Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki

Listopad 2018

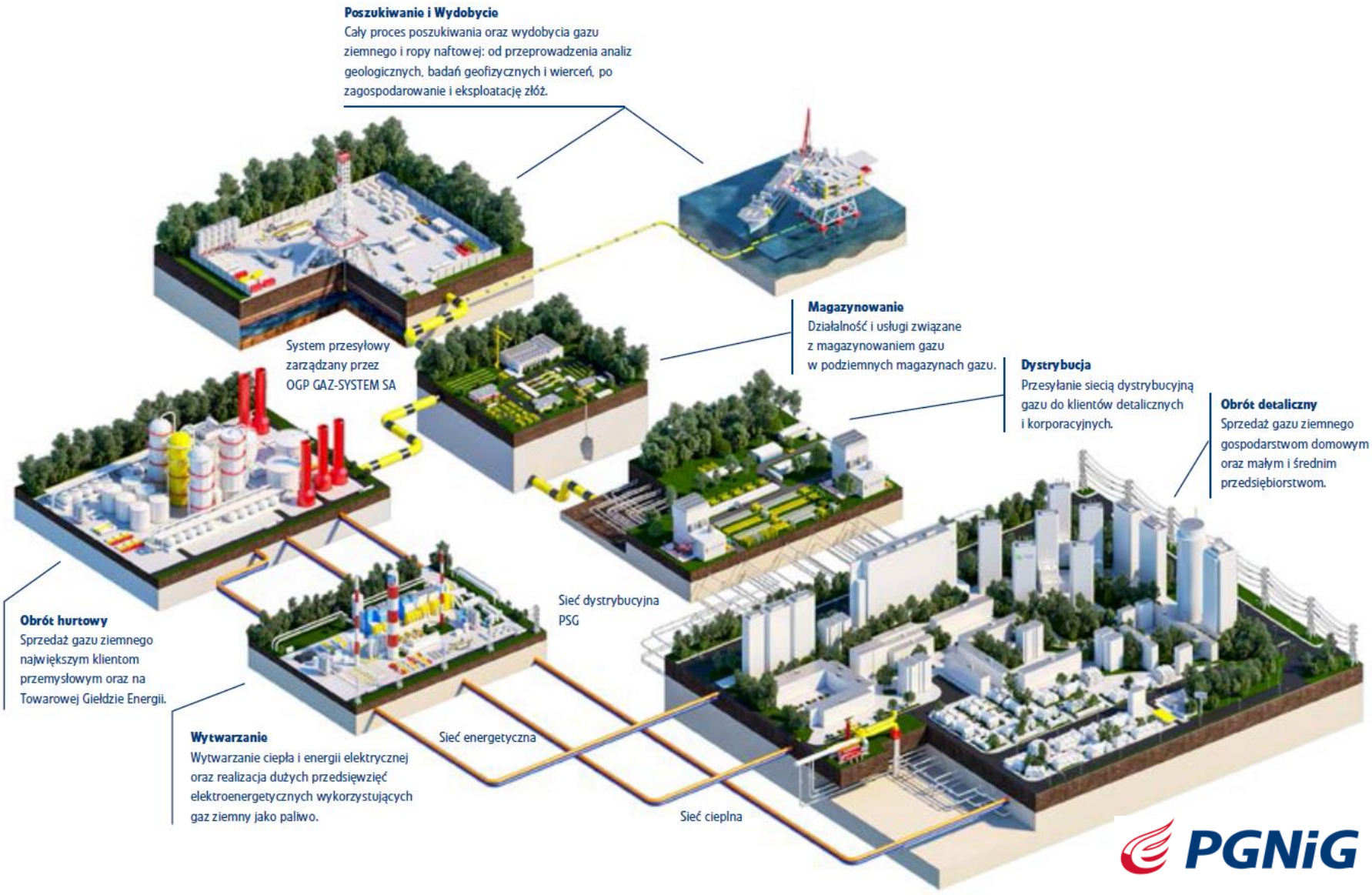
PGNiG

Spis treści

- 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
- 2. Segmenty Grupy PGNiG
  - Poszukiwanie i Wydobycie
  - Obrót i Magazynowanie
  - Dystrybucja
  - Wytwarzanie
- 3. Strategia, nakłady
- 4. Załączniki

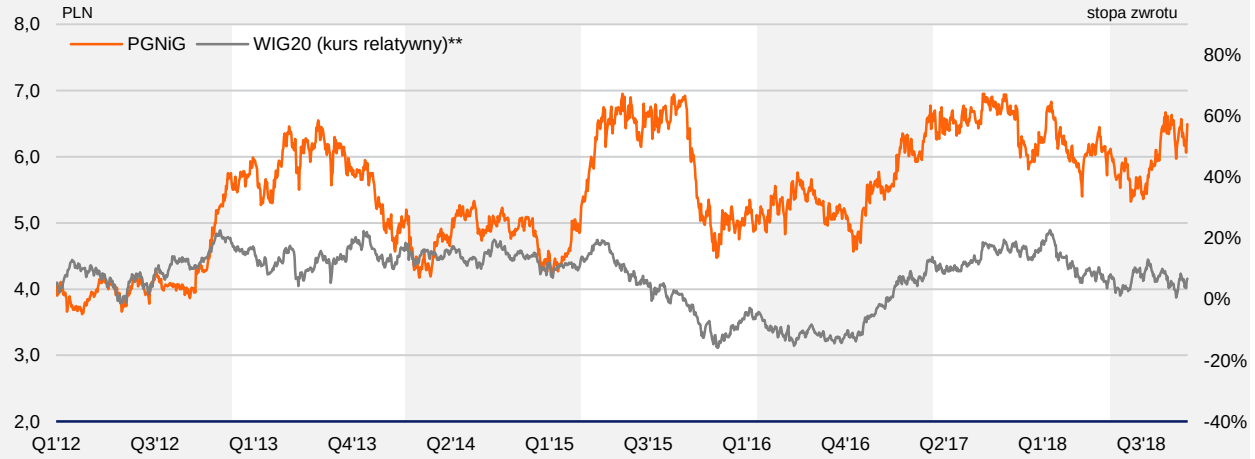
Grupa PGNiG
i
rynek gazu w Polsce

Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym

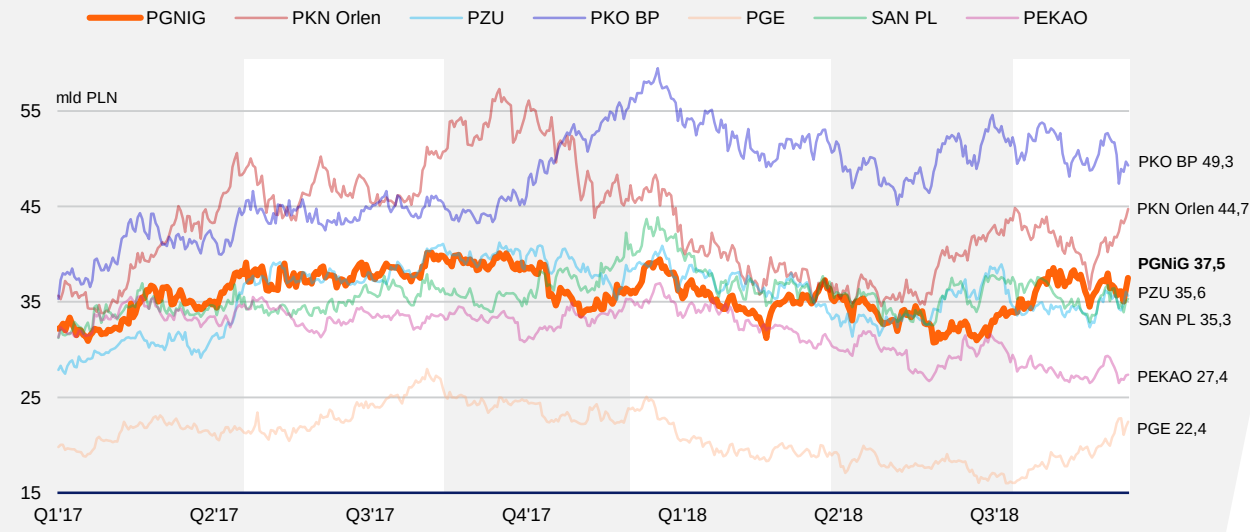


Trzecia największa polska spółka notowana na GPW

- Kurs akcji PGNiG oraz WIG20 od stycznia 2012 roku wraz ze stopą zwrotu.



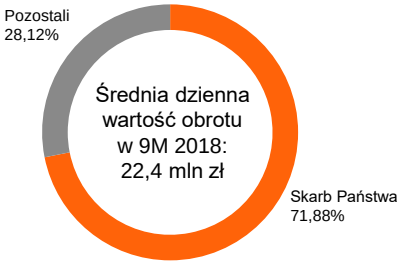
- Kapitalizacja PGNiG od stycznia 2017 r. wraz z czołowymi spółkami GPW.



* Pod względem kapitalizacji na dzień 22.11.2018, z pominięciem dywidend
** wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG

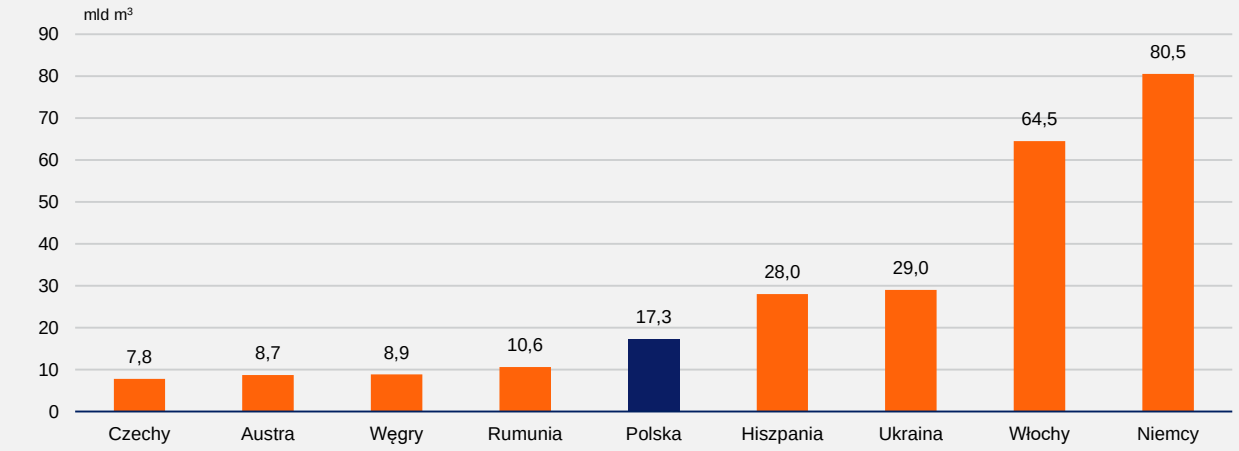
- Notowana na GPW od września 2005 r.
- Kapitalizacja rynkowa około 37,5 mld zł*
- Udział w WIG20: 4,19%

- Struktura akcjonariatu (stan na 30.09.2018 r.)

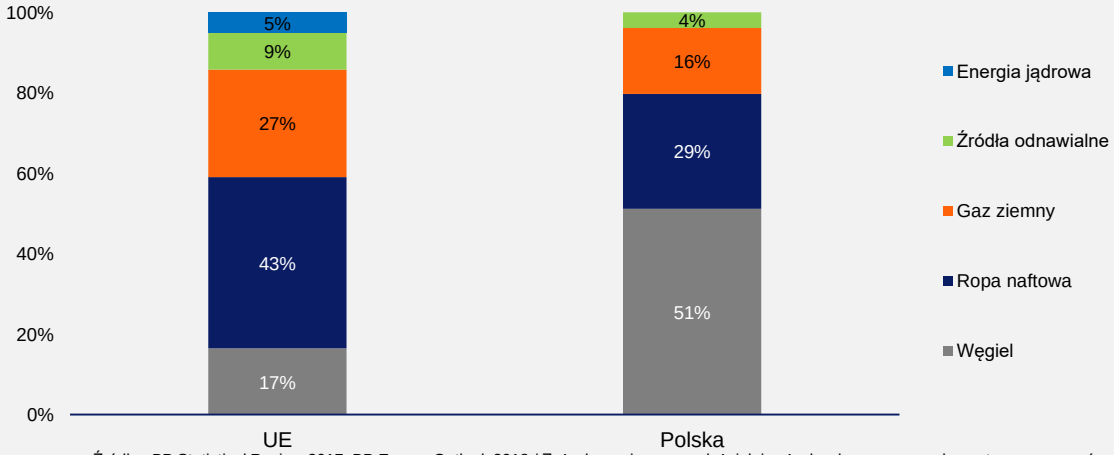


Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2016 r.

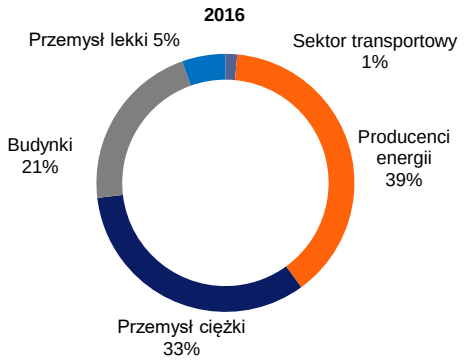


Zużycie energii pierwotnej w 2016 r.

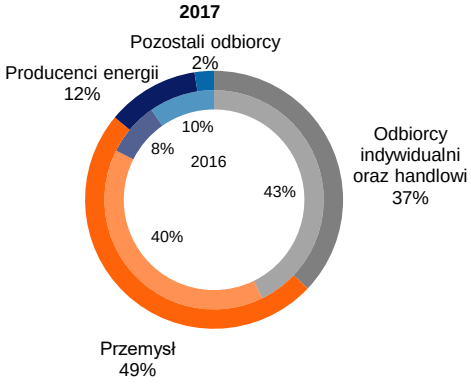


Źródło: BP Statistical Review 2017; BP Energy Outlook 2018 / Zużycie zawiera sprzedaż, jak i zużycie własne oraz zmianę stanu magazynów

Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2016 r.



