

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki



Maj 2019





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. Załączniki

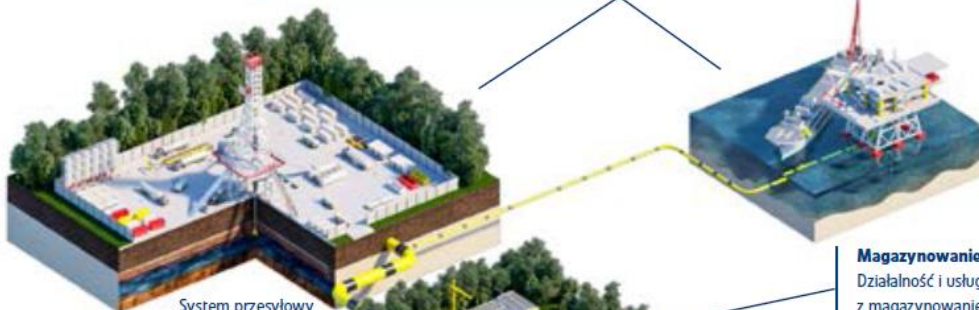


Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym

Poszukiwanie i Wydobycie

Cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej: od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż.



System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM SA

Magazynowanie

Działalność i usługi związane z magazynowaniem gazu w podziemnych magazynach gazu.

Dystrybucja

Przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu do klientów detalicznych i korporacyjnych.

Obrót detaliczny

Sprzedaż gazu ziemnego gospodarstwom domowym oraz małym i średnim przedsiębiorstwom.

Obrót hurtowy

Sprzedaż gazu ziemnego największym klientom przemysłowym oraz na Towarowej Giełdzie Energii.

Wytwarzanie

Wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.

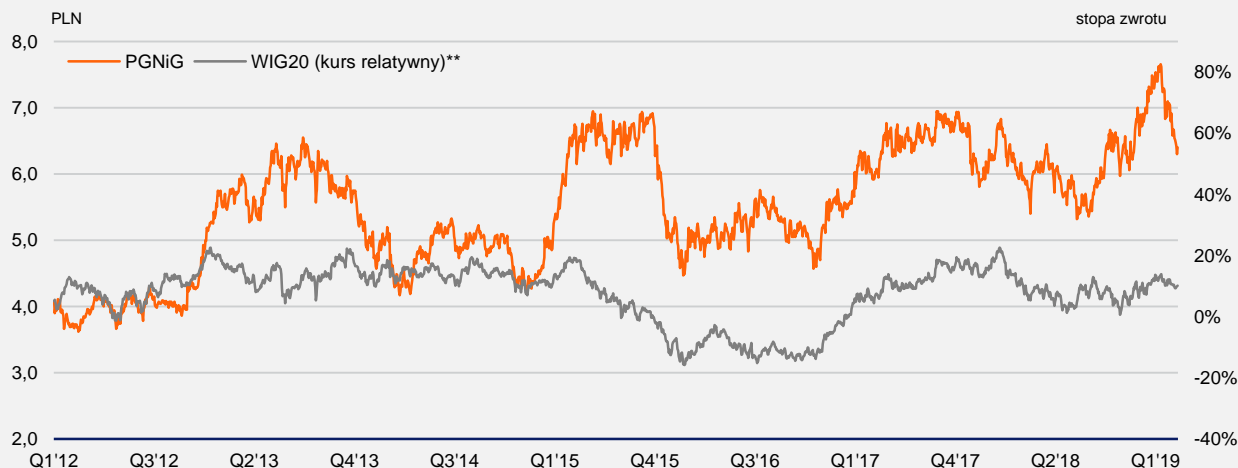
Sieć dystrybucyjna PSG

Sieć energetyczna

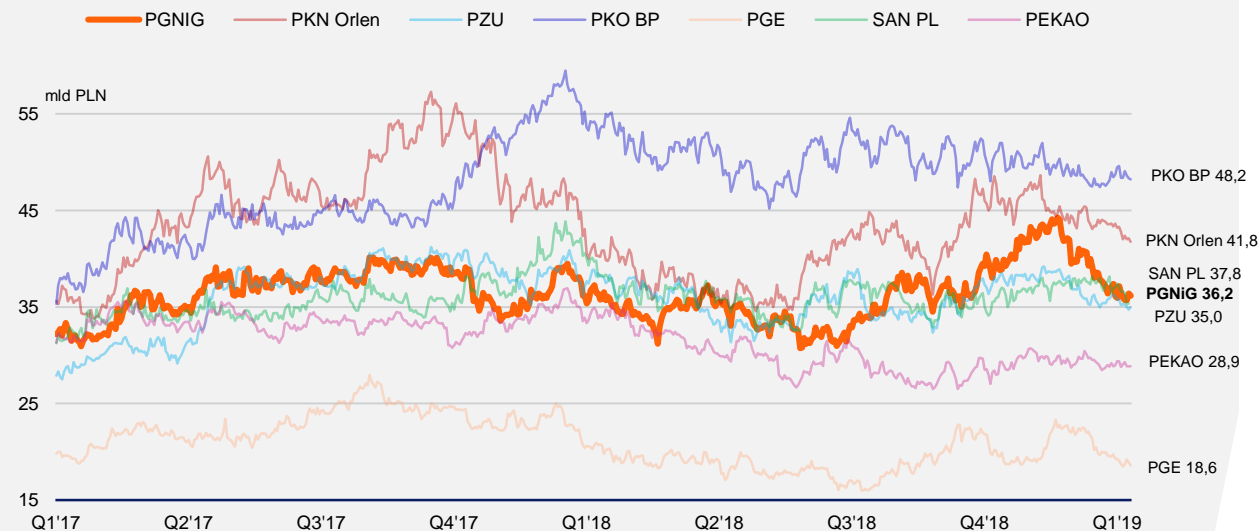
Sieć ciepła

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 31.03.2019, z pominięciem dywidend

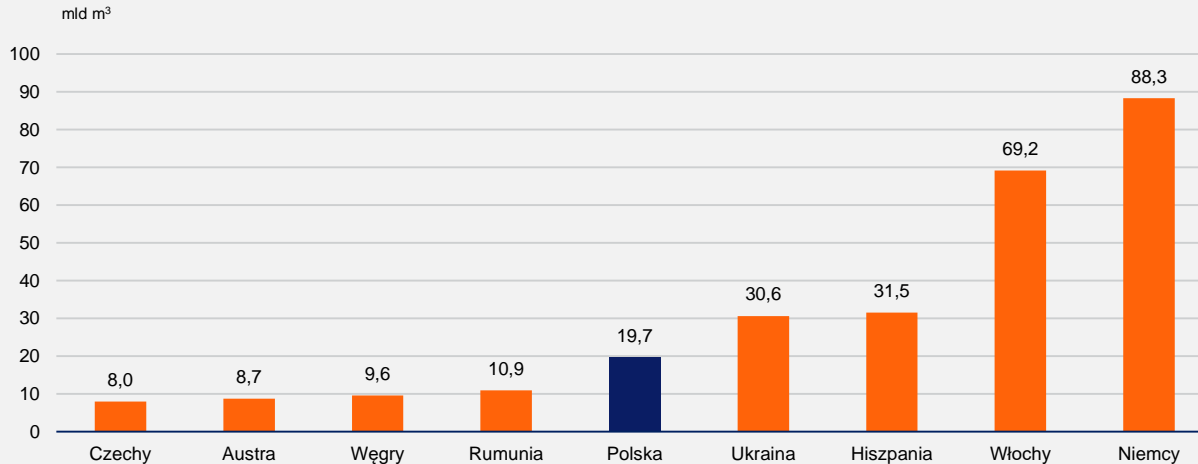
** Wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG (na dzień 31.03.2019)

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 36,2 mld PLN (EUR 8,4 mld, USD 9,4 mld)*
- > Udział w WIG20: 4,9%
- > Struktura akcjonariatu (stan na 31.03.2019 r.)

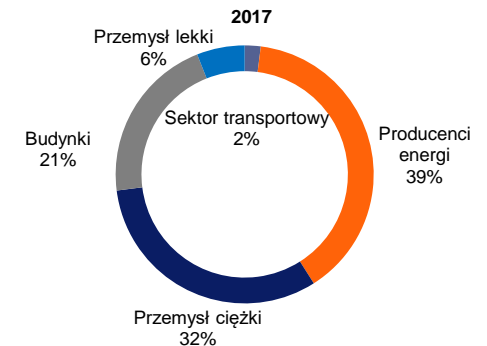


Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

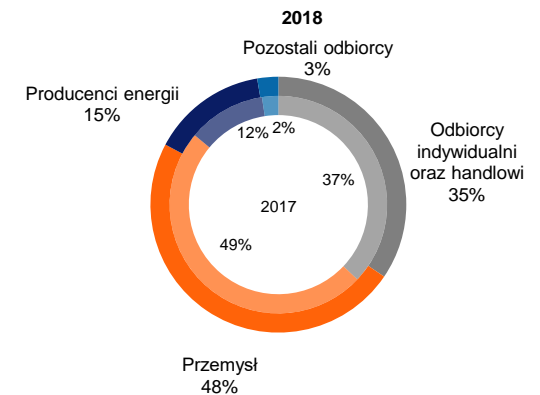
> Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2018 r.



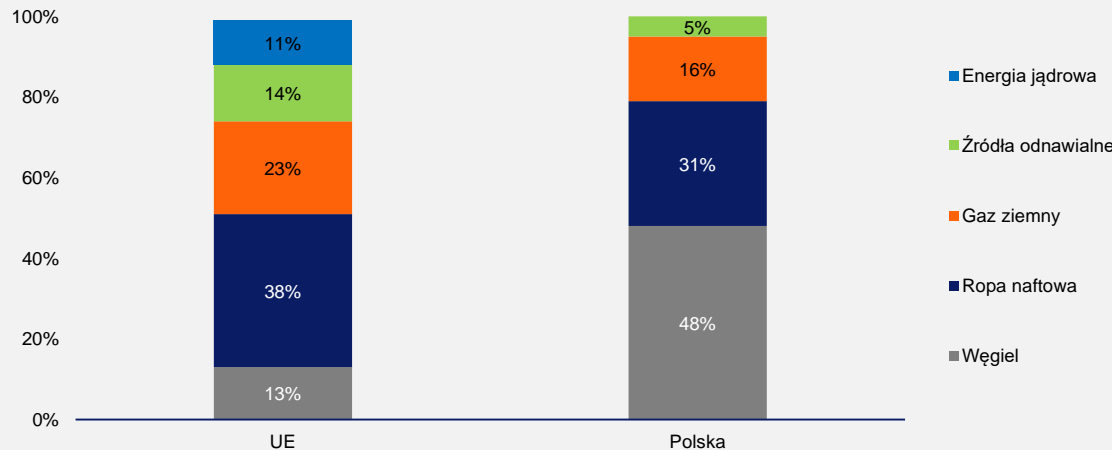
> Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2017 r.



> Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2017 i 2018 r.



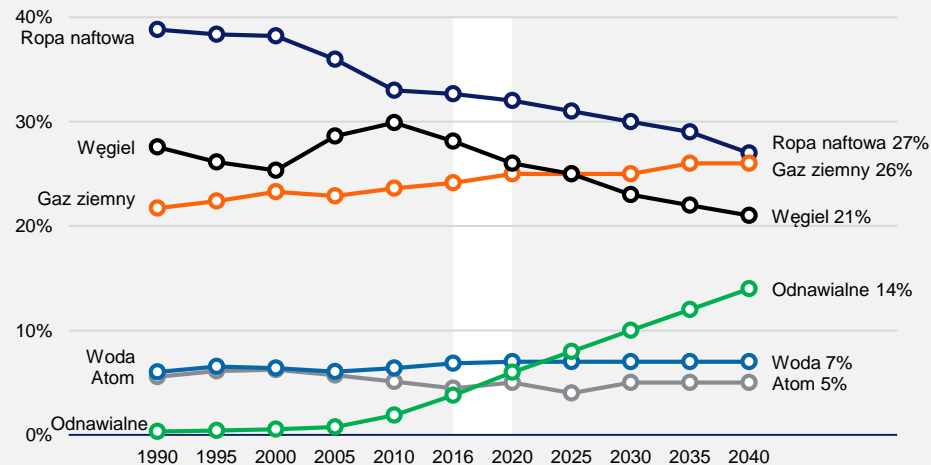
> Zużycie energii pierwotnej w 2018 r.



