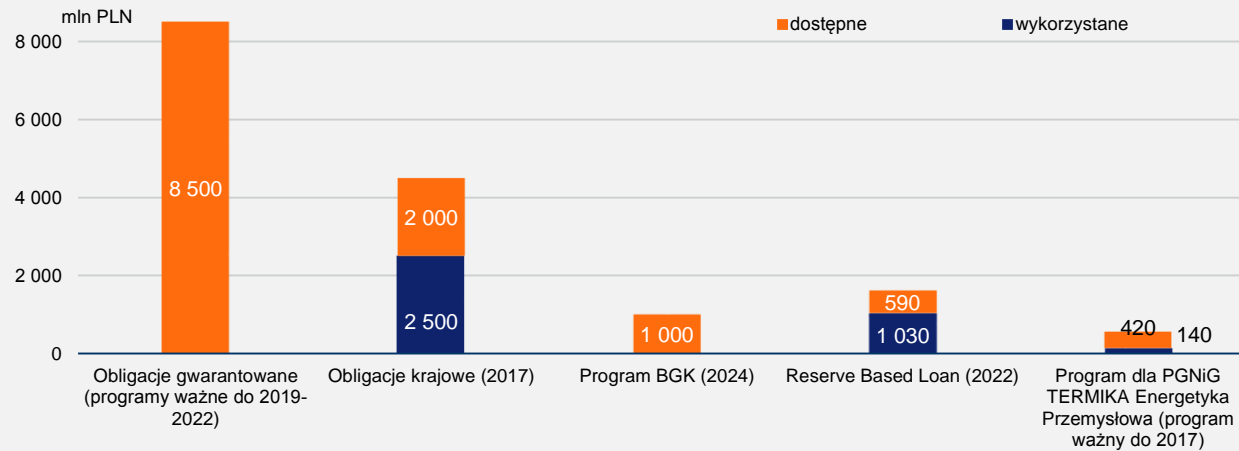
Od 1 stycznia 2014 r.

> 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.

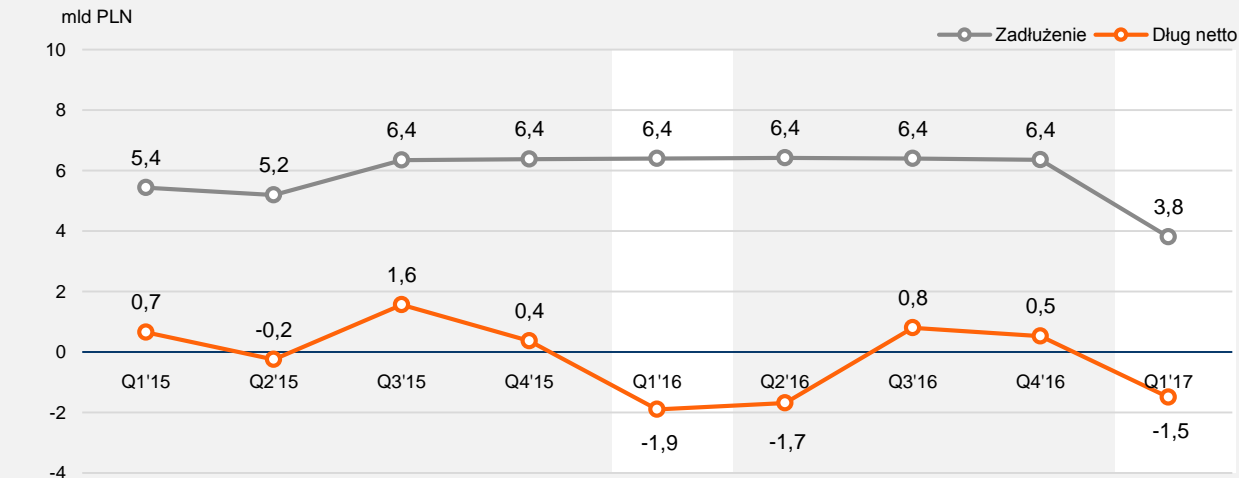


Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.03.2017)