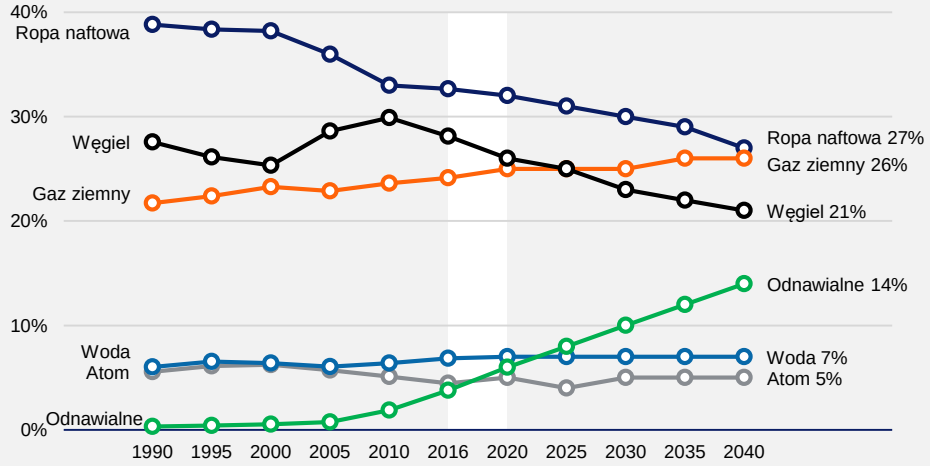
Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2016 i 2017 r.



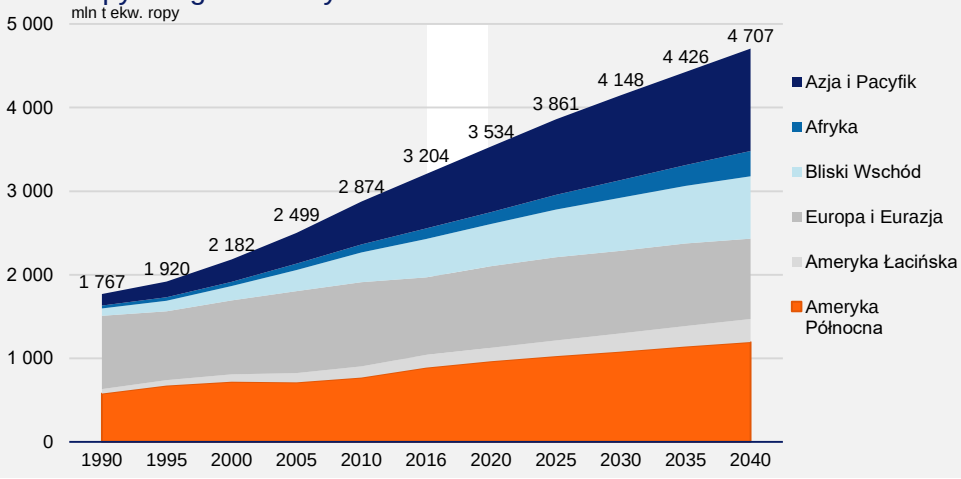
PGNiG

Rynek gazu na świecie

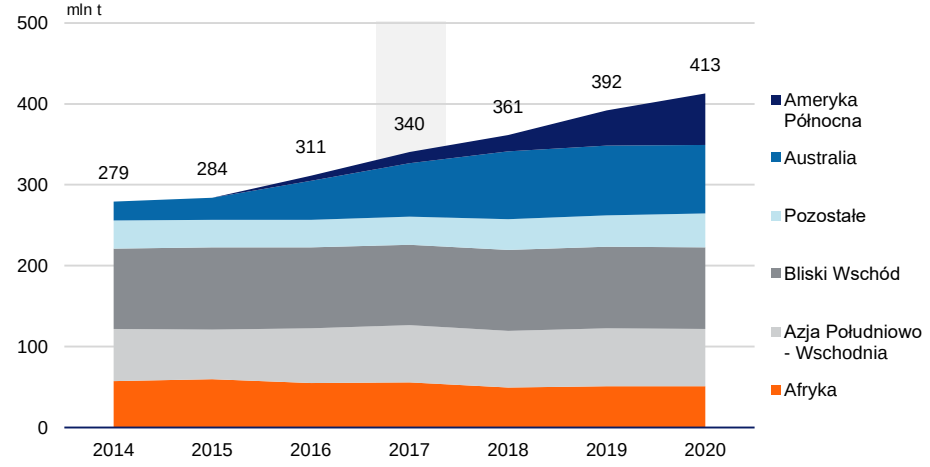
Zużycie energii pierwotnej na świecie



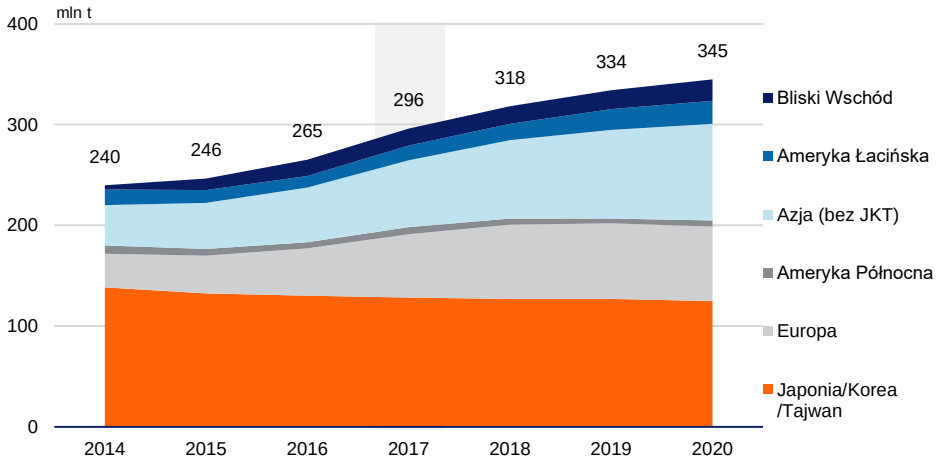
Popyt na gaz ziemny



Roczna podaż LNG według regionów



Roczny popyt na LNG według regionów



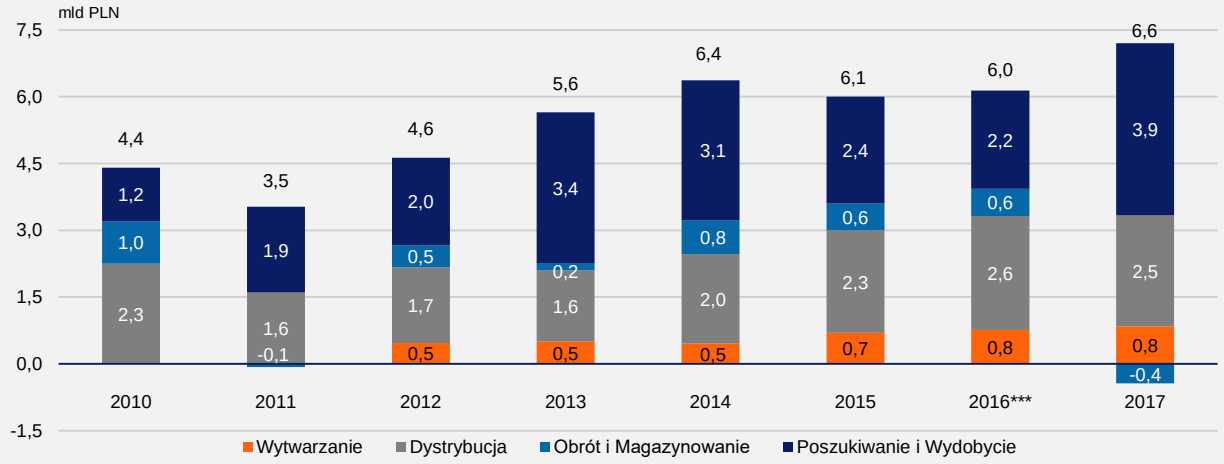
Źródło: IHS, BP Energy Outlook 2018

Segmenty Grupy PGNiG

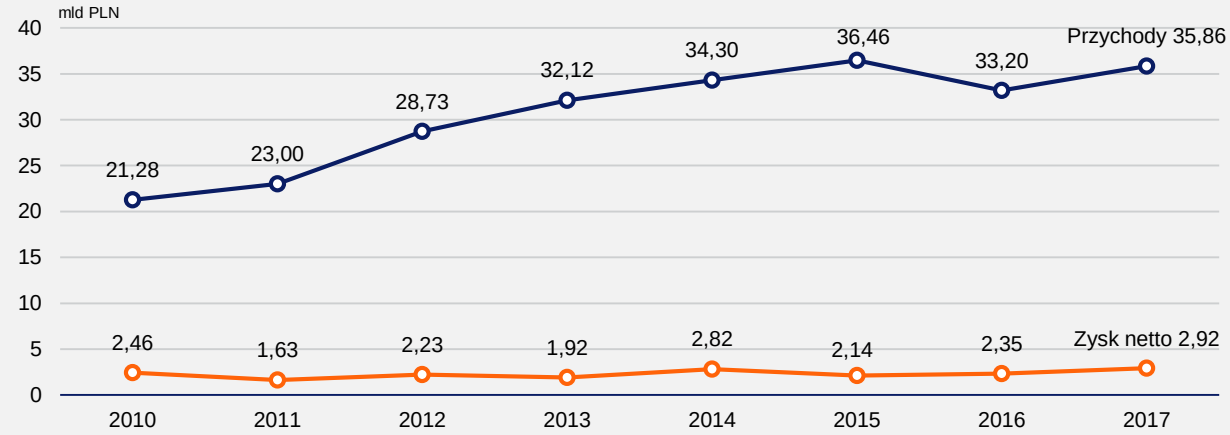
PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2017

EBITDA Grupy PGNiG**



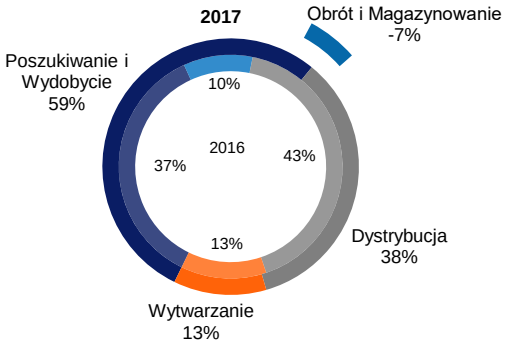
Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



* Źródło: TOP 500 CEE 2018 / ** EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty"
*** przekształcone, -0,2 mld PLN EBITDA w wyniku działalności segmentu „Pozostałe segmenty" nie zostało zaprezentowane na wykresie

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

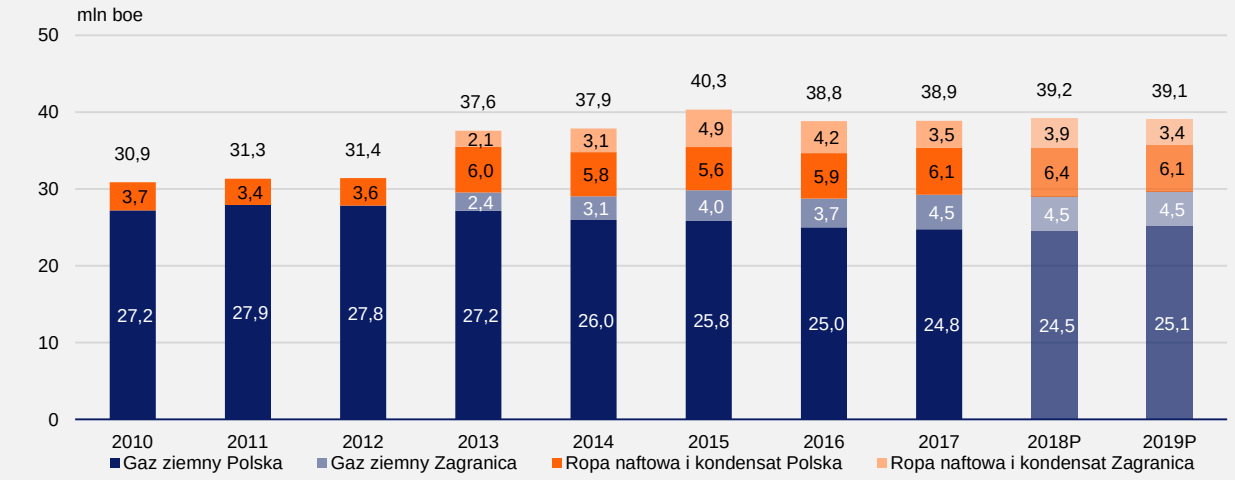
Udział segmentów w EBITDA



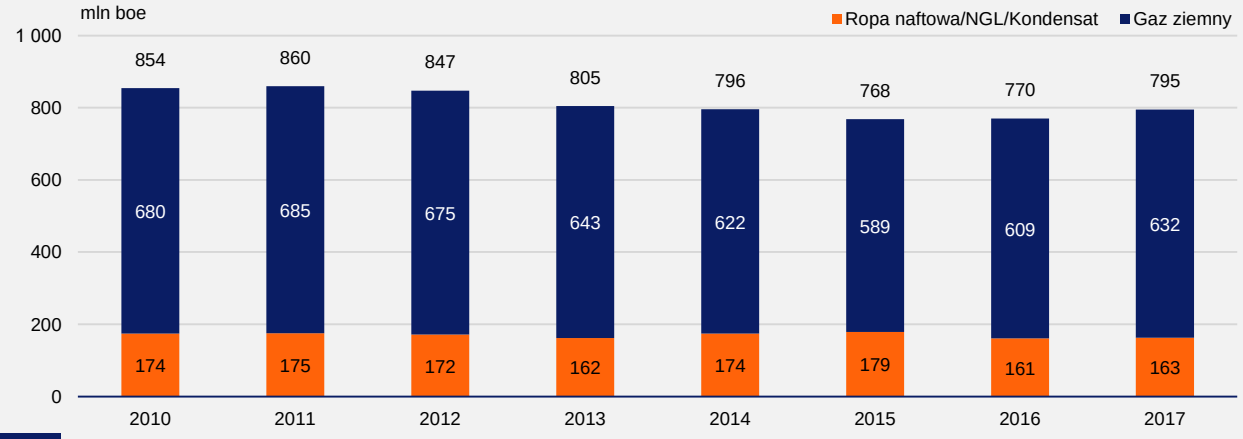
Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2017: -3%; in 2016: -3%

Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

Wydobycie gazu i ropy naftowej*



Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej

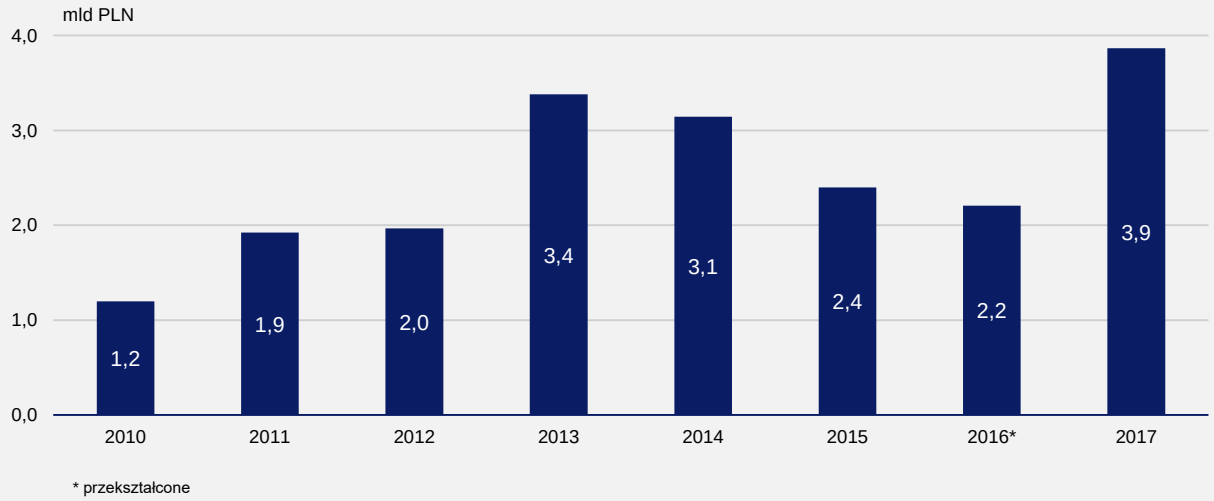


* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy / ** Na dzień 30 czerwca 2018 r. / *** Na dzień 31 grudnia 2017 r.

- PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce
- Średnia dzienna produkcja – ponad 114 000 boe***
- Złoża PGNiG w Polsce**:
  - udokumentowane zasoby gazu 527 mln boe (81,8 mld m^3)
  - udokumentowane zasoby ropy 133 mln boe (17,2 mln ton)
- Koncesje na ropę i gaz w Polsce**:
  - 21 na poszukiwanie i rozpoznawanie
  - 25 koncesji łącznych
  - 1 „zawieszona” (brak zakończenia procedury przekształcenia)
  - 204 na wydobycie
- Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:
  - 54 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
  - Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

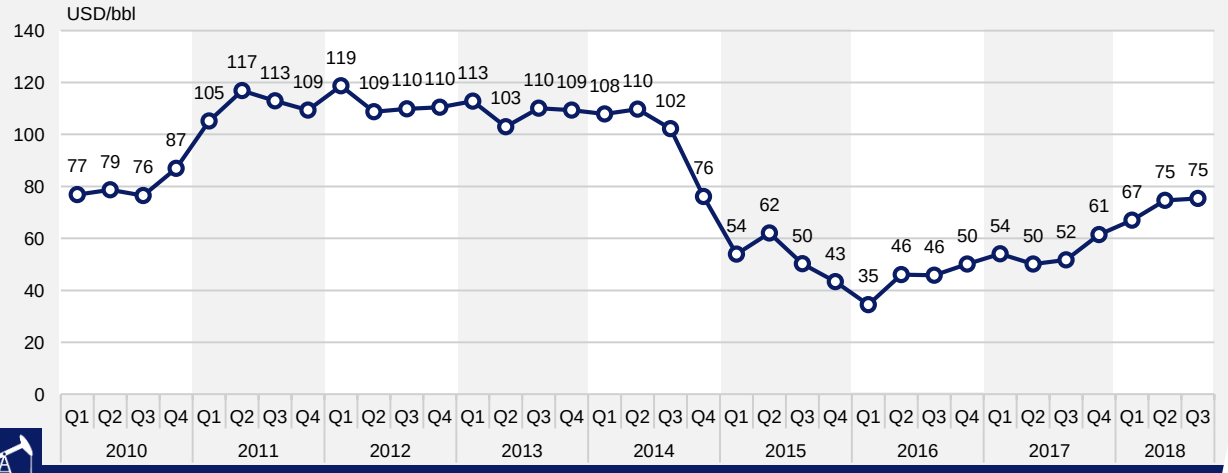
Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobycie

EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobycie



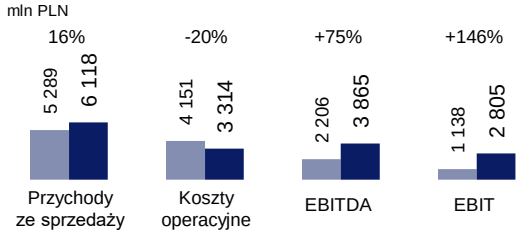
* przekształcone

Średnia cena ropy naftowej

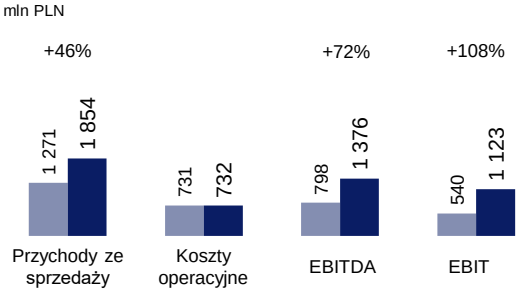


- Wzrost przychodów na skutek wyższych cen ropy i gazu oraz wyższych wolumenów sprzedaży ropy w Q3 2018 vs Q3 2017.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy (R/R o 299 mln PLN).
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+37% R/R, o 291 mln PLN).

Wyniki segmentu za 2017 vs 2016*



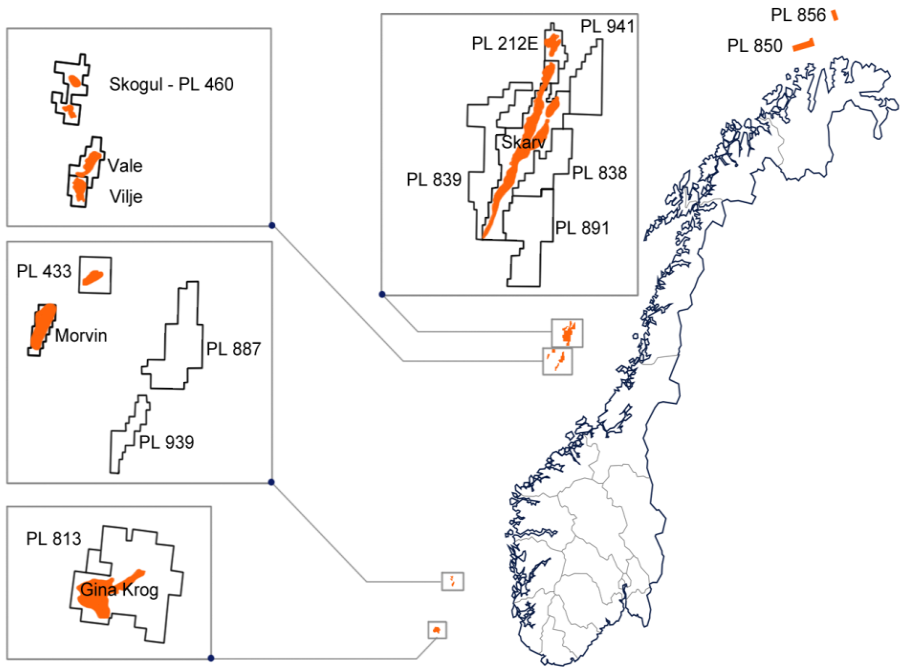
Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2017



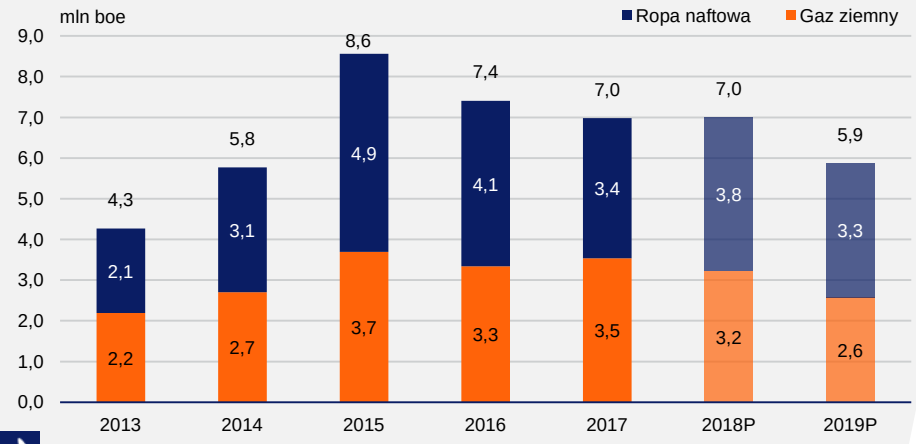
PGNiG

Działalność zagraniczna – Norwegia

Liczba licencji*	20
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	55 mln boe (Skarv, Snadd) 28 mln boe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog, Ærfugl, Skogul)



Produkcja w Norwegii



* Na dzień 30 czerwca 2018 r.

W II półroczu 2018 r. na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowanie złóż Skogul oraz Ærfugl.

18 października 2018 r. PGNiG Upstream Norway AS zawarł umowę zakupu 30% udziałów w koncesji PL044 od Equinor Energy AS, co jest równoznaczne z przejęciem 42,38% udziałów w złożu Tommeliten Alpha. Łączne zasoby odpowiadające udziałom zakupionym przez PUN od Equinor Energy AS wynoszą ok. 52 mln boe. Cena zakupu udziałów w koncesji wynosi 220 milionów USD. PGNiG przygotowuje także plan zagospodarowania złoża Fogelberg

Działalność zagraniczna – Pakistan i pozostałe

Aktywa: Pakistan

data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km^2
położenie	prowincja Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	2 odwierty, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	14,2 mld m^3 gazu (10,5 mld m^3 Rehman / 3,7 mld m^3 Rizq)

W I połowie 2018 r.: podłączenie do eksploatacji odwiertu Rizq-2, ukończenie wiercenia i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rehman-4, a także rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego Roshan-1.

W II połowie 2018 r.: wykonanie otworu eksploatacyjnego Rehman–5. Równocześnie rozpoczną się prace wiertnicze na kolejnych otworach eksploatacyjnych Rizq-3 i Rehman-6. Na obszarze złoża Roshan-1 zostaną podjęte prace sejsmiczne 2D i 3D.

Pozostała aktywność zagraniczna

Prace sejsmiczne:

- Akwizycje danych sejsmicznych: Algieria, Austria, Chorwacja, Kolumbia, Myanmar, Tunezja, Egipt, Niemcy.
- Przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych: Algieria, Austria, Hiszpania, Iran, Jemen, Norwegia, Pakistan, Szwajcaria oraz Maroko.

Prace wiertnicze:

- Główne obszary odwiertów: Pakistan, Kazachstan, Ukraina

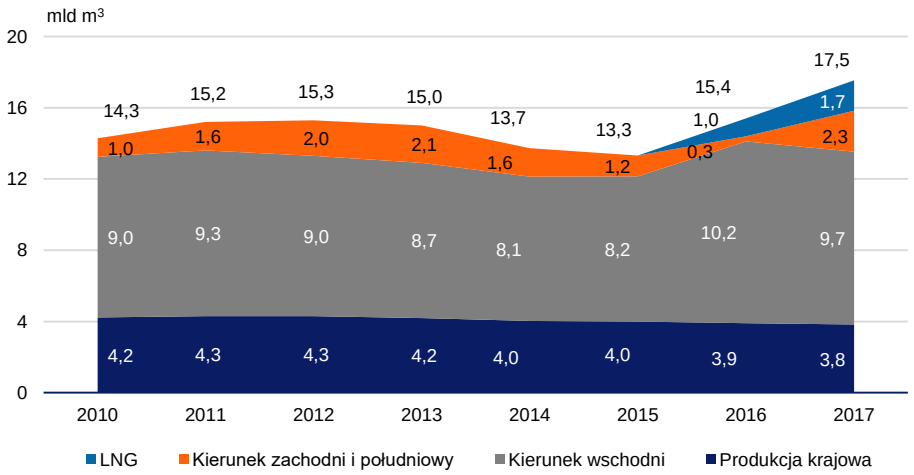
Libia

- Od 2008 roku jedna licencja LC113 na wydobycie.
- W połowie 2014 zgłoszenie siły wyższej.
- W 2017 i 2018 działania ograniczające wpływ siły wyższej oraz weryfikacja perspektywiczności licencji.