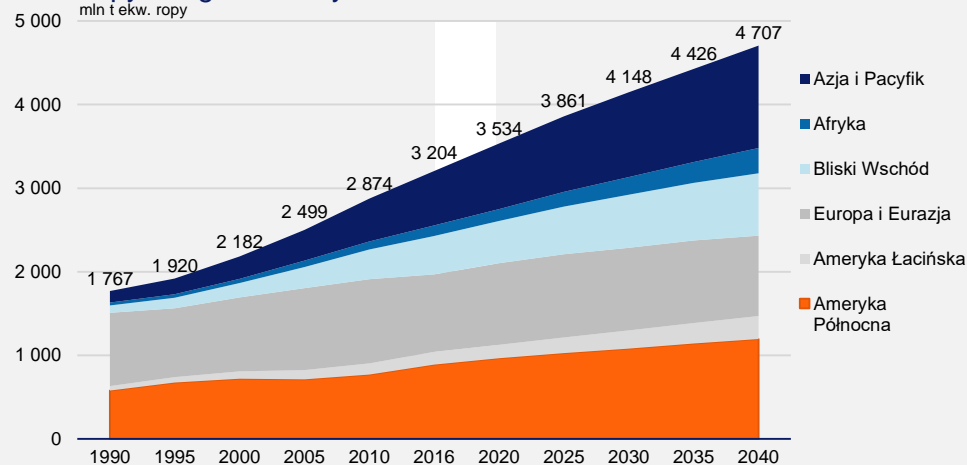
Źródło: BP Statistical Review 2019; BP Energy Outlook 2019 / Zużycie zawiera sprzedaż, jak i zużycie własne oraz zmianę stanu magazynów

Rynek gazu na świecie

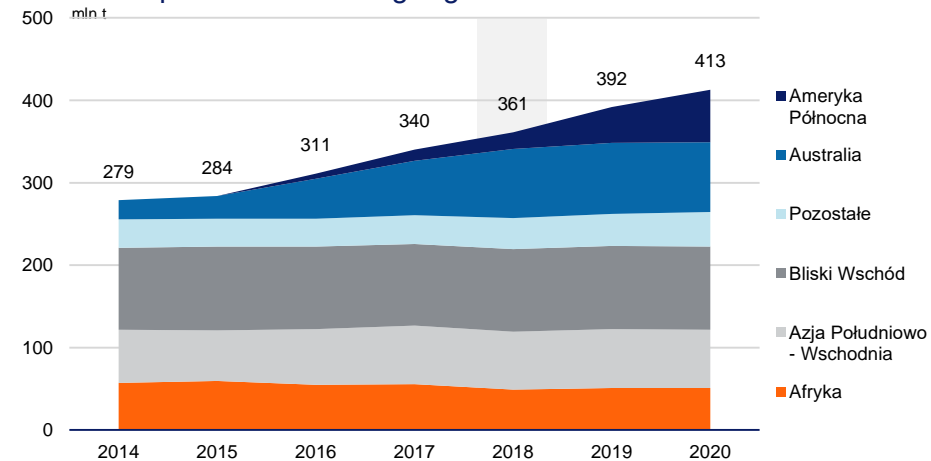
Zużycie energii pierwotnej na świecie



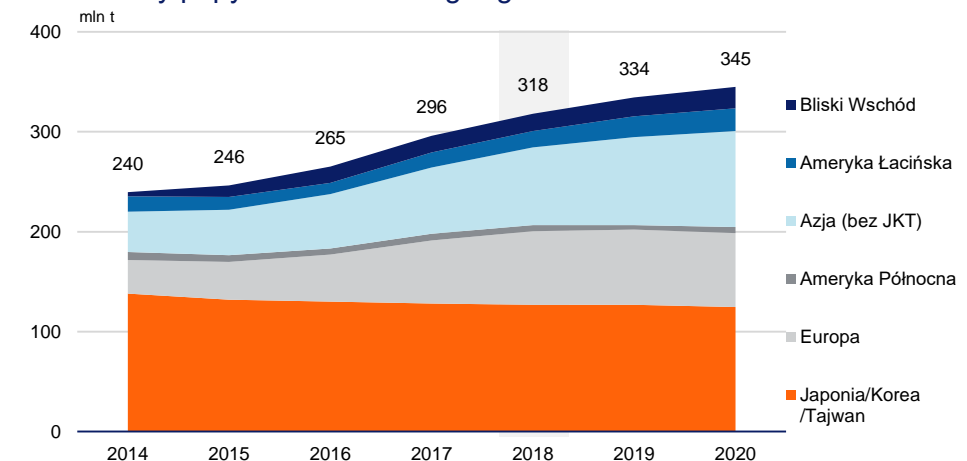
Popyt na gaz ziemny



Roczna podaż LNG według regionów



Roczny popyt na LNG według regionów



Poszukiwanie i Wydobywanie



Obrót i Magazynowanie



Dystrybucja



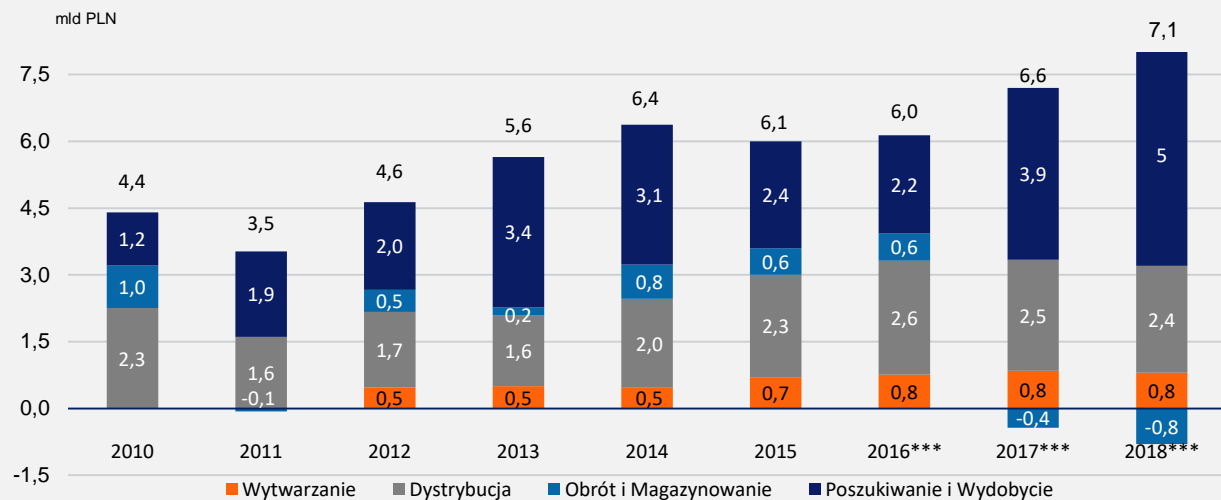
Wytwarzanie



Segmenty Grupy PGNiG

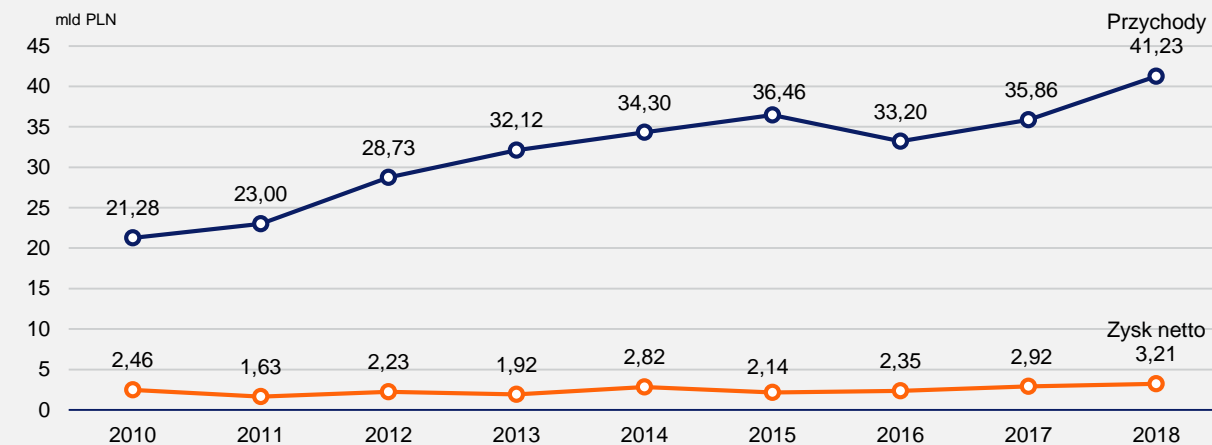
Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2018

EBITDA Grupy PGNiG**

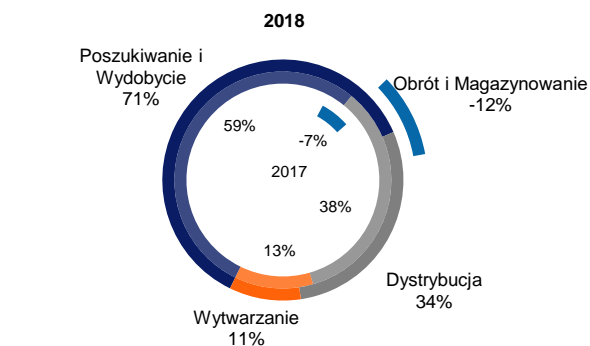


- > Piąta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



Udział segmentów w EBITDA



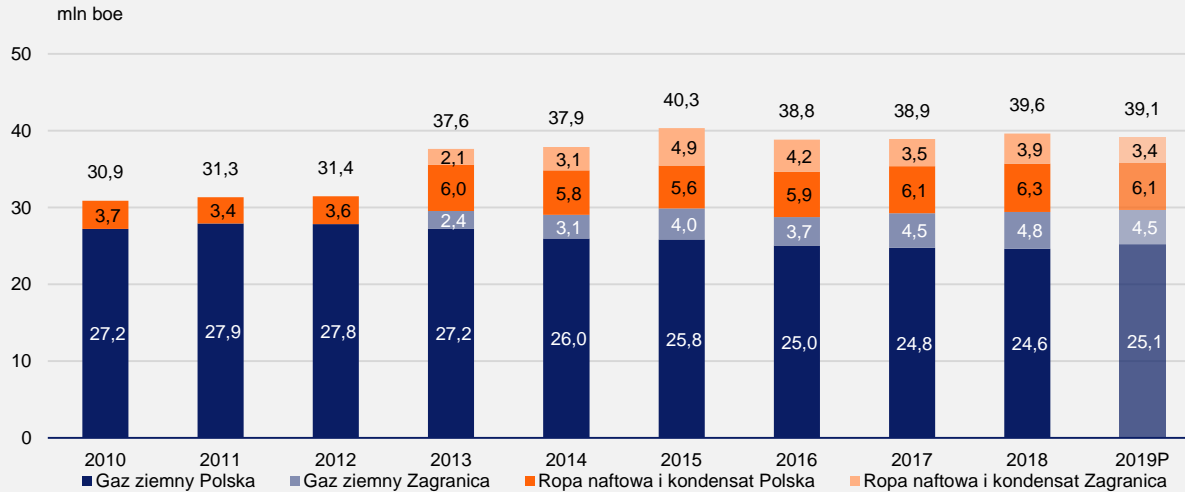
Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2018: -4%; in 2017: -3%



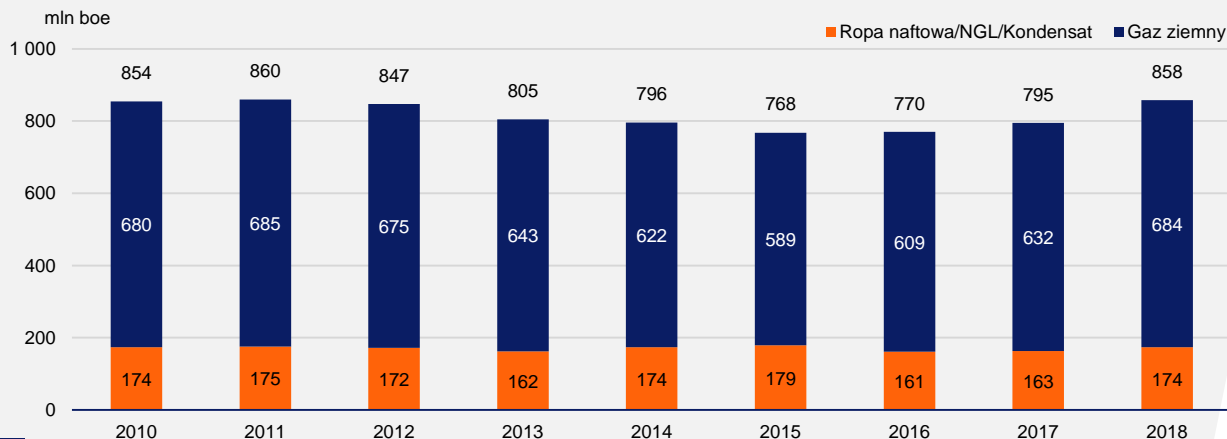
* Źródło: TOP 500 CEE 2018 / ** EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty”
 *** przekształcone, „Pozostałe segmenty” nie zostało zaprezentowane na wykresie

Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

> Wydobywanie gazu i ropy naftowej*



> Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy / ** Na dzień 31.12.2018 r.