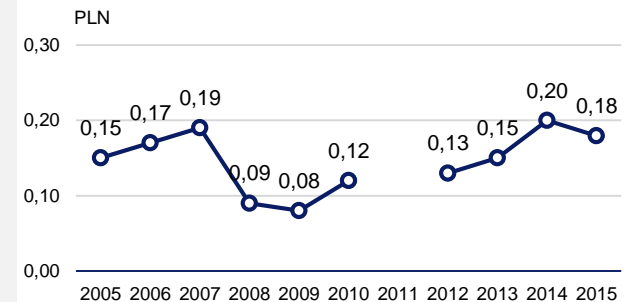
> Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

> W dniu 13 lutego 2017 r. PGNiG dokonała terminowej spłaty pożyczki udzielonej przez PGNiG Finance AB w wysokości 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami. W dniu 14 lutego 2017r. PGNiG Finance AB wykupiła euroobligacje o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami.

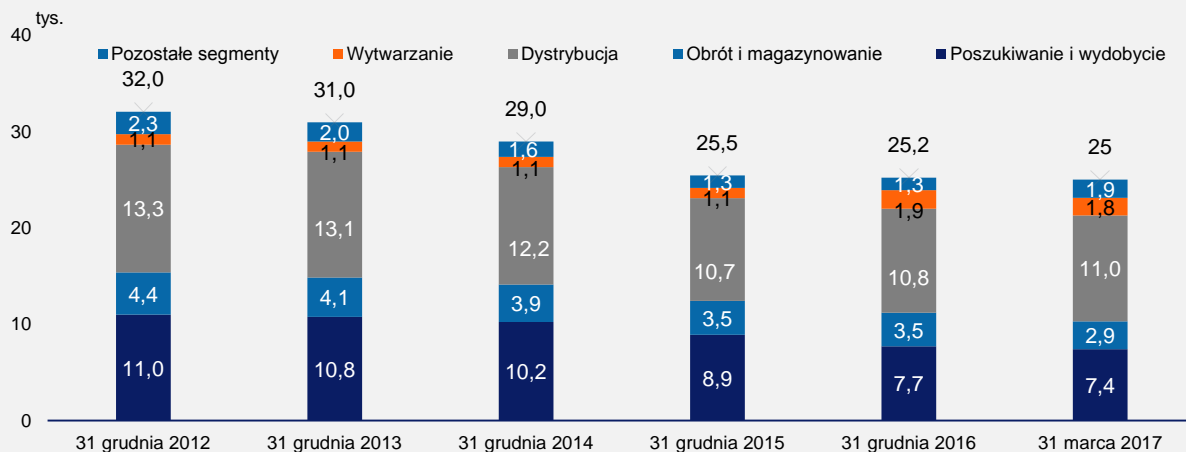
> Dywidenda na akcje



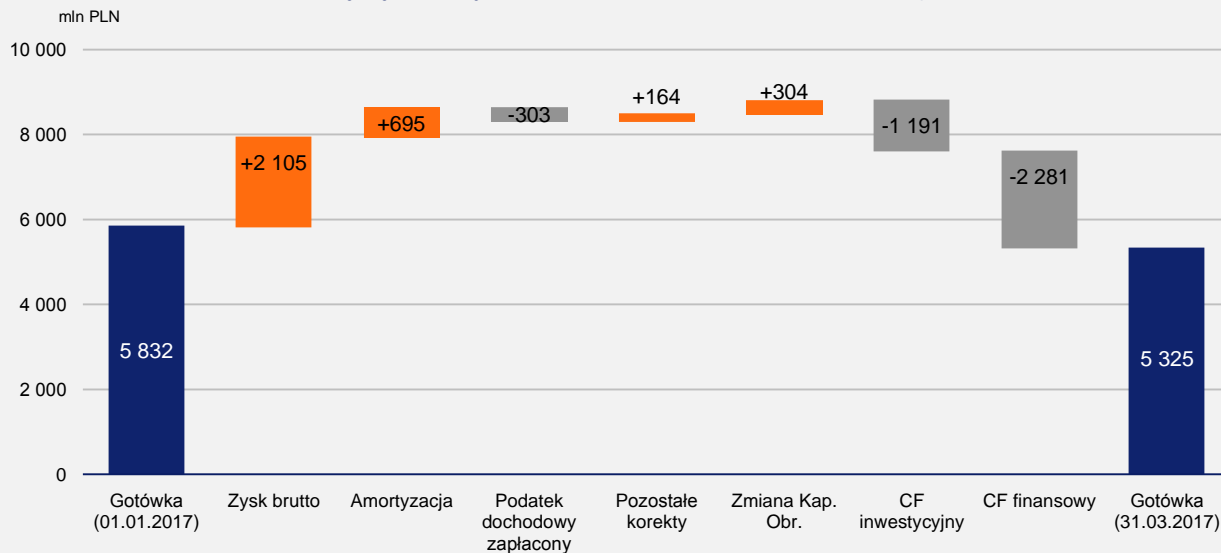
> Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