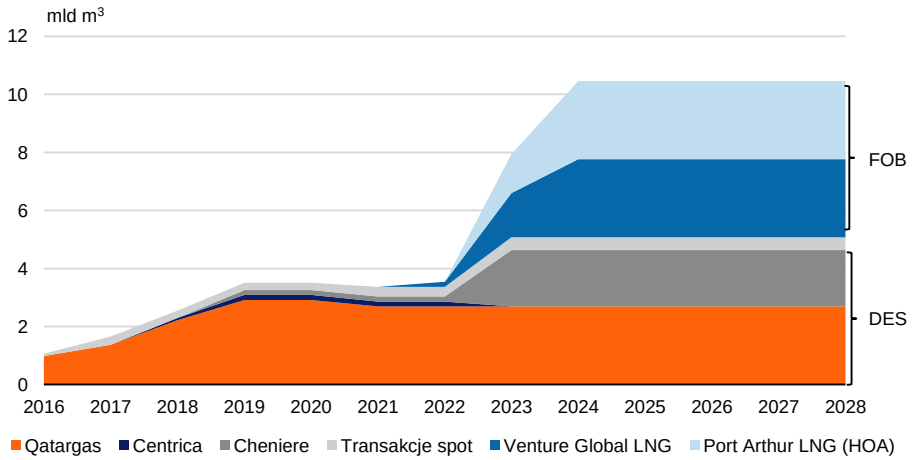
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- 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 +2,7% 2005-2017
- Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu (do 2022):
  - Do 10,2 mld m^3 rocznie, 85% Take-or-Pay
- Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):
  - 1,3 mld m^3 gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
  - umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrośnie do 2,7 mld m^3 gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m^3 gazu rocznie)
- Kontrakt z Cheniere na dostawy LNG (do 2042):
  - 0,73 mld m^3 gazu po regazyfikacji łącznie w całym okresie 2019-2022
  - 1,95 mld m^3 gazu rocznie po regazyfikacji w okresie 2023-2042
- Kontrakty z Venture Global na dostawy LNG (do 2043):
  - 1.35 mld m^3 gazu rocznie po regazyfikacji. Dostawy najwcześniej od 2022 r.
- 2,2 mld m^3 gazu sprzedanego w 2017 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
  - Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,6 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (do marca 2019 r.)

- Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny

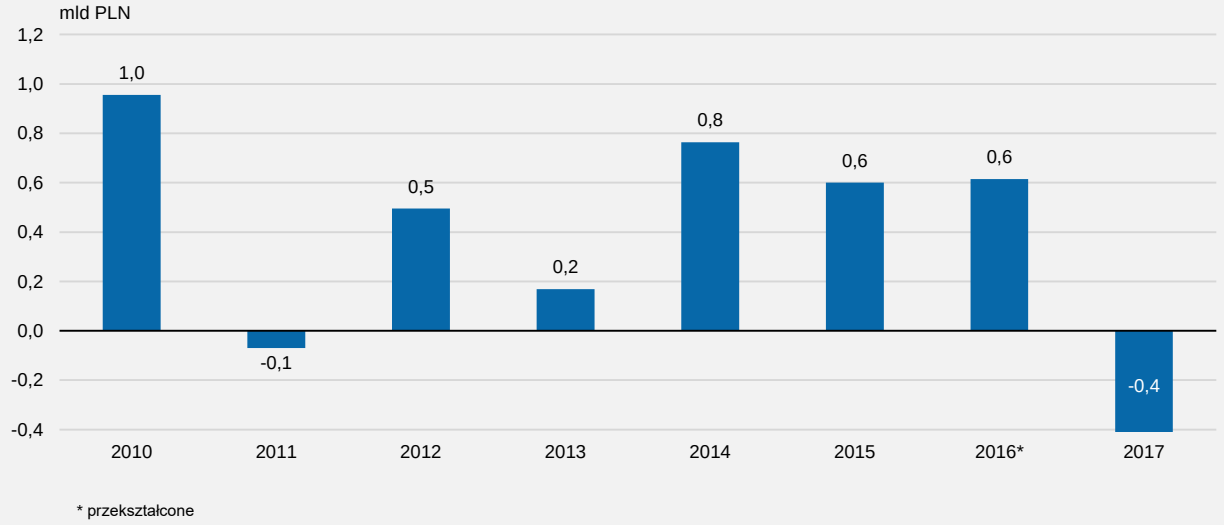


- Portfolio LNG Grupy PGNiG



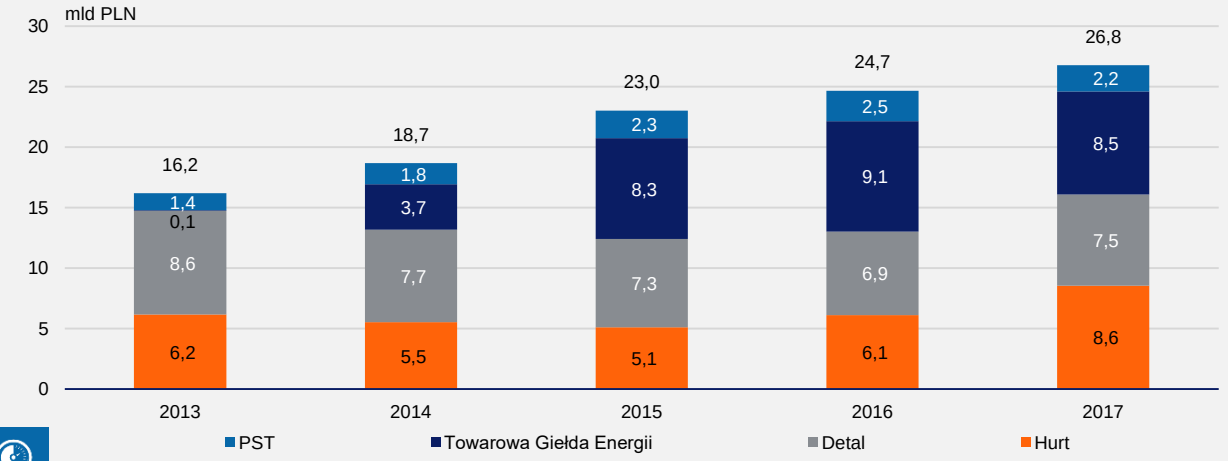
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



* przekształcone

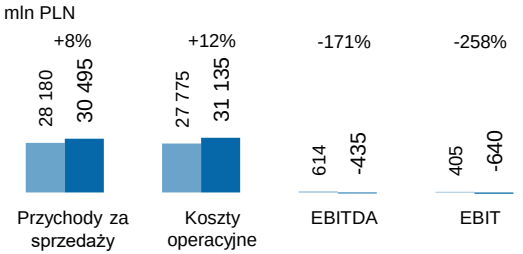
Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny oraz PST



Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu rynkowych cen gazu oraz ropy naftowej w Q3 2018 vs Q3 2017.

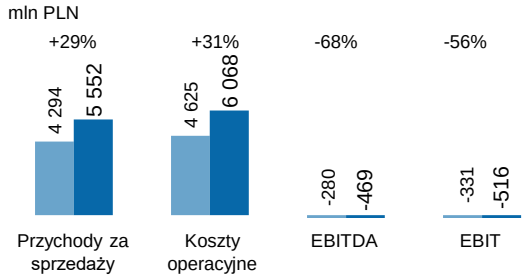
- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 1261 mln PLN (do 5,1 mld PLN w Q3 2018).
- Wzrost kosztów pozyskania gazu na skutek wyższych notowań cen ropy i gazu.

Wyniki segmentu za 2017 vs 2016*



Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2017

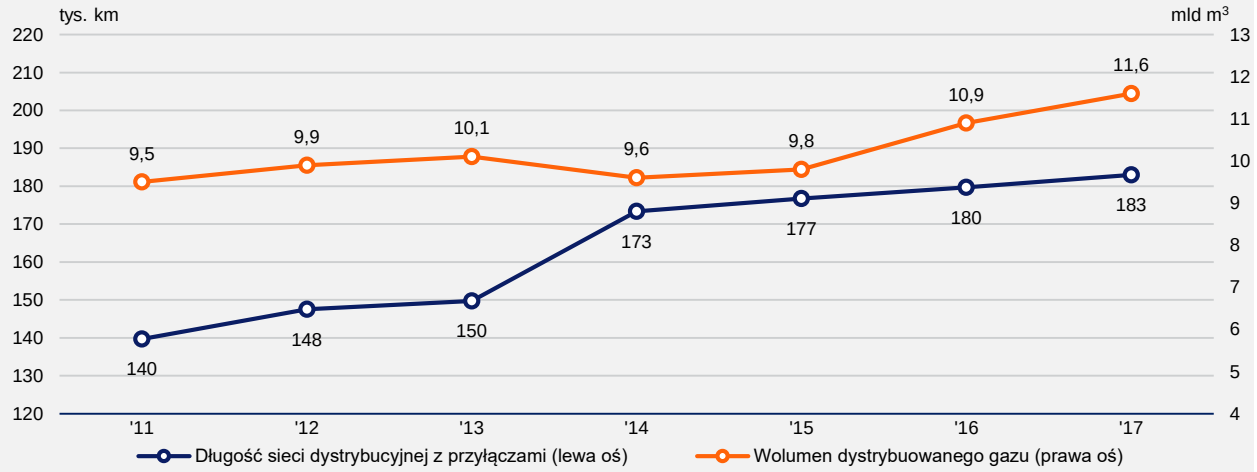
Dane za Q3 2017 przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018.



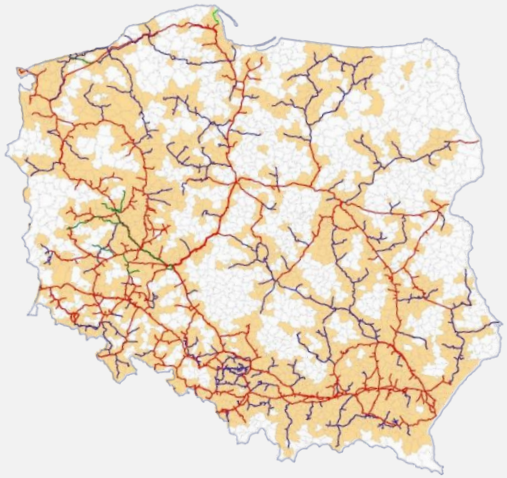
PGNiG

Dystrybucja

- Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+3,4% CAGR 2011-2017)



- Pokrycie siecią dystrybucyjną

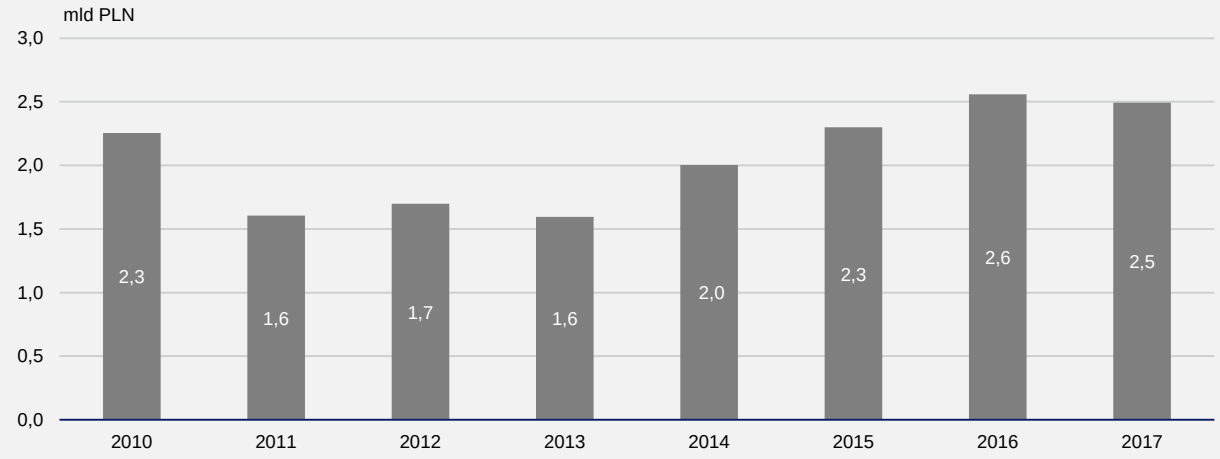


- Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy.
- Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw).
- Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci.

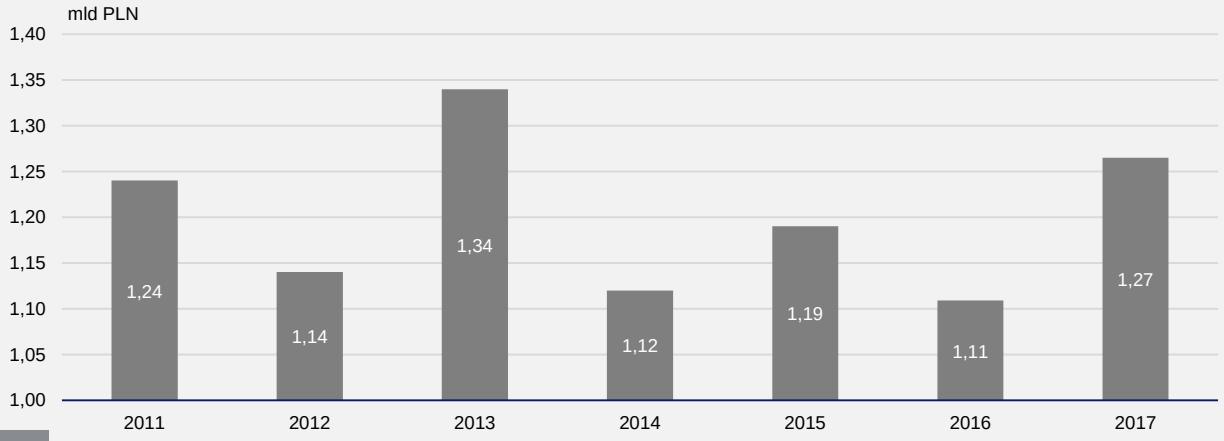
- Taryfa:
  - Nowa taryfa nr 6 zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w styczniu 2018 r., obowiązująca od marca 2018 r.
  - Koszt + zwrot z kapitału (6,2% WACC x 12,1 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

EBITDA segmentu Dystrybucja

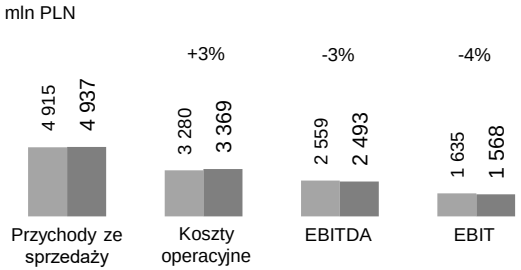


CAPEX segmentu



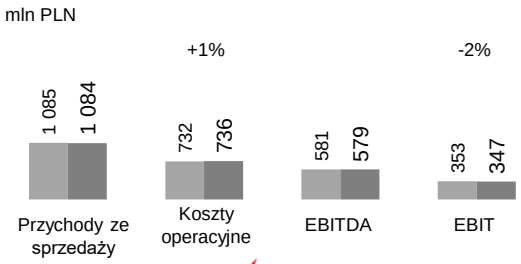
- Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy oraz dodatniego salda przychodów i kosztów z tytułu bilansowania w Q3 2018 vs Q3 2017.
- Cel strategiczny PSG – łączny wynik EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

Wyniki segmentu za 2017 vs 2016



Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2017

Dane za Q3 2017 przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018.