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

> **Złóża PGNiG w Polsce**:**

- > udokumentowane zasoby gazu 548 mln boe (87,7 mld m³)
- > udokumentowane zasoby ropy 119 mln boe (15,2 mln ton)

> **Koncesje na ropę i gaz w Polsce**:**

- > 20 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 27 koncesji łącznych
- > 203 na wydobywanie

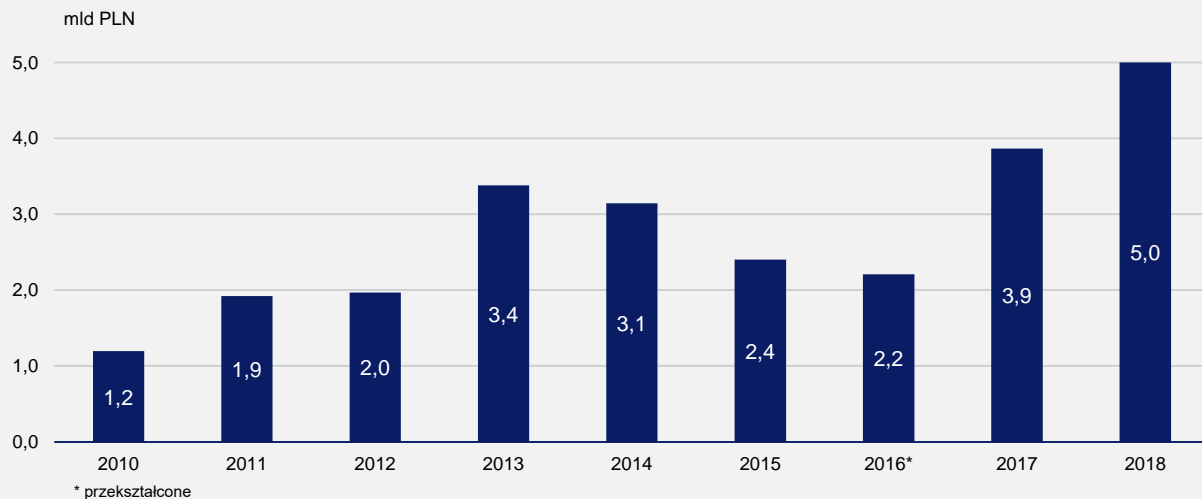
> **Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:**

- > 54 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
- > Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

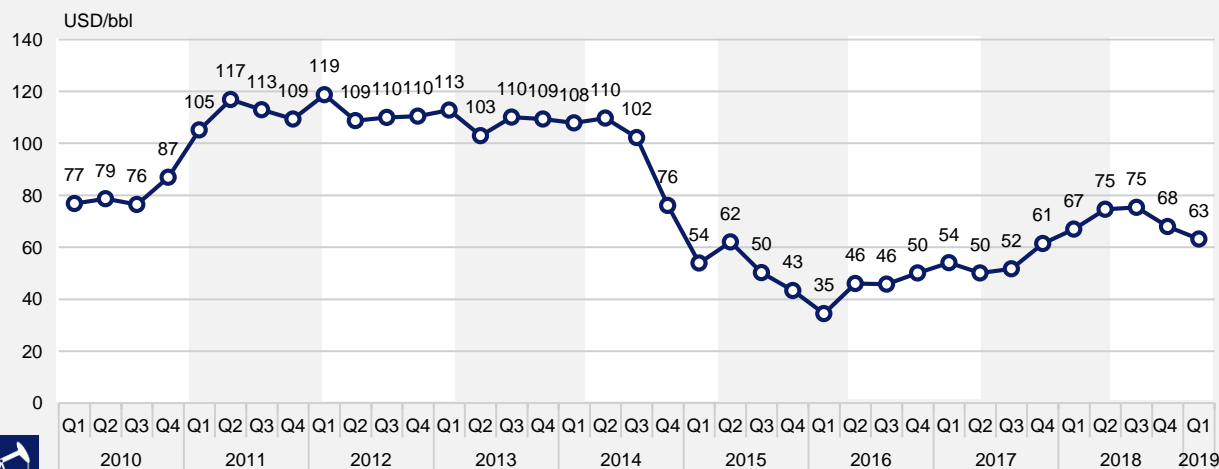


Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

> EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

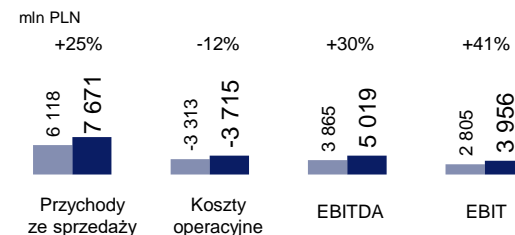


> Średnia cena ropy naftowej

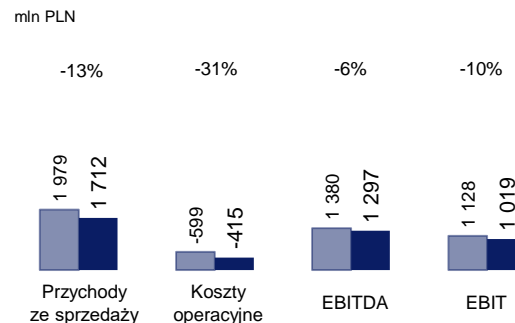


- > Spadek przychodów w Q1 2019 na skutek niższych R/R cen ropy i gazu (RDN na TGE) oraz niższych wolumenów wydobycia ropy w Norwegii.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o -215 mln PLN).
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-5% R/R, o -61 mln PLN).

> Wyniki segmentu za 2017 vs 2018



> Wyniki segmentu za Q1 2018 vs Q1 2019

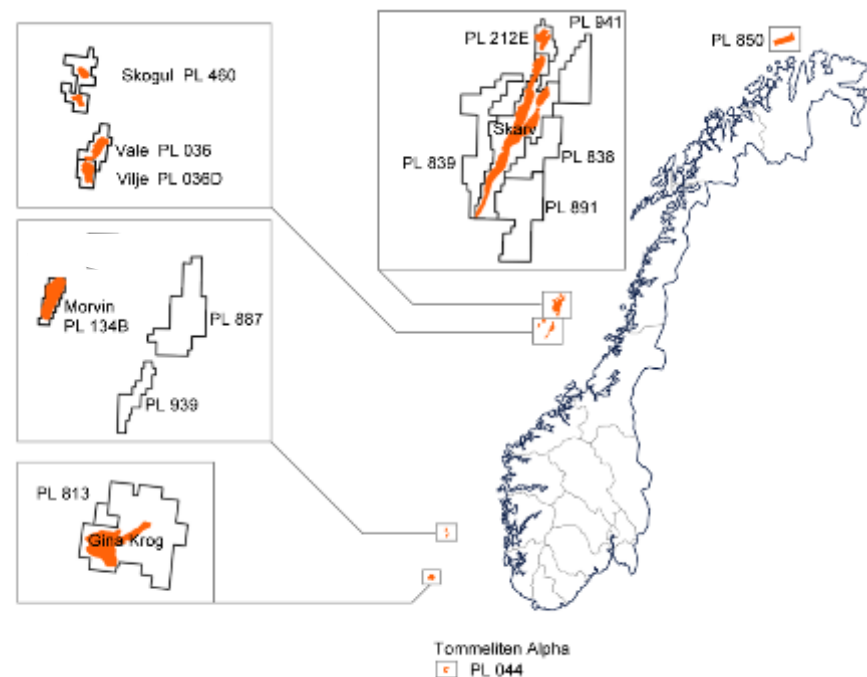
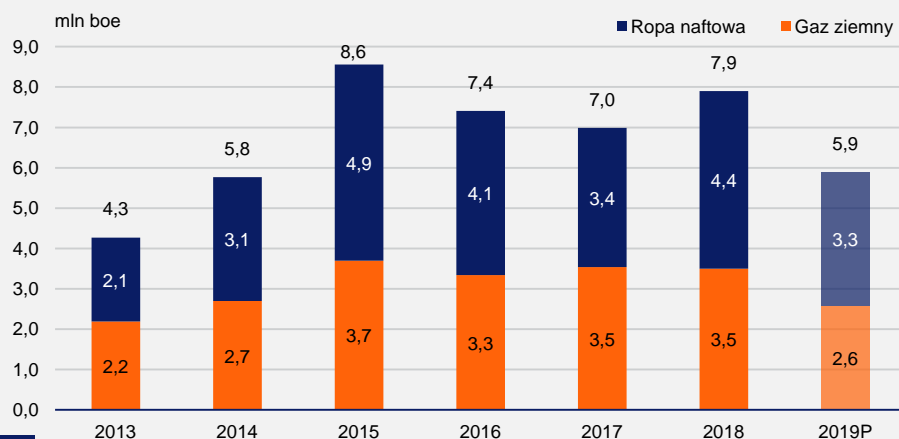


Działalność zagraniczna – Norwegia

> Rezerwy w Norwegii (stan na 31 grudnia 2018)

	Gaz ziemny	Ropa & NGL	Suma (mm boe)
Skarv	12,4	8,5	20,9
Gina Krog	6,6	8,2	14,8
Vilje		3,7	3,7
Vale	0,7	0,6	1,3
Morvin	0,4	0,8	1,2
Tommeliten Alpha	36,1	18	54,1
Aerfugl	21,4	9,1	30,5
Skogul	0,3	2,9	3,2
Fogelberg	8,8	3,4	12,2
Suma	86,7	55,2	141,9

> Produkcja w Norwegii



W 2019 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 Aerfugl.

18 października 2018 r. PGNiG Upstream Norway AS zawarł umowę zakupu 30% udziałów w koncesji PL044 od Equinor Energy AS, co jest równoznaczne z przejściem 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.

Działalność zagraniczna – Pakistan i pozostałe

> Aktywa: 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 seismiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	9,4 mld m ³ gazu (7 mld m ³ Rehman / 2,4 mld m ³ Rizq)

W 2018 r. podłączony został do eksploatacji odwiert Rizq-2 oraz Rehman-4. W lutym 2018 r. PGNiG zakończyło także wiercenie odwiertu Roshan-1. Obecnie kontynuowane jest wiercenie otworu Rehman-5 (rozpoczęte we wrześniu 2018 r.), a także prowadzone są prace przygotowawcze do wiercenia otworów Rehman-6 i Rizq-3.

W 2019 r. przewidziano do podłączenia odwierty Rizq-3, Rehman-5 oraz Rehman-6. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych, Oddział w Pakistanie planuje także ukończenie rozpoczętych w 2018 r. zdjęć sejsmicznych 3D na obszarze potencjalnego złoża W1 oraz 2D na obszarze potencjalnego złoża W2.

> Pozostała aktywność zagraniczna w 2018 r.

Prace sejsmiczne:

- > Akwizycje danych sejsmicznych: Bułgaria, Chorwacja, Egipt, Kolumbia, Tunezja, Ukraina, Myanmar.
- > Przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych: Francja, Indie, Pakistan, Kolumbia.

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.

ZEA

- > W grudniu 2018 r. PGNiG wygrało przetarg na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów w emiracie Ras Al Khaimah.



Pozyskanie i sprzedaż gazu

> Działalność segmentu Obrót i Magazynowanie:

- > sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych; magazynowanie gazu, sprzedaż i obrót energią elektryczną
- > 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 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 wzrosło do 2,7 mld m³ gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m³ gazu rocznie)

> Kontrakt z Cheniere na dostawy LNG (do 2042):

- > 0,73 mld m³ gazu po regazyfikacji łącznie w całym okresie 2019-2022
- > 1,95 mld m³ gazu rocznie po regazyfikacji w okresie 2023-2042

> Kontrakty z Venture Global i Port Arthur na dostawy LNG:

- > 7,4 mld m³ gazu rocznie po regazyfikacji. Dostawy od najwcześniej 2022 r. do 2043 r.