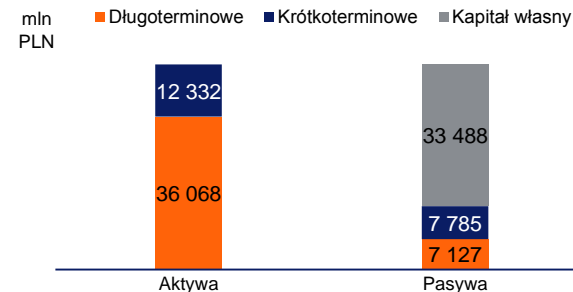
> Zatrudnienie (stan na dzień)



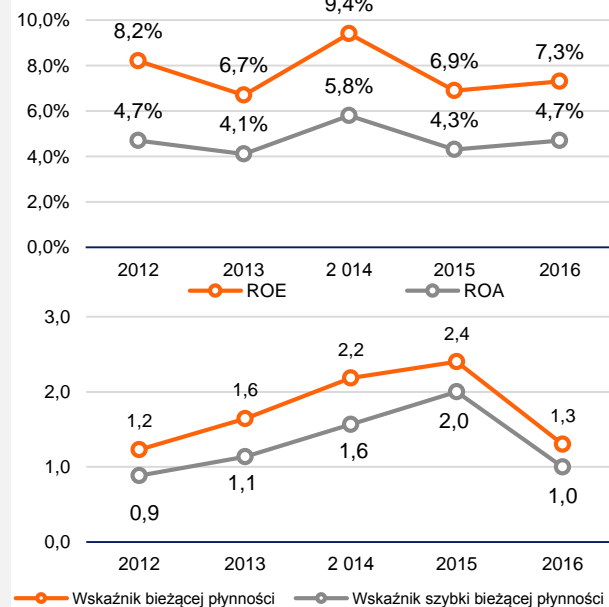
> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2017 r. - 31.03.2017 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.03.2017 r.)



> Rentowność i wskaźniki płynności



Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m³]

| | Q1 2017 | FY 2016 | Q4 2016 | Q3 2016 | Q2 2016 | Q1 2016 | FY 2015 | Q4 2015 | Q3 2015 | Q2 2015 | Q1 2015 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 474 | 1 918 | 473 | 450 | 487 | 509 | 2 027 | 504 | 515 | 507 | 501 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 328 | 1 401 | 347 | 346 | 349 | 359 | 1 454 | 366 | 359 | 362 | 367 |
| <i>w tym w Norwegii</i> | 146 | 517 | 126 | 104 | 138 | 150 | 573 | 138 | 156 | 145 | 134 |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 712 | 2 540 | 692 | 582 | 596 | 670 | 2 564 | 664 | 612 | 602 | 685 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 680 | 2 480 | 670 | 570 | 584 | 657 | 2 513 | 651 | 601 | 589 | 672 |
| <i>w tym w Pakistanie</i> | 32 | 59 | 22 | 12 | 13 | 13 | 52 | 13 | 12 | 13 | 13 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 1 186 | 4 458 | 1 165 | 1 032 | 1 083 | 1 179 | 4 591 | 1 168 | 1 128 | 1 109 | 1 186 |
| Wydobycie razem przeliczone na kboe/d | 81 | 79 | 82 | 72 | 77 | 84 | 81 | 84 | 80 | 79 | 83 |