PGNiG

Wytwarzanie

Udział na rynku krajowym*:

- moc cieplna 10%
- wolumen sprzedaży ciepła 11%

Udział na rynku warszawskim:

- największy producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji
- szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ciepło ok 70%
- szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną ok. 65%
- ciepło dostarczane do sieci miasta ok. 98%.

Wydarzenia:

- Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
- Objęcie do 20,4% w kapitale zakładowym Polskiej Grupy Górniczej w wyniku inwestycji 800 mln zł
- Rozwój wytwarzania i dystrybucji ciepła:
  - Kwiecień 2016: zakup od JSW SA Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej („PEC") za 190 mln zł, m.in. 14 lokalnych ciepłowni, 260 MW mocy cieplnej
  - Sierpień 2016: zakup od JSW SA Spółki Energetycznej „Jastrzębie" („SEJ") za 372 mln zł, m.in. 5 Ciepłowni, 130 MW mocy wytwórczej energii elektrycznej, 540 MW mocy cieplnej.
  - Wrzesień 2017: Połączenie PGNiG TERMIKA EP (Wcześniej SEJ) i PEC

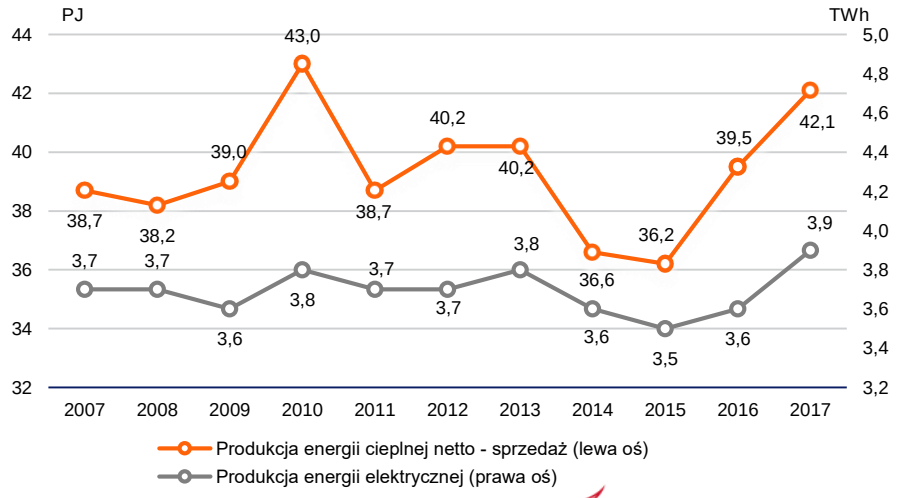
Taryfa:

- System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjałem wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła.

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana cieplna	5,3 GWt
Moc osiągalna elektryczna	1,1 GWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w Q3 2018 r.	2,9 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w Q3 2018 r.	0,5 TWh

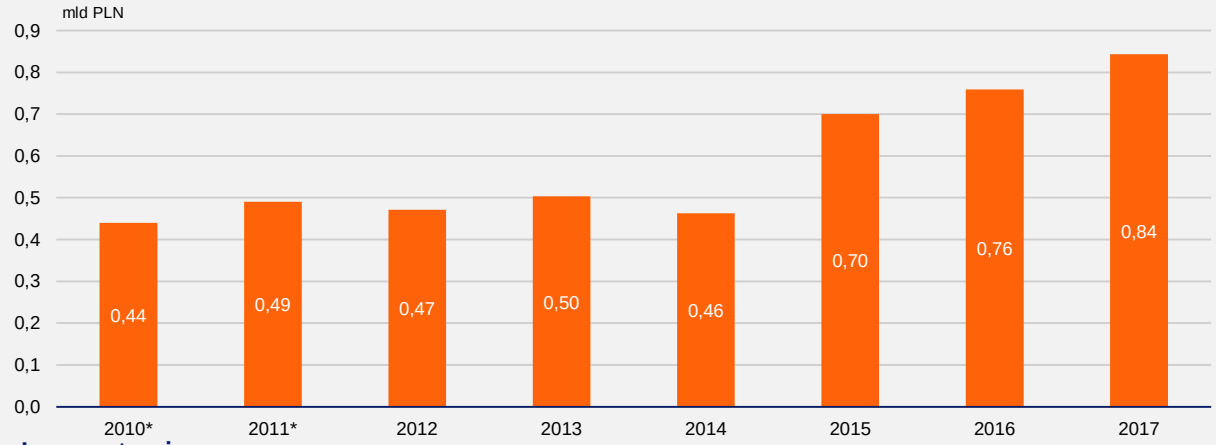
Produkcja ciepła i energii elektrycznej



* Źródło: Energetyka cieplna w liczbach 2016

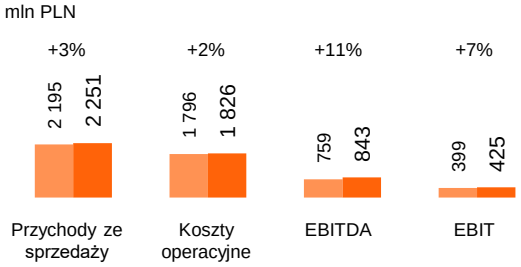
Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

- EBITDA segmentu Wytwarzanie

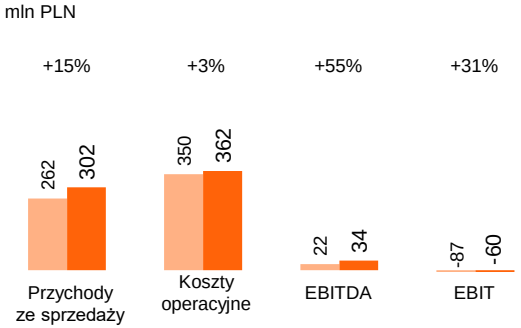


- Wynik segmentu pod wpływem wyższych wolumenów i cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższych kosztów surowców w Q3 2018 vs Q3 2017.

- Wyniki segmentu za 2017 vs 2016



- Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2017



- Inwestycje
  - Budowa bloku gazowego 497 Mwe – EC Żerań w Warszawie (2020)
  - Elektrociepłownia kogeneracyjna Stalowa Wola (IV kwartał 2019 r.)
    - 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^3 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
    - Porozumienie w sprawie kluczowych warunków wstępnych restrukturyzacji projektu zostało podpisane w październiku 2016 r., dostosowując istniejące umowy handlowe ECSW do oczekiwanej daty rozpoczęcia działalności komercyjnej i aktualnych warunków rynkowych.
    - Badanie statusu projektu zakończyło się w 2016 r. Projekt zostanie wznowiony przez wyspecjalizowaną firmę, odpowiedzialną za wspieranie jej koordynacji na podstawie EPCM.
    - Umowa kredytowa o wartości 900 mln ECSW z BGK i PGNiG (450 mln PLN od każdego kredytodawcy) na refinansowanie zadłużenia ECSW na rzecz PGNiG i Tauron w kwocie 600 mln PLN oraz 300 mln PLN na sfinansowanie dalszych wydatków kapitałowych ECSW.

* 2010-2011 Według polskich standardów rachunkowości, 2012-2013 dane przed wewnętrznymi eliminacjami

Strategia, nakłady

PGNiG

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 przejrzyście 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

PGNiG

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 m^3 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

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

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

PGNiG

Aspiracje w kluczowych obszarach działalności

1. Poszukiwanie i Wydobycie

- 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)

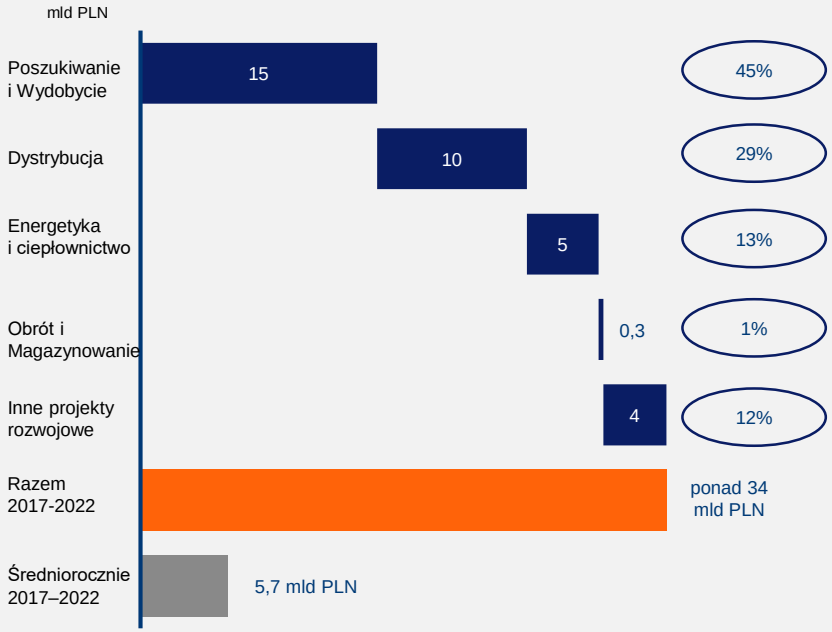
7. Centrum Korporacyjne

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

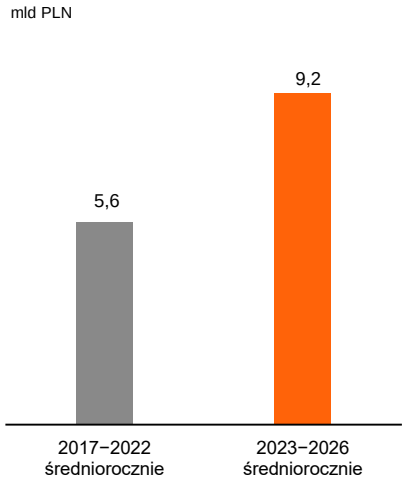
PGNiG

CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

CAPEX w latach 2017-2022

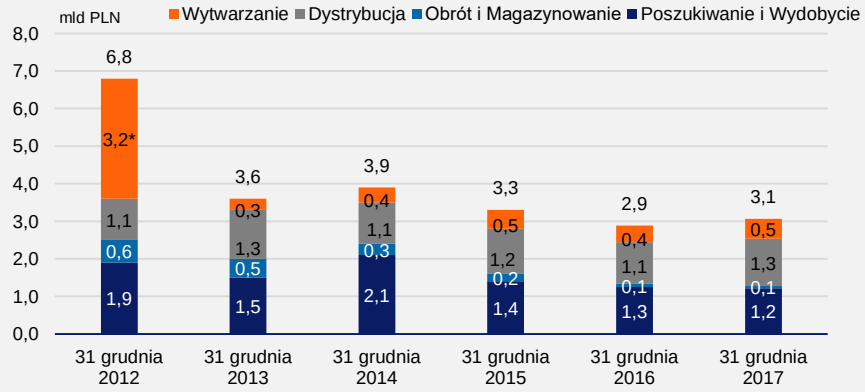


EBITDA w latach 2017-2022



- 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)

CAPEX w latach 2012-2017



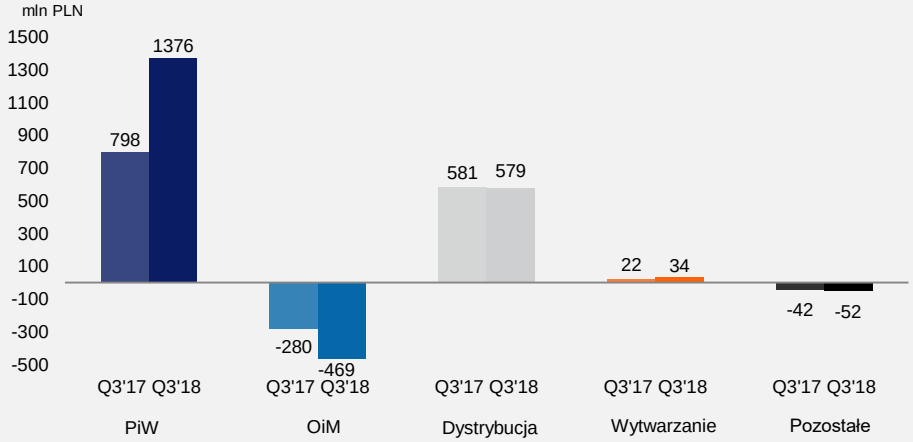
* Zawiera zakup za 3 mld zł obecnej spółki PGNiG Termika

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

Załączniki

Podstawowe wyniki finansowe w Q3 2018

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q3 2017 vs Q3 2018



Poszukiwanie i Wydobycie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o 291 mln PLN (+37% R/R); ropy naftowej i kondensatu o 299 mln PLN (+89% R/R).
- Koszt odwiertów negatywnych: -165 mln PLN wobec -54 mln PLN w Q3 2017.