> 3,9 mld m³ gazu sprzedanego w 2018 roku przez PST do odbiorców poza Polską

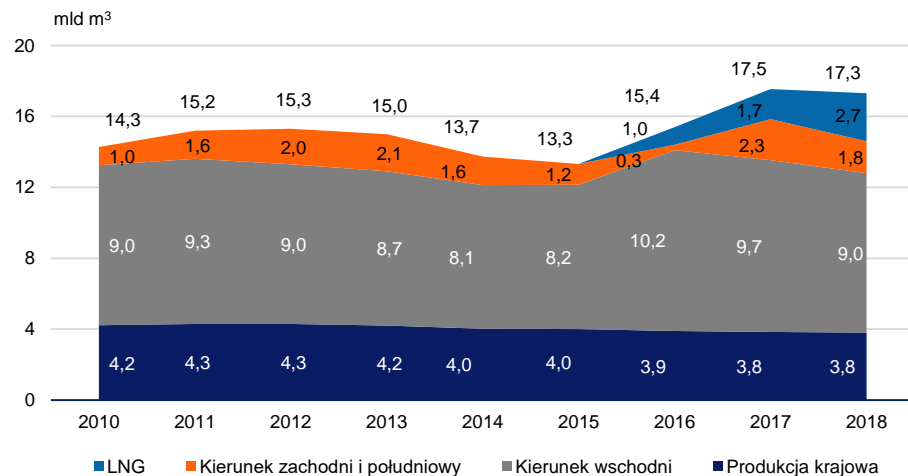
> Taryfy:

- > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża

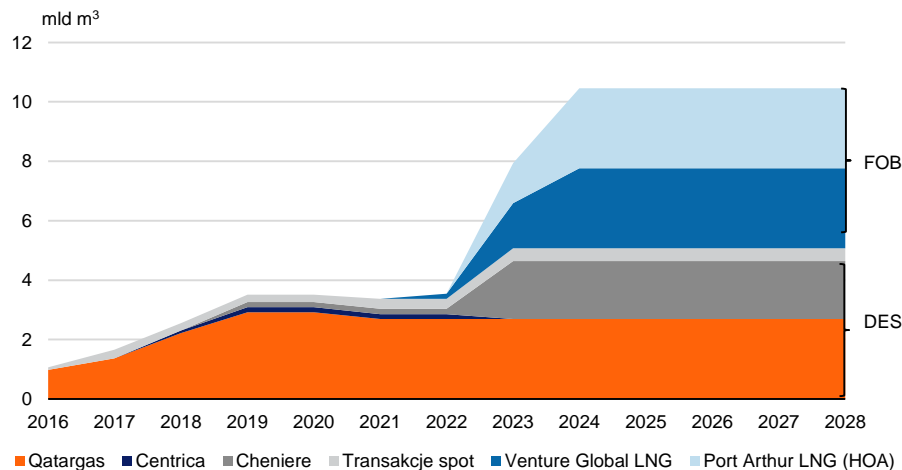
- > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE

- > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,1% WACC x 3,5 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (od kwietnia 2019 r.)

> Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny

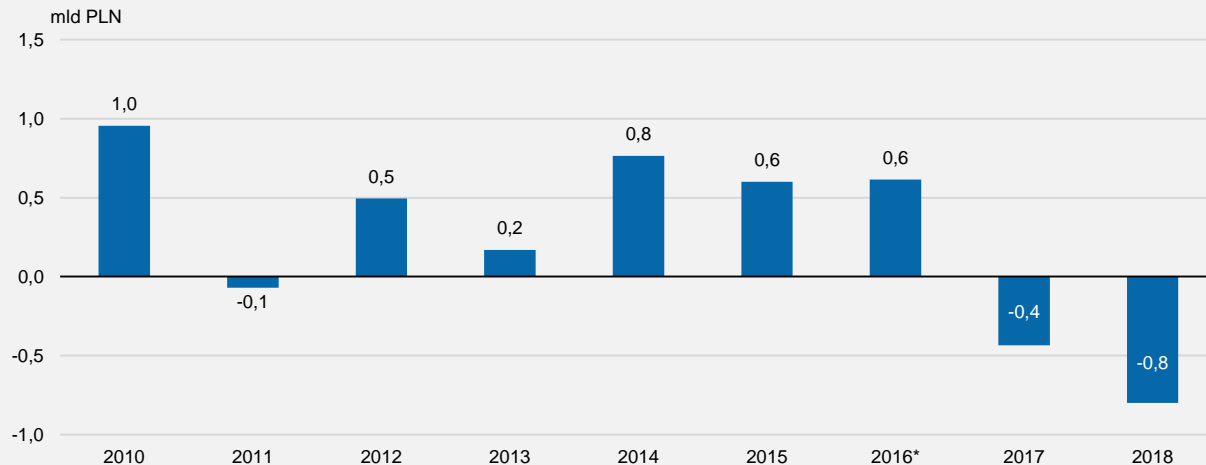


> Portfolio LNG Grupy PGNiG



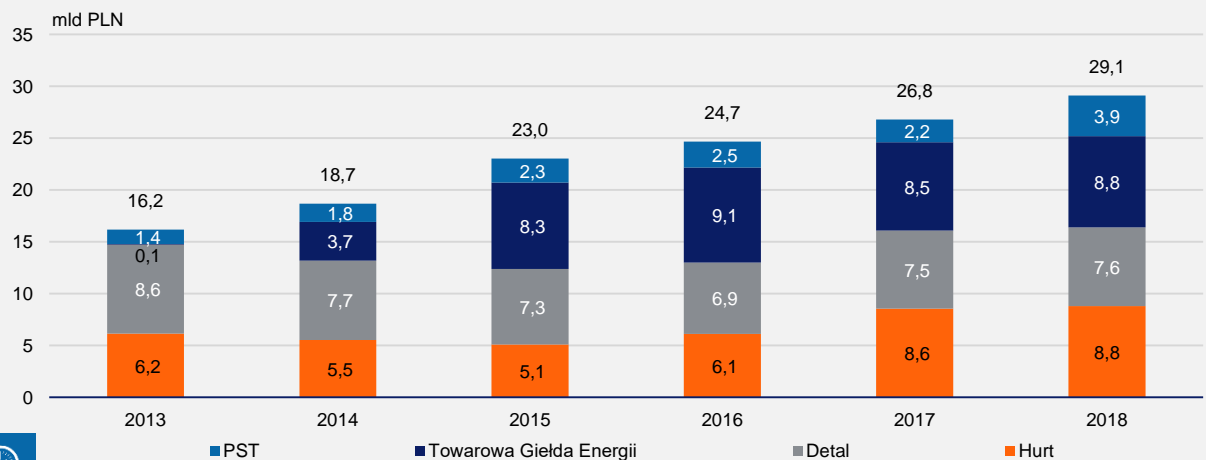
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



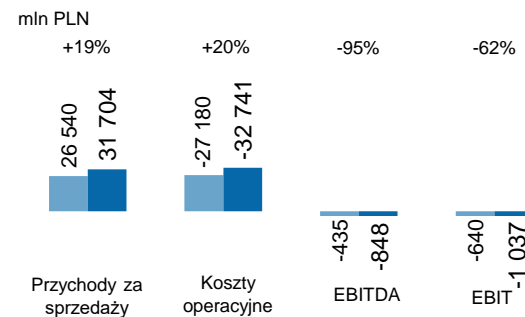
* przekształcone

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

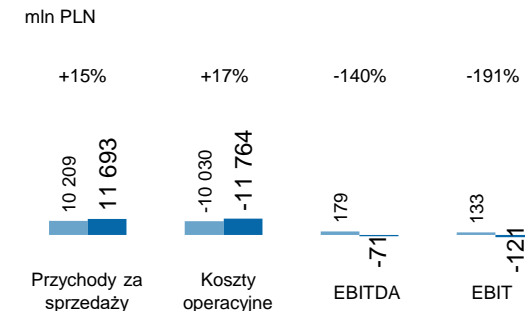


Wzrost kosztów pozyskania gazu w Q1 2019, głównie na skutek notowań cen ropy.

Wyniki segmentu za 2017 vs 2018

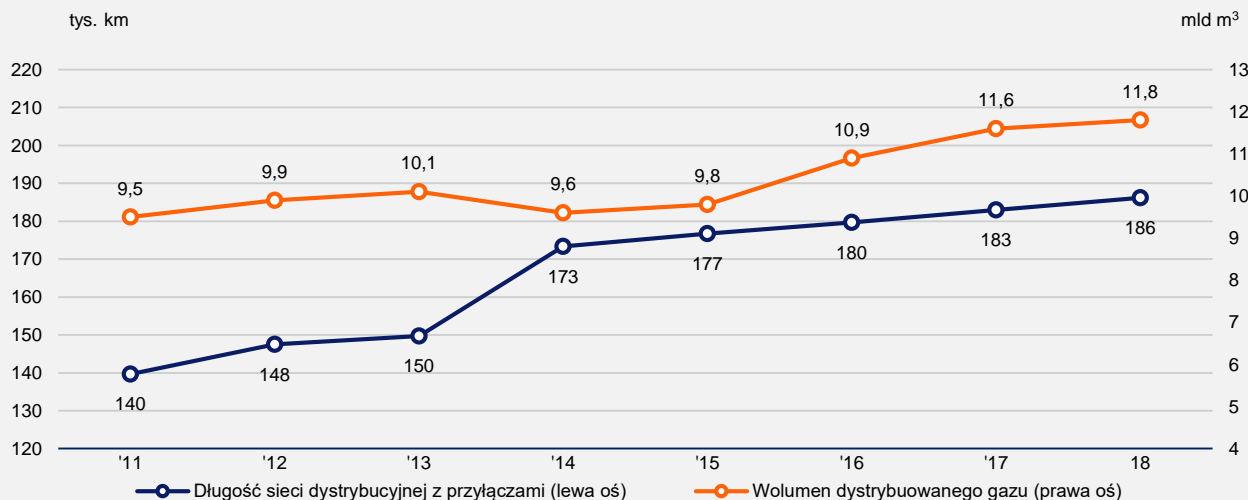


Wyniki segmentu za Q1 2018 vs Q1 2019

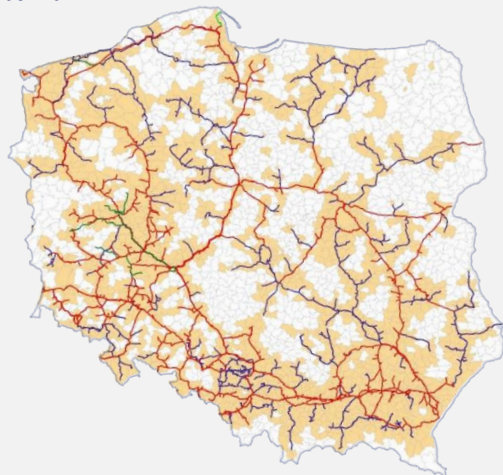


Dystrybucja

- Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+3,5% CAGR 2004-2018)



- Pokrycie siecią dystrybucyjną



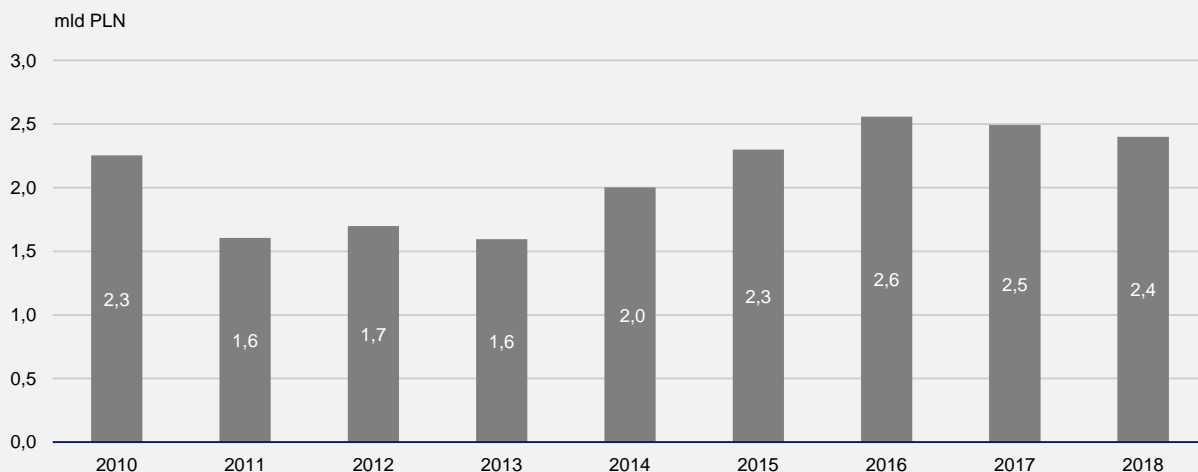
- Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 97% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy.*
- Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw).
- Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci.