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

| | | | | | | | | | | | |
|--|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 8 396 | 22 900 | 6 923 | 4 006 | 4 411 | 7 560 | 21 653 | 6 184 | 3 662 | 4 497 | 7 311 |
| <i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i> | 734 | 2 511 | 561 | 614 | 571 | 764 | 2 311 | 648 | 639 | 502 | 522 |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 469 | 1 373 | 419 | 244 | 298 | 412 | 1 295 | 355 | 261 | 285 | 395 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 8 865 | 24 273 | 7 342 | 4 250 | 4 709 | 7 972 | 22 949 | 6 539 | 3 922 | 4 782 | 7 705 |
| <i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i> | 243 | 756 | 218 | 137 | 181 | 221 | 736 | 192 | 169 | 169 | 206 |

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

| | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Razem | 3 219 | 11 527 | 2 968 | 3 020 | 2 837 | 2 702 | 9 330 | 1 863 | 2 398 | 2 495 | 2 574 |
| <i>w tym: kierunek wschodni</i> | 2 709 | 10 248 | 2 539 | 2 429 | 2 623 | 2 657 | 8 155 | 1 774 | 2 329 | 2 219 | 1 833 |
| <i>w tym: LNG</i> | 387 | 974 | 380 | 384 | 210 | - | - | - | - | - | - |

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

| | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|
| Wydobycie ropy naftowej i kondensatu | 346 | 1 318 | 344 | 298 | 328 | 348 | 1 428 | 358 | 367 | 317 | 386 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 216 | 764 | 207 | 177 | 176 | 203 | 765 | 207 | 204 | 147 | 207 |
| <i>w tym w Norwegii</i> | 130 | 555 | 137 | 121 | 152 | 145 | 664 | 151 | 163 | 170 | 180 |
| Wydobycie razem przeliczone na kbb/d | 27 | 26 | 27 | 24 | 26 | 28 | 29 | 29 | 29 | 26 | 31 |
| Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu | 390 | 1 347 | 326 | 287 | 336 | 398 | 1 391 | 315 | 356 | 372 | 348 |
| <i>w tym w Polsce</i> | 218 | 754 | 198 | 179 | 172 | 205 | 772 | 211 | 196 | 148 | 217 |
| <i>w tym w Norwegii</i> | 172 | 593 | 127 | 108 | 164 | 193 | 619 | 104 | 160 | 224 | 131 |

WYTWARZANIE

| | | | | | | | | | | | |
|--|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|
| Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ] | 17 669 | 39 527 | 15 079 | 2 945 | 5 351 | 16 152 | 36 209 | 12 643 | 2 701 | 5 810 | 15 055 |
| Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh] | 1 458 | 3 604 | 1 204 | 418 | 591 | 1 390 | 3 487 | 1 136 | 328 | 674 | 1 349 |



Słownik terminów i pojęć

| | |
|----------|---|
| 2P | Szacunkowe rezerwy paliw kopalnianych (udokumentowane oraz prawdopodobne) |
| bbl | Baryłka ropy naftowej |
| BGK | Bank Gospodarstw Krajowego |
| 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 |
| PGNiG | Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA |
| PGNiG OD | PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. |
| PSG | Polska Spółka Gazownictwa |
| PST | PGNiG Supply and Trading |
| TGE | Towarowa Giełda Energii |
| URE | Urząd Regulacji Energetyki |
| Upstream | Poszukiwanie i wydobywanie kopalni |

Informacje kontaktowe

Aleksandra Dobosiewicz

Zastępca Dyrektora Departamentu Ekonomicznego

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

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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

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 zobowiązują 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