Obrót i Magazynowanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +33% R/R i kosztów paliwa gazowego o 37% R/R, głównie w wyniku wyższych cen ropy i gazu.
- Koszty transakcji zabezpieczających przychody ze sprzedaży gazu: -139 mln PLN.
- Wpływ zwiększenia odpisu na zapasie gazu o -38 mln PLN. W Q3 2017 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +64 mln PLN.

Dystrybucja

- Stabilny wolumen dystrybucji oraz niższe o -7% R/R przychody z tytułu usługi dystrybucyjnej.
- Wpływ z tytułu bilansowania systemu wyższy o +56 mln PLN R/R.

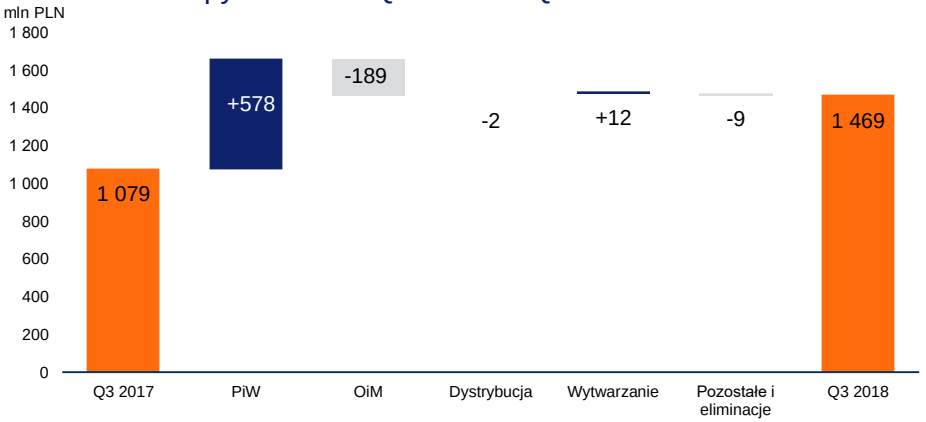
Wytwarzanie

- Wzrost wolumenów sprzedaży energii elektrycznej (z własnej produkcji) o +28% R/R przy rosnących cenach oraz wyższych kosztach węgla.

[mln PLN]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 034*	**7 595**	+26%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-4 955*	**-6 127**	+24%
EBITDA	1 079	**1 469**	+36%
Amortyzacja	-661	**-643**	-3%
EBIT	418	**826**	+98%
Wynik na działalności finansowej	22	**-41**	-3x
Zysk netto	367	**552**	+50%

*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15

EBITDA Grupy PGNiG w Q3 2017 vs Q3 2018**



**Eliminacje w Q3 2018: +1 mln PLN oraz w Q3 2017: 0 mln PLN

Koszty operacyjne w Q3 2017 vs Q3 2018

[mln PLN]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-3 072	**-4 129**	+34%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-77	**-96**	+25%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-450	**-334**	-26%
Świadczenia pracownicze	-589	**-626**	+6%
Usługa przesyłowa	-247*	**-249**	+1%
Pozostałe usługi obce	-421*	**-463**	+10%
Usługi regazyfikacji LNG	*-90*	***-93***	*+3%*
Podatki i opłaty	-103	**-108**	+5%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto**	-200	**-328**	+64%
Zmiana stanu odpisów na zapasy	*16*	***-18***	*-2x*
Zmiana stanu rezerw	*-98*	***-25***	*-75%*
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-13	**-26**	+2x
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	*-54*	***-165***	*+3x*
Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego	*33*	***132***	*+4x*
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	219	**232**	+6%
Amortyzacja	-643	**-661**	+3%
Koszty operacyjne ogółem	-5 616	**-6 770**	+21%
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	*-2 544*	***-2 641***	*+4%*

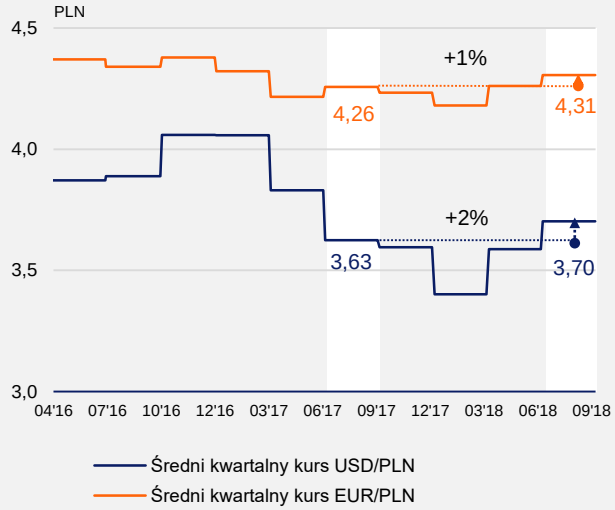
Komentarz:

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1 056 mln PLN (+34%) w związku ze wzrostem cen ropy i gazu.
- Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-165 mln PLN). W Q3 2018 spisano 6 odwiertów negatywnych. W Q3 2017 spisano 3 odwierty negatywne (-54 mln PLN).
- Niższe zużycie pozostałych surowców i materiałów R/R o 116 mln PLN (-26%) głównie z wyniku niższych kosztów zakupu energii elektrycznej na cele handlowe (o 105 mln PLN, czyli -33% R/R).
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +132 mln PLN w Q3 2018 vs +33 mln PLN w Q3 2017.
- Wyższa R/R amortyzacja (Q3 2018: -661 mln PLN vs Q3 2017: -643 mln PLN).
- Niższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne w Q3 2018 – m.in. za sprawą zwiększenia odpisu na zapasie gazu na poziomie -38 mln PLN wobec rozwiązania odpisu o +64 mln PLN w Q3 2017 oraz zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej na poziomie -17 mln PLN w Q3 2018 wobec zawiązania rezerwy na -35 mln PLN R/R w Q3 2017.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: -47 mln PLN w Q3 2018 vs +45 mln PLN w Q3 2017.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto: -65 mln PLN w Q3 2018 vs +30 mln PLN w Q3 2017.

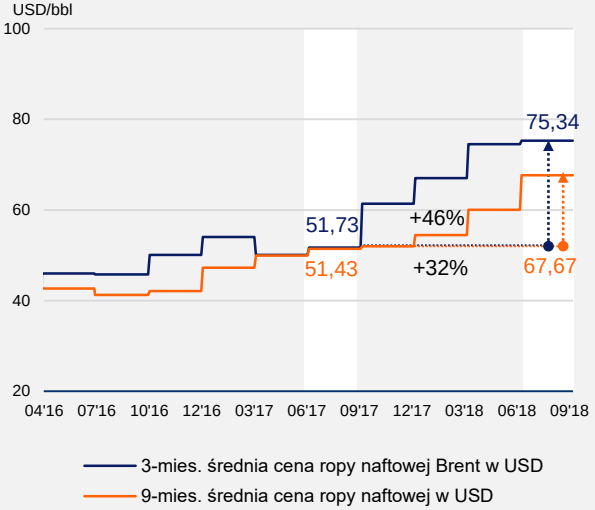
* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Czynniki wpływające na wynik finansowy

- Słabszy PLN wobec USD oraz wobec EUR R/R

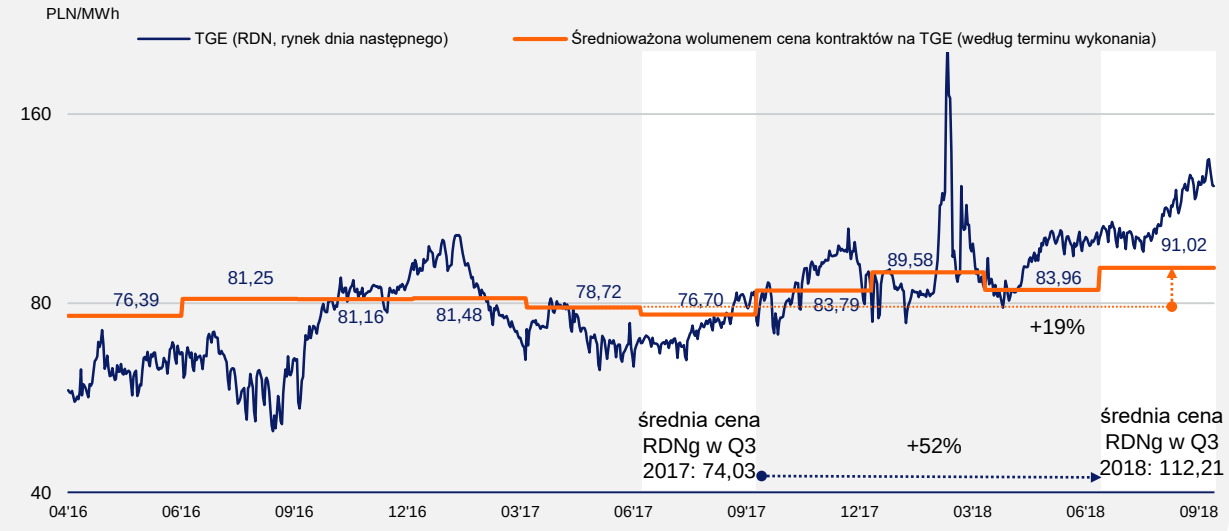


- 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q3 2018 o 32% R/R



- Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich cen węglowodorów oraz wzrostu wolumenu sprzedaży gazu.
- Rosnący koszt jednostkowy pozyskania gazu.

- Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem

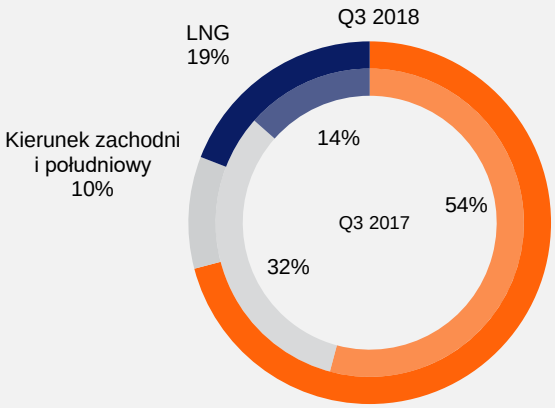


Uwagi:

- 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

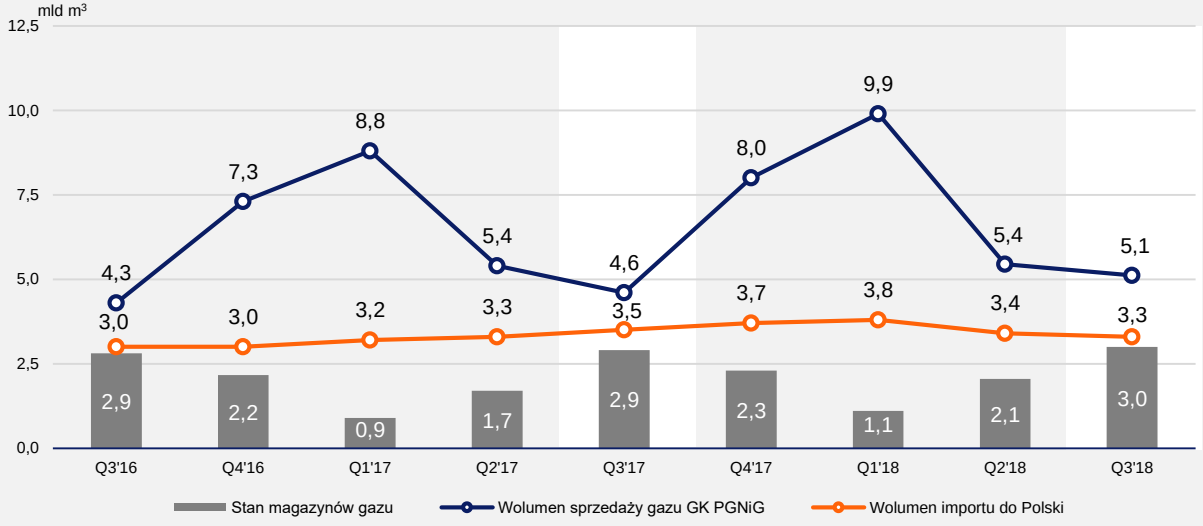
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m^3]	Q3 2017	Q3 2018	Δ%
Grupa PGNiG:	4 594	**5 114**	+11%
PGNiG SA	*3 021*	***3 144***	*+4%*
PGNiG OD	*1 121*	***1 115***	*-1%*
PST	*452*	***855***	*+89%*

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



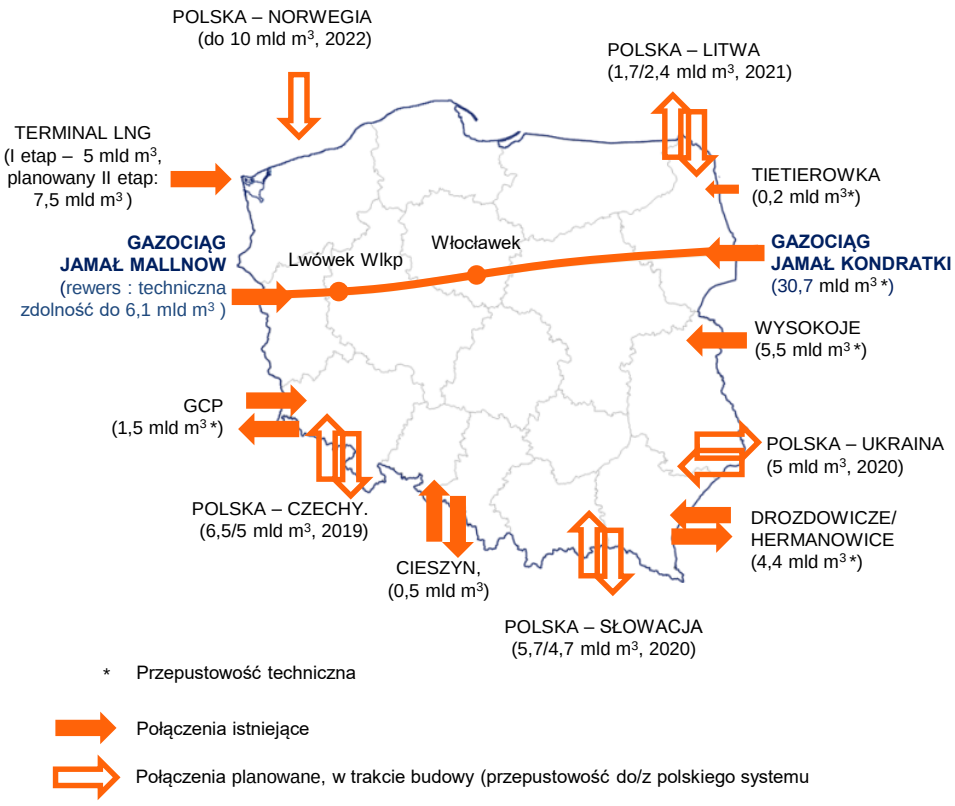
- Wzrost udziału LNG w strukturze importu w Q3 2018,
- W Q3 2018 rozładowano 5 gazowców z kontraktu z Qatargas.
- Sprzedaż gazu Grupy PGNiG na zbliżonym poziomie R/R. Wzrost sprzedaży PST (działalność zagraniczna).