- Taryfa:

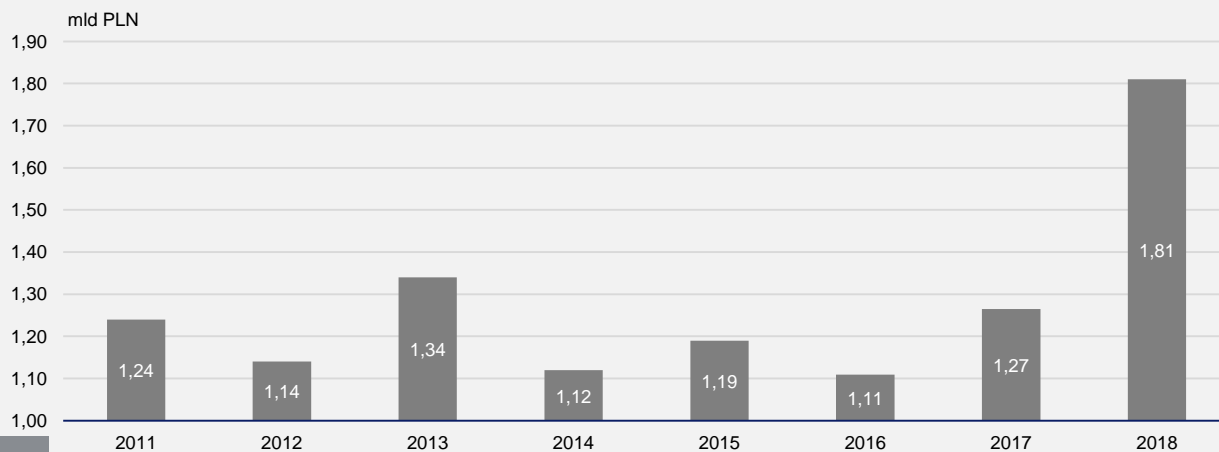
- Nowa taryfa nr 7 zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w styczniu 2019 r., obowiązująca od lutego 2019 r.
- Koszt + zwrot z kapitału (6,2% WACC x 12,2 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

> EBITDA segmentu Dystrybucja



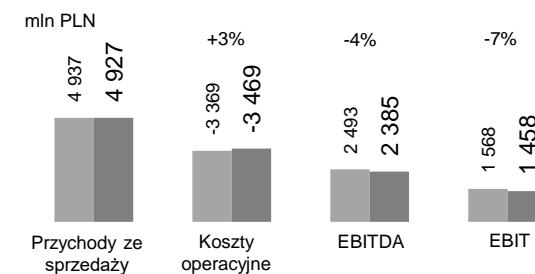
> CAPEX segmentu



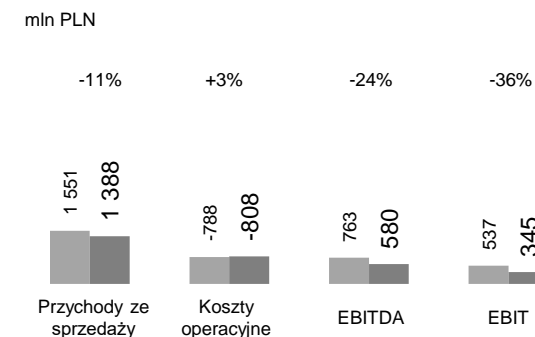
> Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy i niższych wolumenów dystrybuowanego gazu.

> Cel strategiczny PSG – łączny wynik EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

> Wyniki segmentu za 2017 vs 2018



> Wyniki segmentu za Q1 2018 vs Q1 2019



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 Ciepłej („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

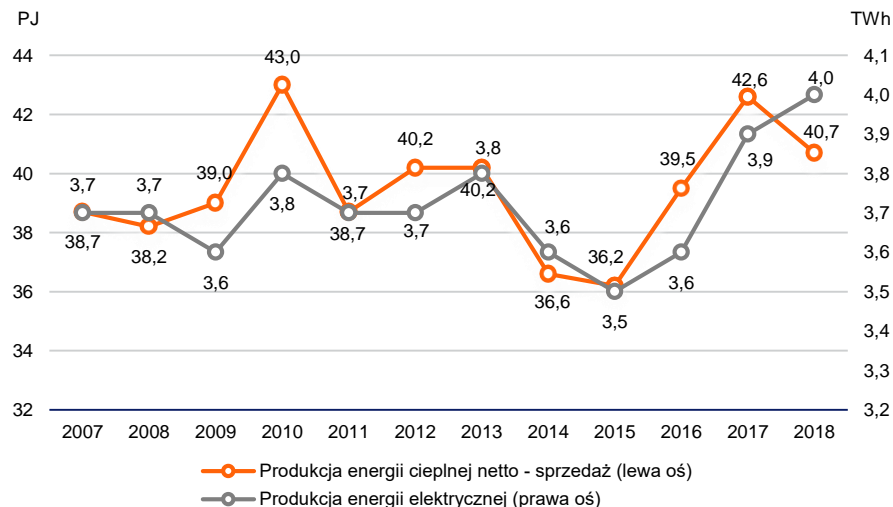
Moc zainstalowana cieplna 5,3 GWt

Moc osiągalna elektryczna 1,2 GWe

Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2018 r. 40,7 PJ

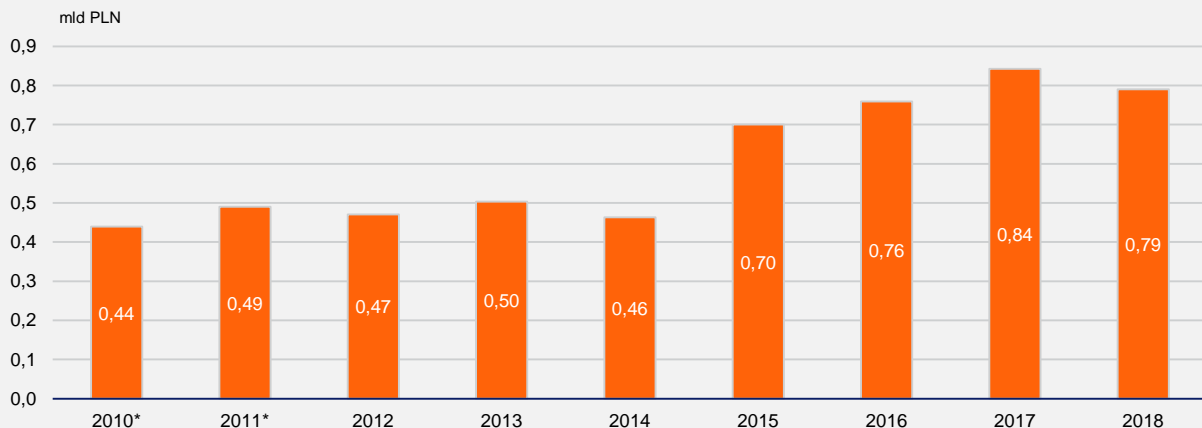
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2018 r. 4,0 TWh

Produkcja ciepła i energii elektrycznej



Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

EBITDA segmentu Wytwarzanie



Inwestycje

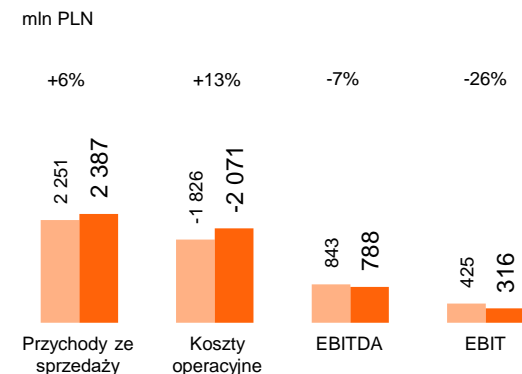
> Budowa bloku gazowego 497 Mwe – EC Żerań w Warszawie (2020)

> Elektrociepłownia kogeneracyjna Stalowa Wola (I kwartał 2020 r.)

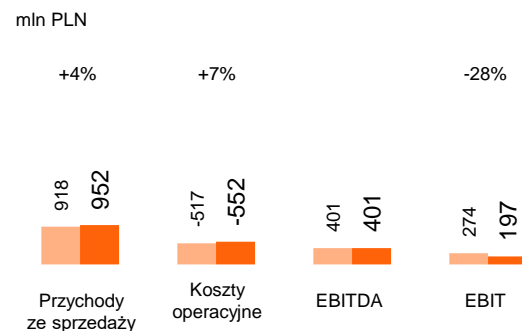
- > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
- > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m³ gazu przez 14 lat
- > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
- > W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu
- > 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.

> Wynik segmentu pod wpływem wyższych wolumenów i cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższych kosztów surowców.

Wyniki segmentu za 2017 vs 2018



Wyniki segmentu za Q1 2018 vs Q1 2019





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)



4. Magazynowanie

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



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



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%



3. Obrót detaliczny

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



6. Energetyka i ciepłownictwo

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

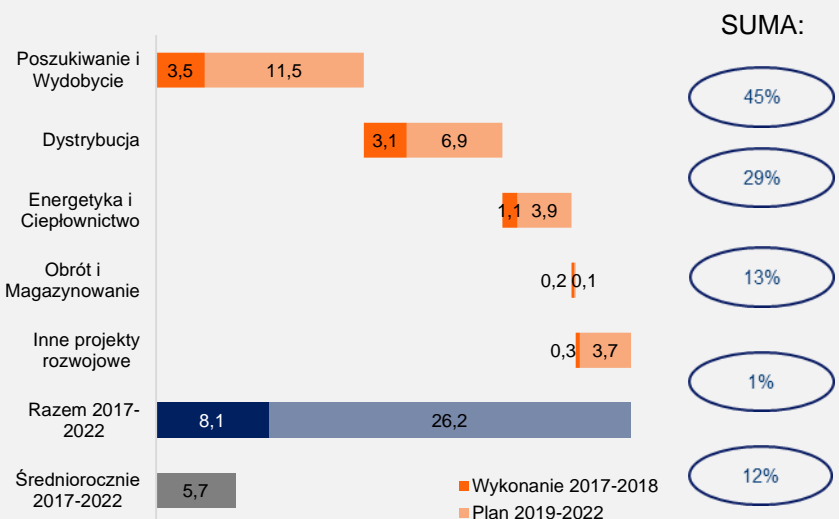


7. Centrum Korporacyjne

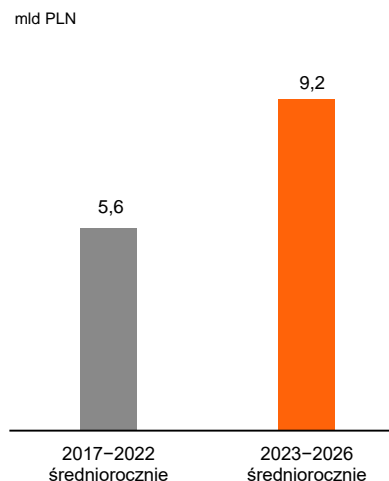
- > Efektywna realizacja projektów R&D&I oraz wzmocnienie wizerunku Grupy
- > Poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG

CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

> CAPEX w latach 2017-2022

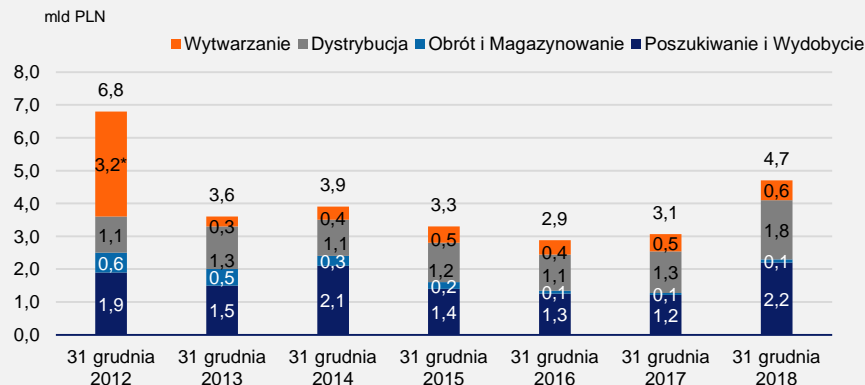


> EBITDA w latach 2017-2022



- > 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 2012-2018



- > 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

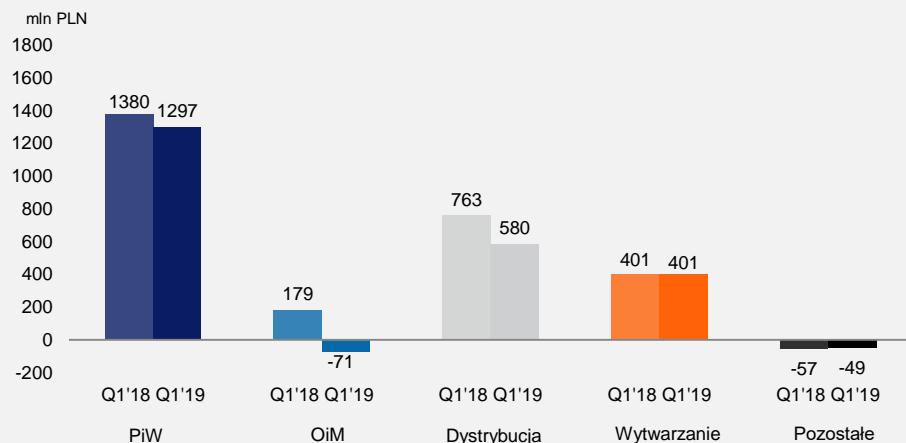
* Zawiera zakupy za 3 mld zł obecnej spółki PGNiG Termika



Załączniki

Podstawowe wyniki finansowe w Q1 2019

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2018 vs Q1 2019



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -61 mln PLN (-5% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -215 mln PLN (-31% R/R).
- > Koszt odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki: -13 mln PLN wobec -244 mln PLN w Q1 2018

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +15% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o +17% R/R, głównie w wyniku wyższej ceny pozyskania gazu z importu.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +179 mln PLN vs -169 mln PLN w Q1 2018.
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu o +37 mln PLN. W Q1 2018 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +25 mln PLN.

Dystrybucja

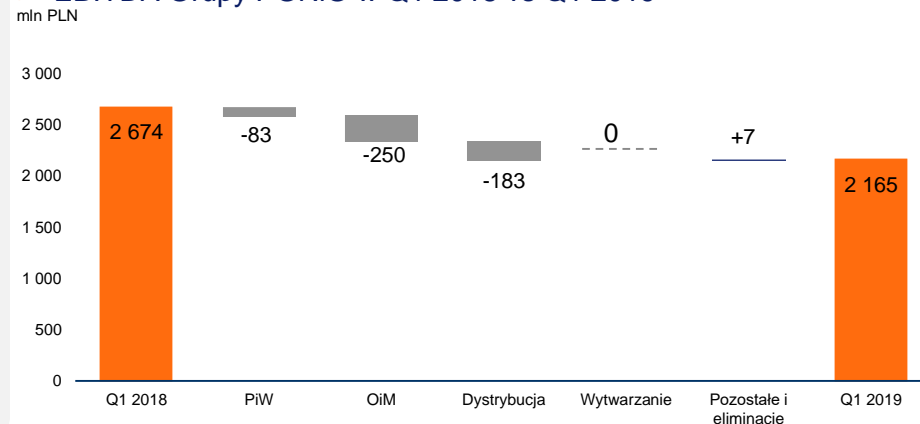
- > Niższy wolumen dystrybucji (o -8% R/R) oraz niższe o -11% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w związku z niższą taryfą od 15.02.2019 r.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu wyższe o +46 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- > Niższe przychody ze sprzedaży ciepła o 9% R/R na skutek wzrostu średniej temperatury w Q1 2019 i niższych wolumenów produkcji ciepła.
- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o 38% R/R będące wynikiem wyższych notowań cen energii elektrycznej.

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	13 247	14 340	+8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	10 573	12 175	+15%
EBITDA	2 674	2 165	-19%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	2 433	2 147	-12%
Amortyzacja	669	782	+17%
EBIT	2 005	1 383	-31%
Wynik na działalności finansowej	40	15	-63%
Zysk netto	1 566	1 063	-32%

> EBITDA Grupy PGNiG w Q1 2018 vs Q1 2019*



*Eliminacje w Q1 2019: +7 mln PLN oraz w Q1 2018: +8 mln PLN



Koszty operacyjne w Q1 2018 vs Q1 2019

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-8 215	-9 931	+21%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-355	-383	+8%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-438	-416	-5%
Świadczenia pracownicze	-669	-713	+6%
Usługa przesyłowa	-269	-261	-3%
Pozostałe usługi obce	-392	-408	+4%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-89	-93	+5%
Podatki i opłaty	-557	-553	-1%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne*	112	248	+120%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	63	19	-71%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-62	-116	+87%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-4	5	-3x
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-244	-13	-95%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	240	18	-93%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	214	237	+10%
Amortyzacja	-669	-782	+17%
Koszty operacyjne ogółem	-11 242	-12 957	+15%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 027	-3 026	-1%

Komentarz:

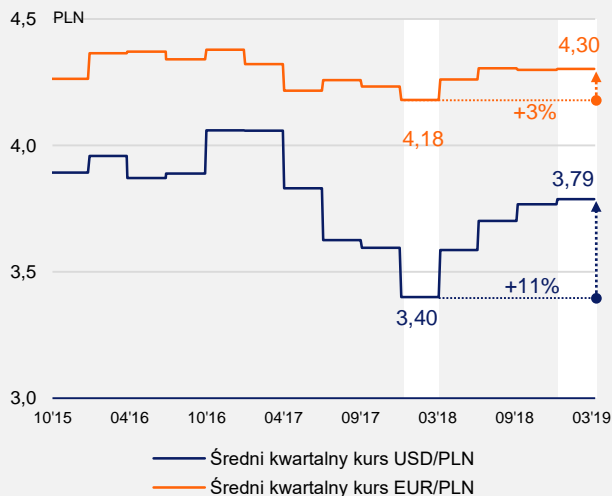
- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1 716 mln PLN (+21%) w związku ze wzrostem cen ropy i gazu.
- Stabilny poziom kosztów operacyjnych bez kosztu sprzedanego gazu: -3 026 mln PLN w Q1 2019 vs -3 027 mln PLN w Q1 2018.
- Niższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-13 mln PLN). W Q1 2019 spisano 1 odwiert negatywny. W Q1 2018 spisano 7 odwiertów negatywnych (-244mln PLN).
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +18 mln PLN w Q1 2019 vs +240 mln PLN w Q1 2018.
- Wyższa R/R amortyzacja: Q1 2019: -782 mln PLN vs Q1 2018: -669 mln PLN, głównie w wyniku wzrostu amortyzacji R/R w segmencie Wytwarzanie.
- Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -82 mln PLN w Q1 2019 vs -43 mln PLN w Q1 2018.
- Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu: +37 mln PLN w Q1 2019 vs +25 mln PLN w Q1 2018.
- Zawiązanie odpisu na należnościach z tytułu dostaw i usług: -14 mln PLN w Q1 2019 vs -36 mln PLN w Q1 2018.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: +18 mln PLN w Q1 2019 vs +52 mln PLN w Q1 2018.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +14 mln PLN w Q1 2019 vs -46 mln PLN w Q1 2018.



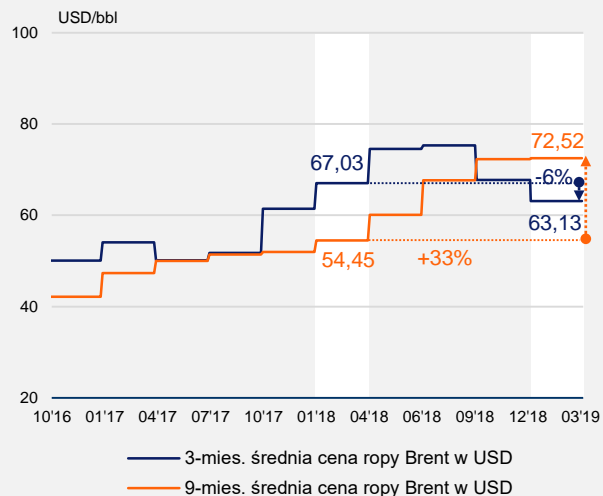
* Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Czynniki wpływające na wynik finansowy

> Słabszy PLN wobec USD oraz EUR R/R

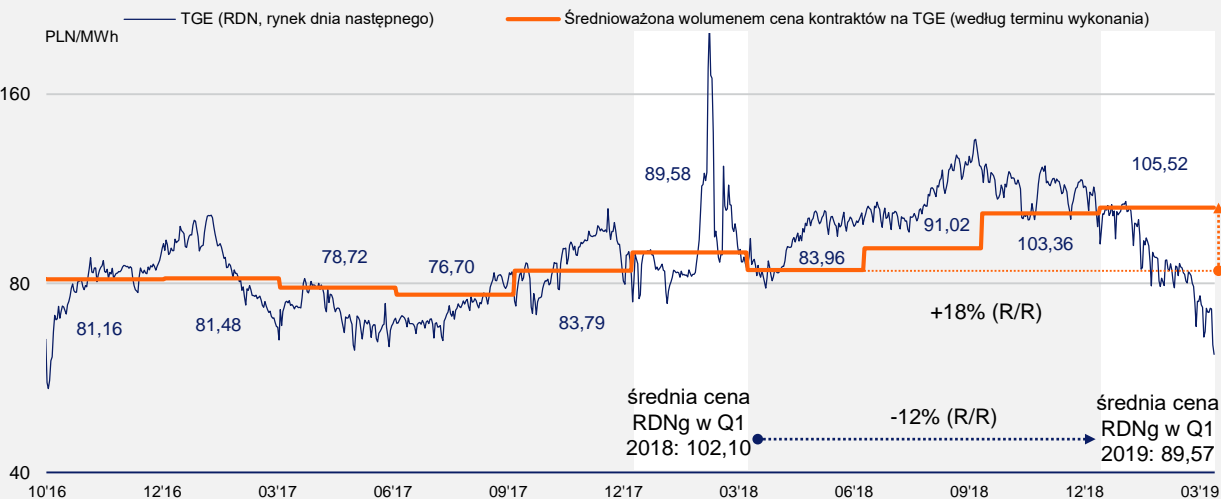


> 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q1 2019 o 33% R/R



- > Rosnący koszt jednostkowy pozyskania gazu z kierunku wschodniego.
- > Niższe notowania cen produktów, w tym kwartalnej średniej ceny ropy oraz ceny gazu RDN na TGE.

> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem

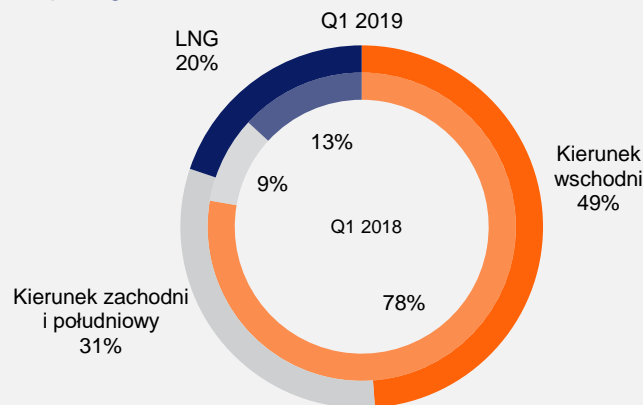


Uwagi:

- > 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

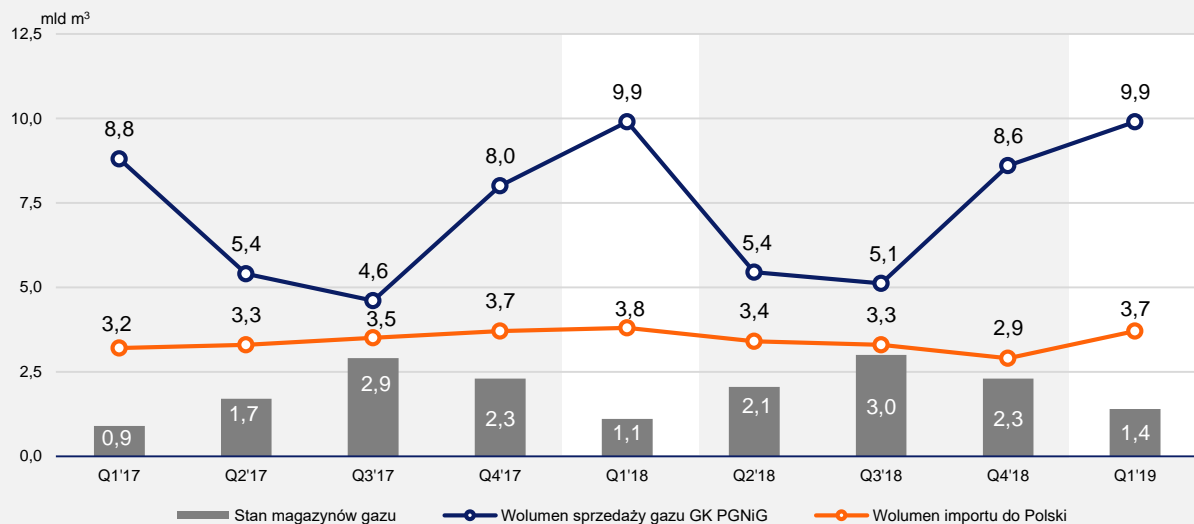


Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Grupa PGNiG:	9 905	9 896	-
<i>PGNiG SA</i>	5 944	5 715	-4%
<i>PGNiG OD</i>	2 963	2 829	-5%
<i>PST</i>	998	1 352	+35%

- Wzrost udziału kierunku zachodniego i południowego oraz LNG w strukturze importu. W Q1 2019 r. rozładowano 7 gazowców, w tym 3 z kontraktu z Qatargas oraz 4 ładunki spot.
- Sprzedaż gazu Grupy PGNiG na stabilnym poziomie. Wzrost sprzedaży PST (działalność zagraniczna).
- Stan zapasów gazu w PMG gazu wysokometanowego wyższy o 27% R/R.