Komentarz:

- Zapas LNG w terminalu: 70 mln m^3 po regazyfikacji (stan na 30.09.2018 r.).

Kierunki dostaw gazu

Interkonektory

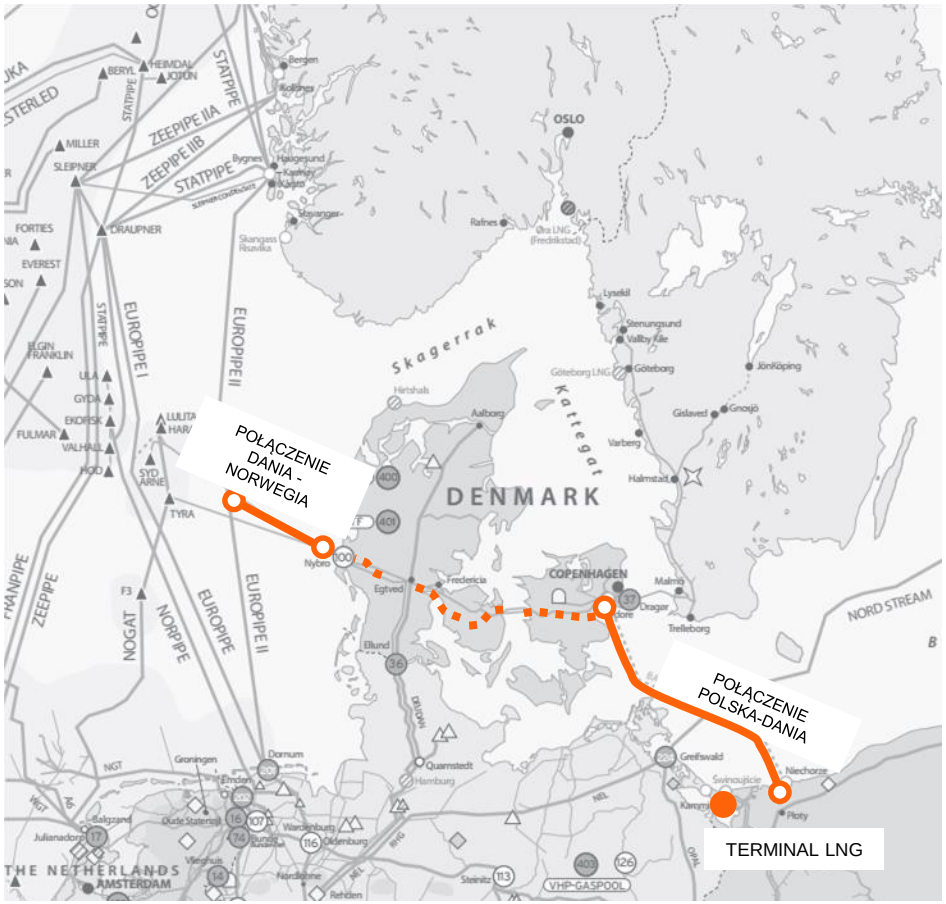


* Przepustowość techniczna

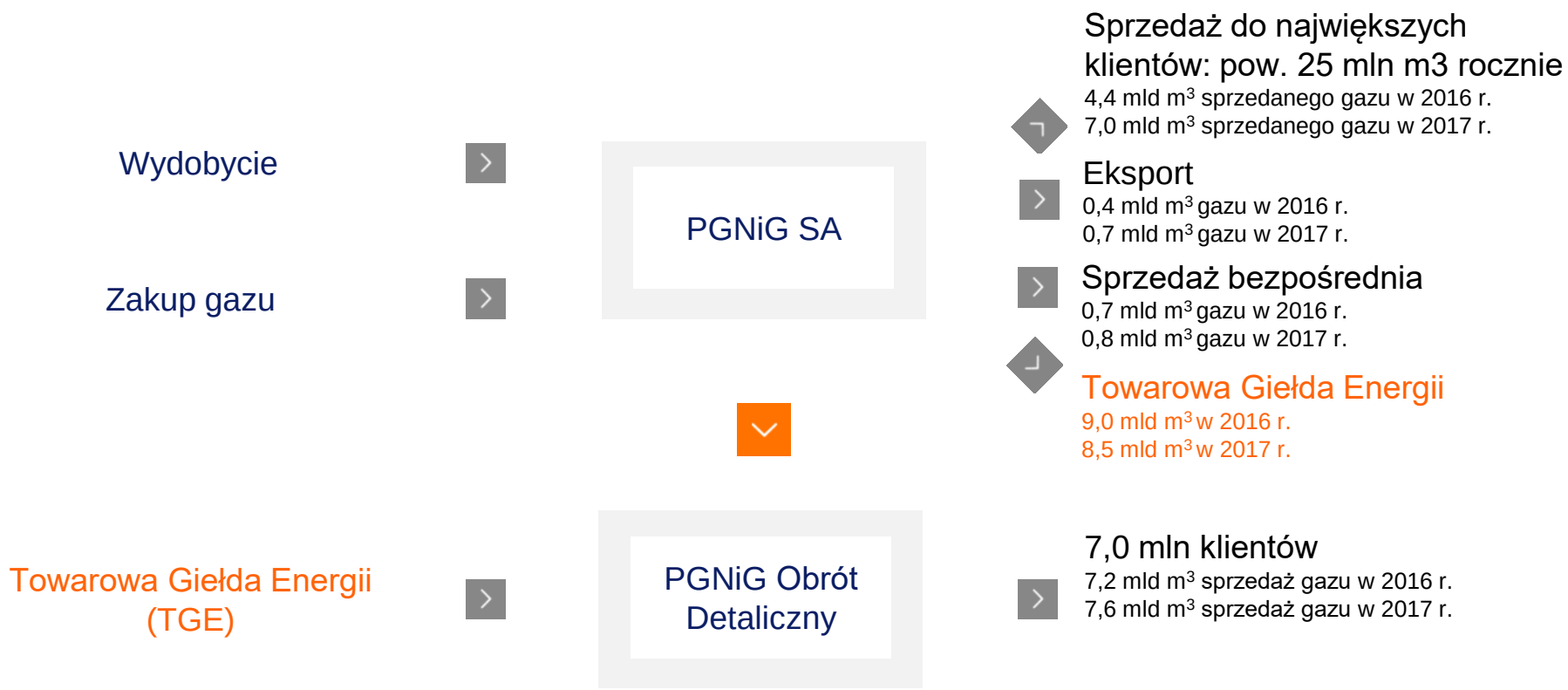
Połączenia istniejące

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

Projekt Bramy Północnej



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu

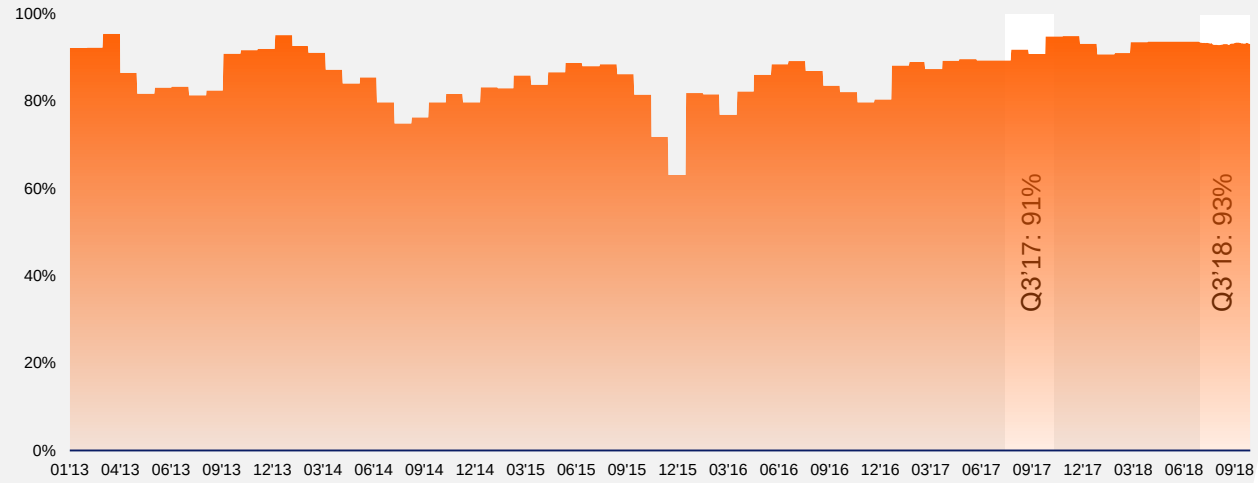


Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Zmiany na polskim rynku gazu

Wolumen sprzedaży gazu (mln m^3)	2014	2015	**2016**	**2017**
Grupa PGNiG ogółem	18,6	23,0	**24,3**	**26,8**
PGNiG SA (bez Pakistanu)	13,8	13,2	**14,5**	**16,9**
w tym PGNiG SA poprzez TGE	*3,7*	*8,1*	***9,0***	***8,4***
PGNiG Obrót Detaliczny	3,0	7,5	**7,3**	**7,6**

Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



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 gazociągiem 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.

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
Obrót hurtowy	Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
Magazynowanie (do marca 2018)	Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,6 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja (od 2018)	Koszt + zwrot z kapitału (6,2% WACC x 12,1 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

Haromonogram deregulacji rynku gazu w Polsce

Od 1 stycznia 2017 r.

- 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.

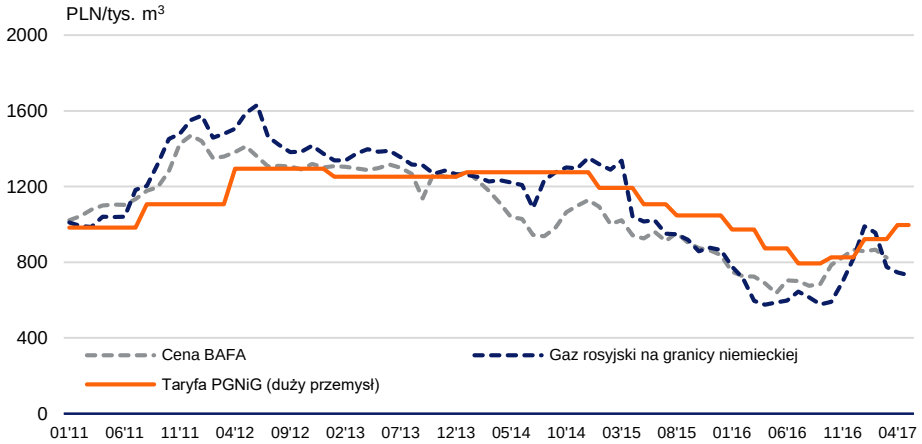
Od 1 października 2017 r.

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

Do końca 2023 r.

- Utrzymanie obowiązku taryfowego dla podmiotów oferujących gaz gospodarstwom domowym.

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



Poziomy obliga giełdowego

30%
W 2013 r.

40%
Od 1 stycznia 2014 r.

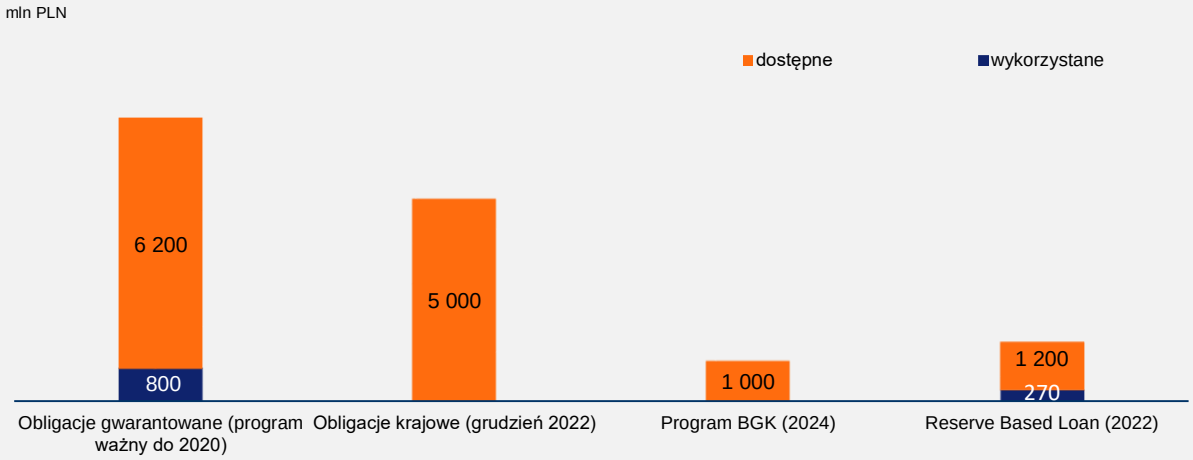
55%
max
Od 1 stycznia 2015 r.