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu

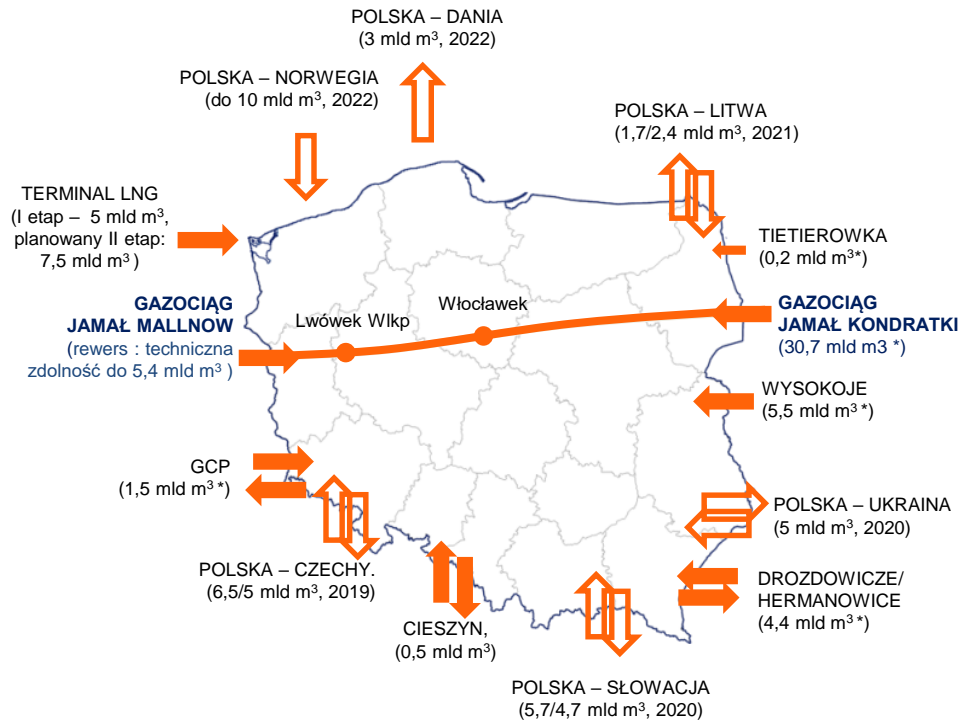


Komentarz:

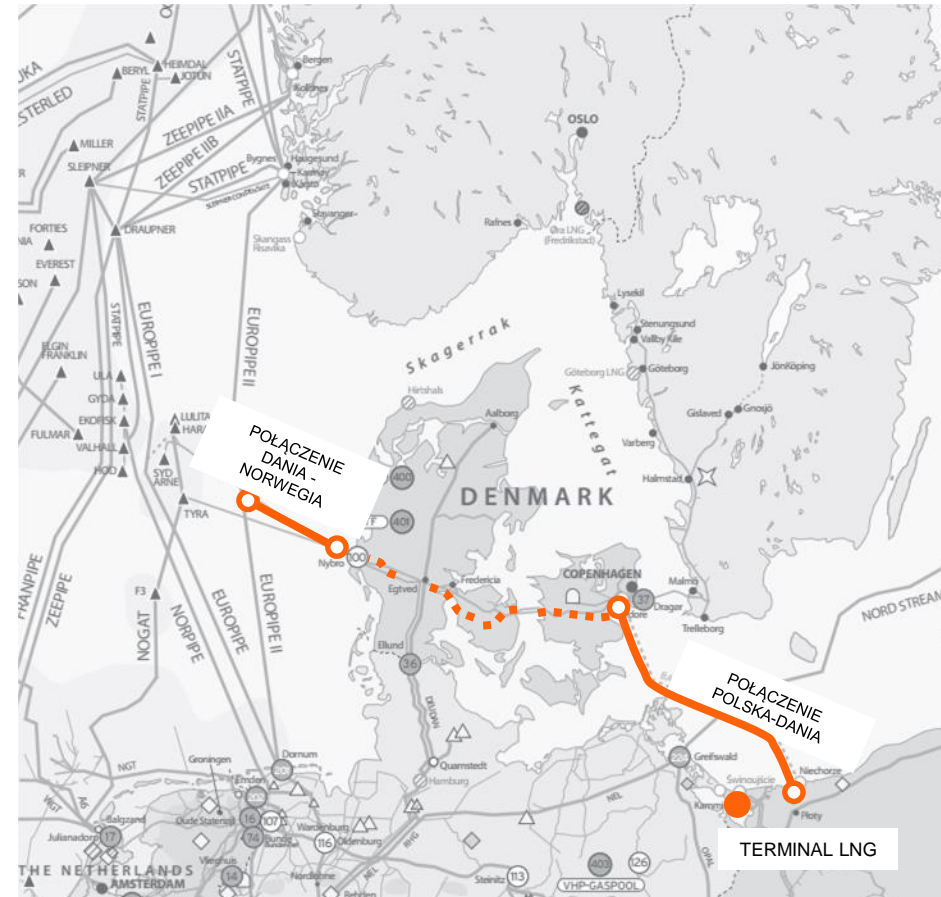
- Zapasy LNG w terminalu: 9 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.03.2019 r.).

Kierunki dostaw gazu

> Interkonektory



> Projekt Bramy Północnej



* Przepustowość techniczna

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



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu



Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny, 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	2018
Grupa PGNiG ogółem	18,6	23,0	24,3	26,8	29,0
PGNiG SA (bez Pakistan)	13,8	13,2	14,5	16,8	17,0
<i>W tym PGNiG SA przez TGE</i>	3,7	8,1	9,0	8,4	8,5
PGNiG Obrót Detaliczny	3,0	7,5	7,3	7,6	7,9

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

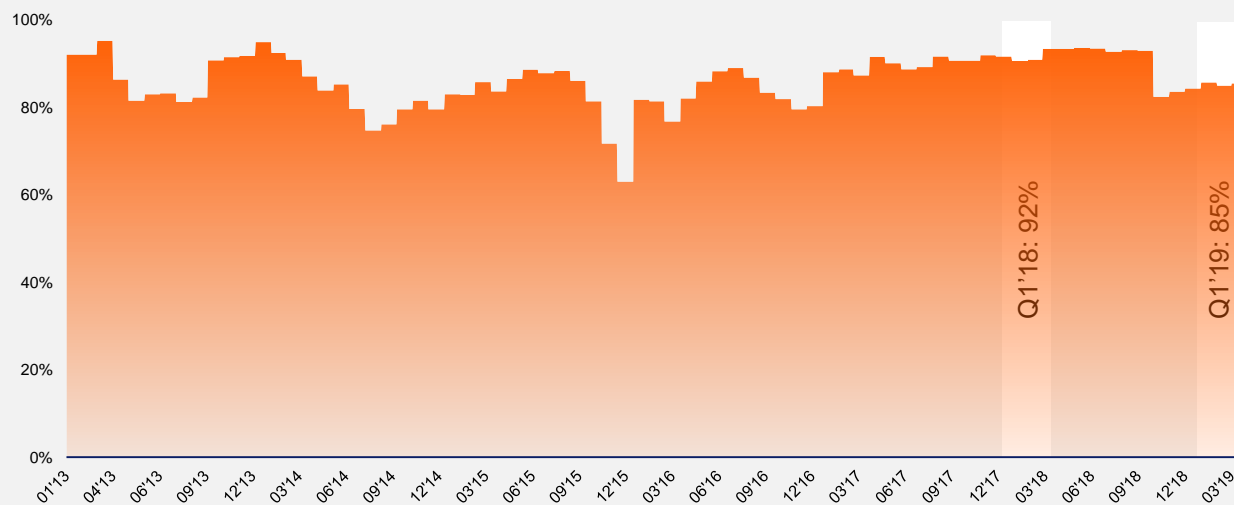
Komentarz:

- > 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.

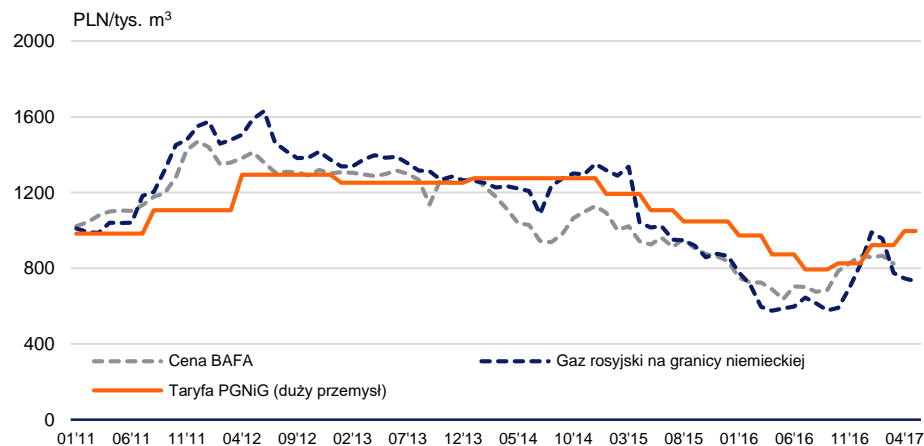
> Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



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
Obrót hurtowy	Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
Magazynowanie (od kwietnia 2019)	Koszt + zwrot z kapitału (6,1% WACC × 3,5 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja (od lutego 2019)	Koszt + zwrot z kapitału (6,2% WACC × 12,2 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.

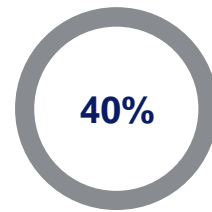
> Zwolnienie z obowiązku taryfikacji dla przedsiębiorstw obrotu dostarczających gaz dla innych klientów biznesowych (w tym większych przedsiębiorstw przemysłowych i małych i średnich przedsiębiorstw).

> Utrzymanie obowiązku taryfowego dla podmiotów oferujących gaz gospodarstwom domowym.

> Poziomy obligo giełdowego



W 2013 r.



Od 1 stycznia 2014 r.

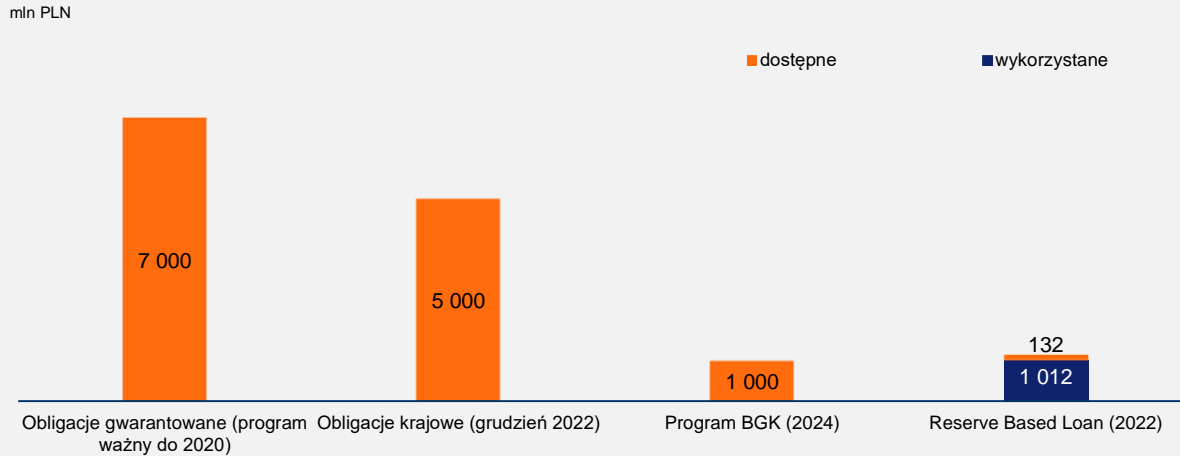


Od 1 stycznia 2015 r.

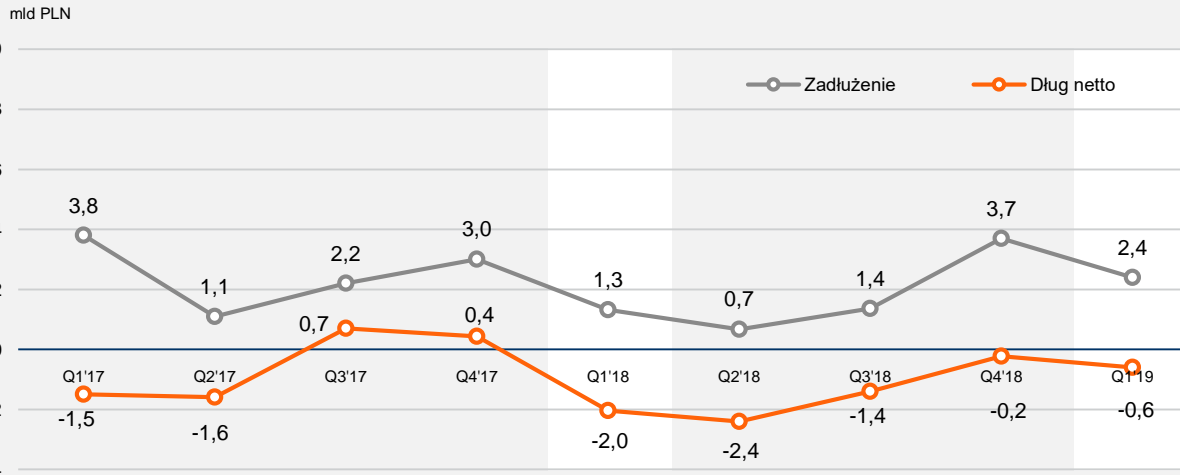
> Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania (stan na 31.03.2019 r.)

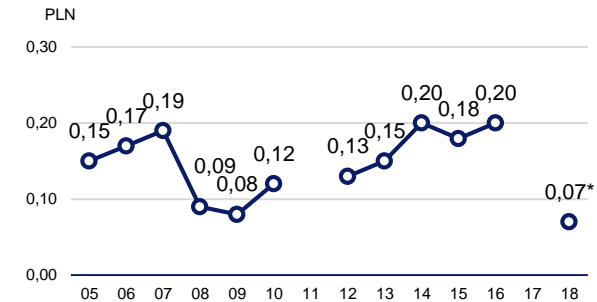


Zadłużenie na koniec kwartału



> W dniu 24 czerwca 2019 r. Spółka zawarła umowę odnawialnego kredytu konsorcjalnego. Umowa została zawarta z konsorcjum 9 banków i opiewa na kwotę 10 miliardów złotych.

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). Skonsolidowany zysk na akcję w 2018 r. wyniósł 0,56 PLN/akcja.

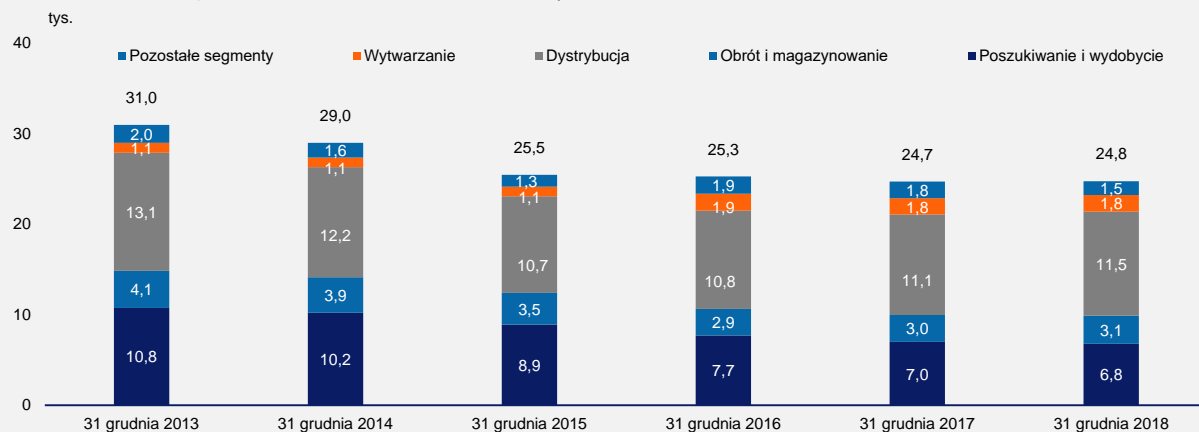
> *W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Dniem dywidendy był 26.11.2018 r.

Wypłata nastąpiła 03.12.2018 r.

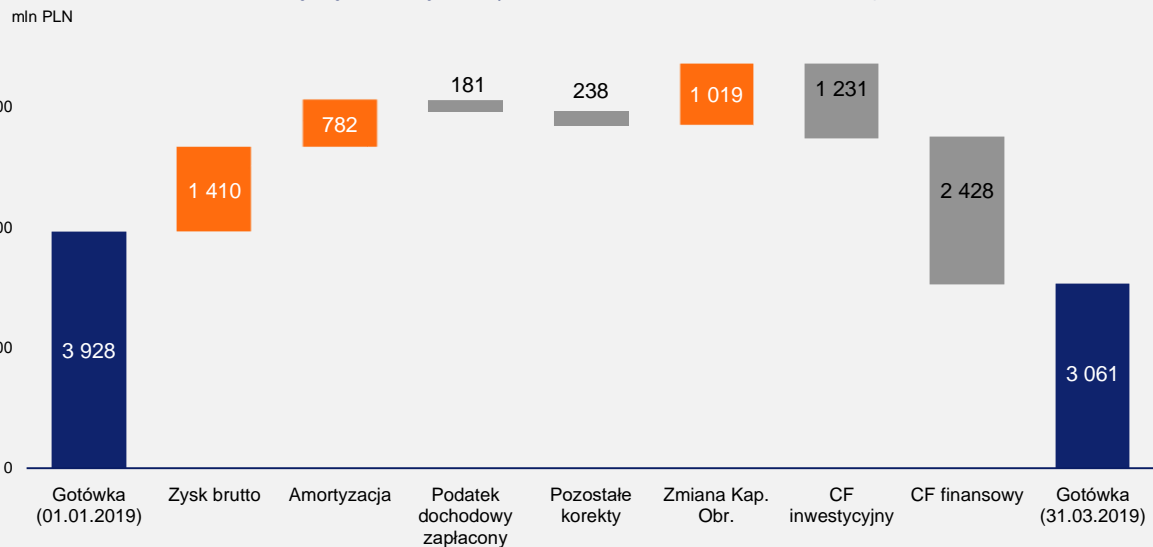


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

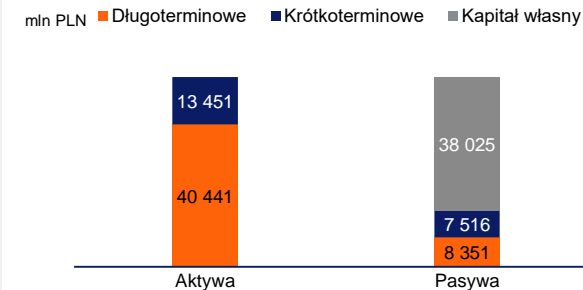
> Zatrudnienie (stan na dzień 31.12.2018 r.)*



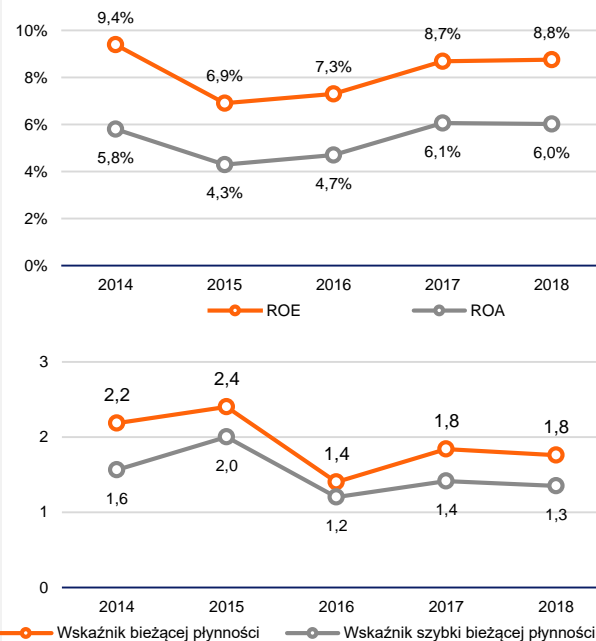
> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2019 r. - 31.03.2019 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.03.2019 r.)



> Rentowność i wskaźniki płynności



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

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q1 2019	FY 2018	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	477	1 834	473	436	461	464	1 863	461	459	469	474	1 919
<i>w tym w Polsce</i>	326	1 296	336	323	314	323	1 315	335	325	327	328	1 401
<i>w tym w Norwegii</i>	151	538	137	113	147	141	548	126	134	142	146	518
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	704	2 712	722	659	612	719	2 674	731	664	567	712	2 540
<i>w tym w Polsce</i>	661	2 512	673	606	559	674	2 524	684	627	533	680	2 481
<i>w tym w Pakistanie</i>	43	200	49	53	53	45	150	47	37	34	32	59
RAZEM (przeliczony na E)	1 181	4 546	1 195	1 095	1 073	1 183	4 537	1 192	1 123	1 036	1 186	4 458

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	9 431	27 466	8 141	4 777	5 134	9 414	25 291	7 603	4 298	5 079	8 311	22 895
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 352	3 929	1 360	855	716	998	2 186	603	452	482	649	2 510
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	465	1 578	442	337	308	491	1 496	419	296	312	469	1 371
RAZEM (przeliczony na E)	9 896	29 044	8 583	5 114	5 442	9 905	26 787	8 022	4 594	5 391	8 780	24 266
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	229	855	228	211	179	237	796	226	182	161	227	718

IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]

Razem	3 667	13 530	2 949	3 324	3 419	3 837	13 714	3 673	3 488	3 334	3 219	11 527
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	1 791	9 038	1 097	2 357	2 602	2 982	9 656	2 540	1 889	2 518	2 709	10 248
<i>w tym: LNG</i>	727	2 713	759	635	815	505	1 715	383	470	475	387	974

ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	324	1 345	353	320	324	348	1 257	329	313	269	346	1 318
<i>w tym w Polsce</i>	208	818	219	202	189	208	787	220	203	148	216	763
<i>w tym w Norwegii</i>	116	527	134	118	135	140	470	109	110	121	130	555
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	288	1 410	378	309	294	429	1 270	313	251	316	390	1 346
<i>w tym w Polsce</i>	210	817	225	194	188	210	791	222	190	161	218	753
<i>w tym w Norwegii</i>	78	593	153	115	106	219	479	91	61	155	172	593

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	16 970	40 659	14 255	2 942	4 425	19 037	42 607	14 195	3 476	6 848	18 088	39 527
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 513	3 974	1 315	523	598	1 539	3 882	1 280	407	737	1 458	3 604

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 wydobywanie kopalni
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 22 106 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 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 jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w Prezentacji. Prezentacja nie powinna być wykorzystywana przy podejmowaniu jakichkolwiek decyzji lub jakichkolwiek działań inwestycyjnych. Aby uzyskać więcej informacji dotyczących PGNiG zajrzyj do jego raportów bieżących i okresowych. PGNiG nie ponosi odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub wykorzystywanie informacji zawartych w Prezentacji, i nie zobowiązuje się do jej aktualizacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią porady prawnej lub innej profesjonalnej porady.

> Więcej informacji



Strona Relacji Inwestorskich

www.ri.pgnig.pl