- 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.

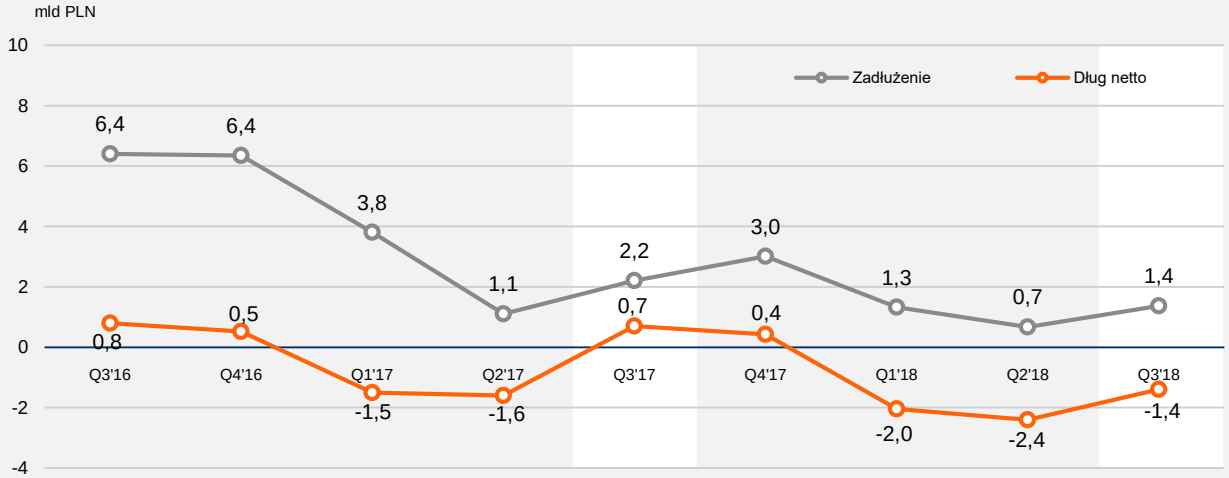
PGNiG

Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania (stan na 30.09.2018 r.)

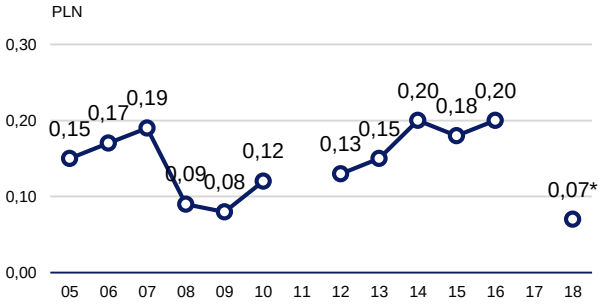


Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

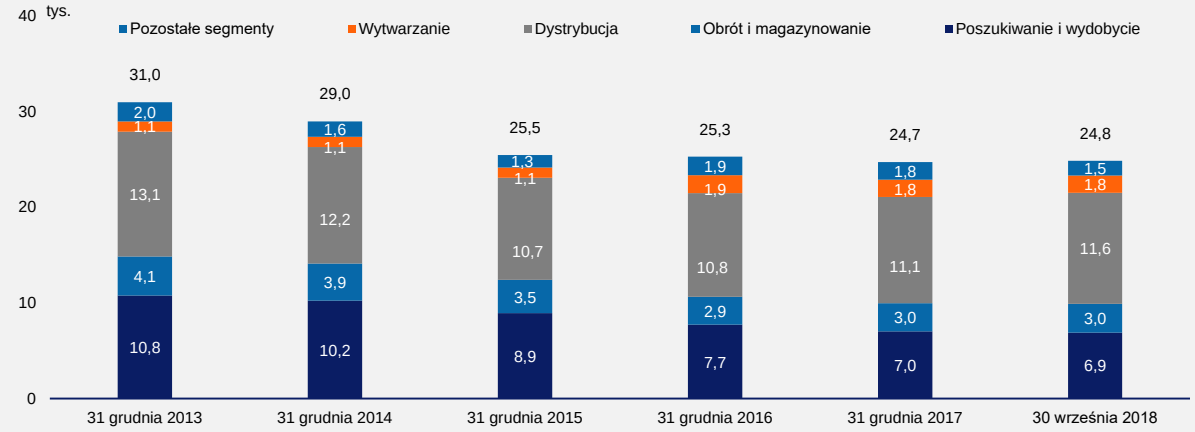
- W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG TERMIKA w związku z niedopasowaniem programu inwest. z Programem Emisji Obligacji z dnia 4 lipca 2012 r. do kwoty 1,5 mld PLN (PEO) zawarła porozumienia rozwiązujące PEO, w wyniku czego łączna pula obligacji gwarantowanych wynosi 7 mld PLN.
- W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG S.A. podpisał umowę programu emisji obligacji do kwoty 5 mld PLN.
- Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



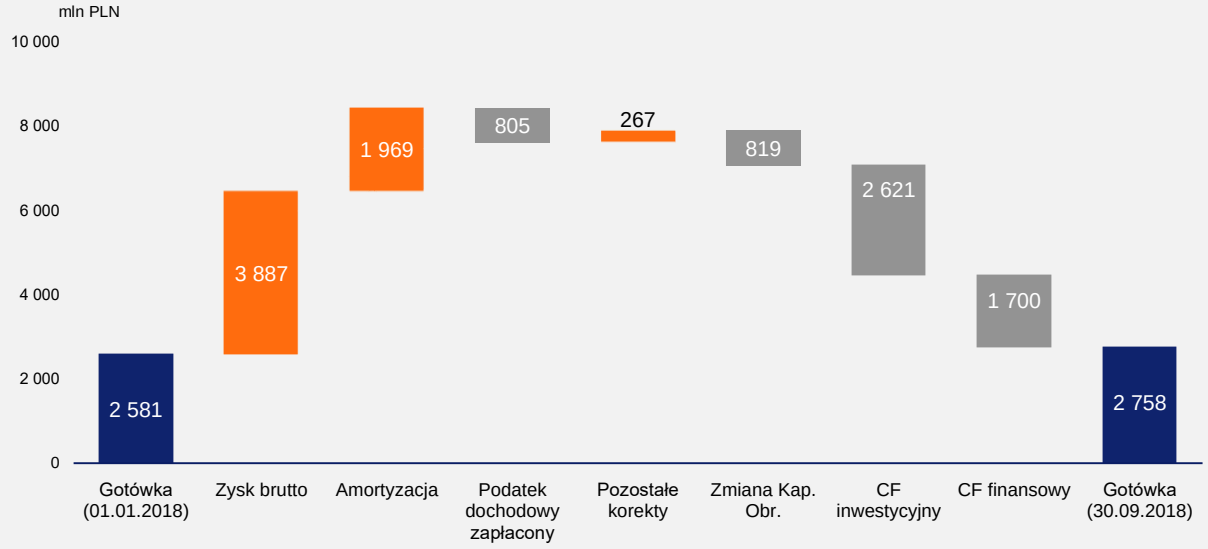
- Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).
- * W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Dzień dywidendy to 26.11.2018 r. Dzień wypłaty to 3.12.2018 r.

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

Zatrudnienie (stan na dzień 30.09.2018 r.)*

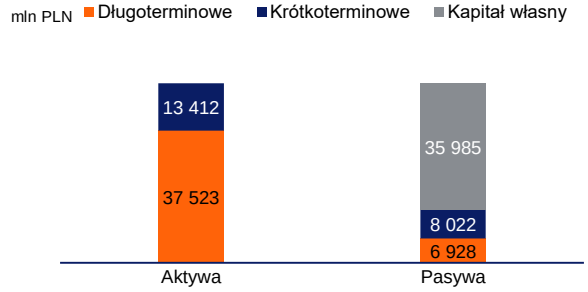


Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2018 r. - 30.09.2018 r.)

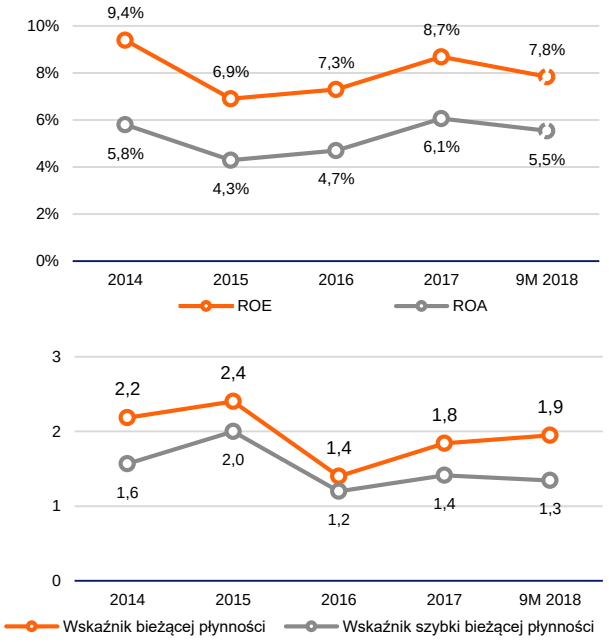


*Zmiana prezentacji danych centrum korporacyjnego, w wyniku czego nastąpiły zmiany w segmencie Obrót i Magazynowanie oraz Pozostałe segmenty w 2016 r.

Bilans Grupy (stan na 30.09.2018 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m^3]	9M 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	9M 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 361	436	461	464	1 863	461	1 402	459	469	474	1 919	473	449
w tym w Polsce	*960*	*323*	*314*	*323*	*1 315*	*335*	*980*	*325*	*327*	*328*	*1 401*	*347*	*346*
w tym w Norwegii	*401*	*113*	*147*	*141*	*548*	*126*	*422*	*134*	*142*	*146*	*518*	*126*	*103*
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 990	659	612	719	2 674	731	1 943	664	567	712	2 540	692	582
w tym w Polsce	*1 839*	*606*	*559*	*674*	*2 524*	*684*	*1 840*	*627*	*533*	*680*	*2 481*	*670*	*570*
w tym w Pakistanie	*151*	*53*	*53*	*45*	*150*	*47*	*103*	*37*	*34*	*32*	*59*	*22*	*12*
RAZEM (przeliczony na E)	**3 351**	**1 095**	**1 073**	**1 183**	**4 537**	**1 192**	**3 345**	**1 123**	**1 036**	**1 186**	**4 458**	**1 165**	**1 031**

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m^3]													
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	19 325	4 777	5 134	9 414	25 291	7 603	17 688	4 298	5 079	8 311	22 895	6 921	4 004
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	*2 568*	*855*	*715*	*998*	*2 186*	*603*	*1 583*	*452*	*482*	*649*	*2 510*	*561*	*614*
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 136	337	308	491	1 496	419	1 077	296	312	469	1 371	417	244
RAZEM (przeliczony na E)	**20 461**	**5 114**	**5 442**	**9 905**	**26 787**	**8 022**	**18 765**	**4 594**	**5 391**	**8 780**	**24 266**	**7 338**	**4 248**
w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż	*627*	*211*	*179*	*237*	*796*	*226*	*570*	*182*	*161*	*227*	*718*	*209*	*129*

IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m^3]													
Razem	10 580	3 324	3 419	3 837	13 714	3 673	10 041	3 488	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020
w tym: kierunek wschodni	*7 941*	*2 357*	*2 602*	*2 982*	*9 656*	*2 540*	*7 116*	*1 889*	*2 518*	*2 709*	*10 248*	*2 539*	*2 429*
w tym: LNG	*1 955*	*635*	*815*	*505*	*1 715*	*383*	*1 332*	*470*	*475*	*387*	*974*	*380*	*384*

ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]													
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	992	320	324	348	1257	329	928	313	269	346	1 318	344	298
w tym w Polsce	*599*	*202*	*189*	*208*	*787*	*220*	*567*	*203*	*148*	*216*	*763*	*207*	*177*
w tym w Norwegii	*393*	*118*	*135*	*140*	*470*	*109*	*361*	*110*	*121*	*130*	*555*	*137*	*121*
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	1 032	309	294	429	1270	313	957	251	316	390	1 346	325	287
w tym w Polsce	*592*	*194*	*188*	*210*	*791*	*222*	*569*	*190*	*161*	*218*	*753*	*198*	*179*
w tym w Norwegii	*440*	*115*	*106*	*219*	*479*	*91*	*388*	*61*	*155*	*172*	*593*	*127*	*108*

WYTWARZANIE													
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	26 404	2 942	4 425	19 037	42 607	14 195	28 412	3 476	6 848	18 088	39 527	15 079	2 945
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	2 661	523	599	1 539	3 882	1 280	2 602	407	737	1 458	3 604	1 204	418

Słownik terminów i pojęć

2P	Szacunkowe rezerwy paliw kopalnianych (udokumentowane oraz prawdopodobne)
bbl	Baryłka ropy naftowej
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
EBIT	Zysk operacyjny
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
Ee	Energia elektryczna
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG SA
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	Joint Venture (wspólne przedsięwzięcie)
LNG	Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej
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 wydobycie kopalin
WIG20	Indeks giełdowy 20 największych spółek akcyjnych notowanych na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych
WRA	Wartość regulacyjna aktywów

Informacje kontaktowe

Marcin Piechota
Kierownik Działu Relacji Inwestorskich
tel.: +48 22 589 43 22
kom.: +48 885 889 890
e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek
Specjalista ds. Relacji Inwestorskich
tel.: +48 22 589 48 46
kom.: +48 723 235 652
e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Aleksander Kutnik
Specjalista ds. Relacji Inwestorskich
tel.: +48 22 589 47 97
kom.: +48 723 239 162
e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Anna Galińska
Specjalista ds. Relacji Inwestorskich
tel.: +48 22 106 41 09
kom.: +48 723 514 086
e-mail: anna.galinska@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
faks: +48 22 691 81 23
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 jakiejkolwiek 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

PGNiG