





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki



Marzec 2020

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



Podsumowanie 2019 roku

42,0 mld zł
Przychody ze sprzedaży



- > 4,5 mld m³ – wydobycie gazu ziemnego
- > 1,2 mln ton – wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL
- > 884 mln boe – zasoby gazu i ropy naftowej

5,5 mld zł
EBITDA



- > 30,7 mld m³ – wolumen sprzedaży gazu w segmencie
- > 9,1 mld m³ – wolumen sprzedaży gazu na TGE
- > 14,9 mld m³ – wolumen importu gazu

2,4 mld zł
EBIT



- > 7,1 mln – liczba klientów
- > 11,5 mld m³ – wolumen dystrybucji gazu
- > 1 595 – liczba zgazyfikowanych gmin

1,4 mld zł
Zysk netto

- > 1,2 GW – moc elektryczna
- > 3,9 TWh – produkcja energii elektrycznej
- > 5,1 GW – moc cieplna
- > 39,3 PJ – produkcja ciepła

59,2 mld zł
Suma bilansowa



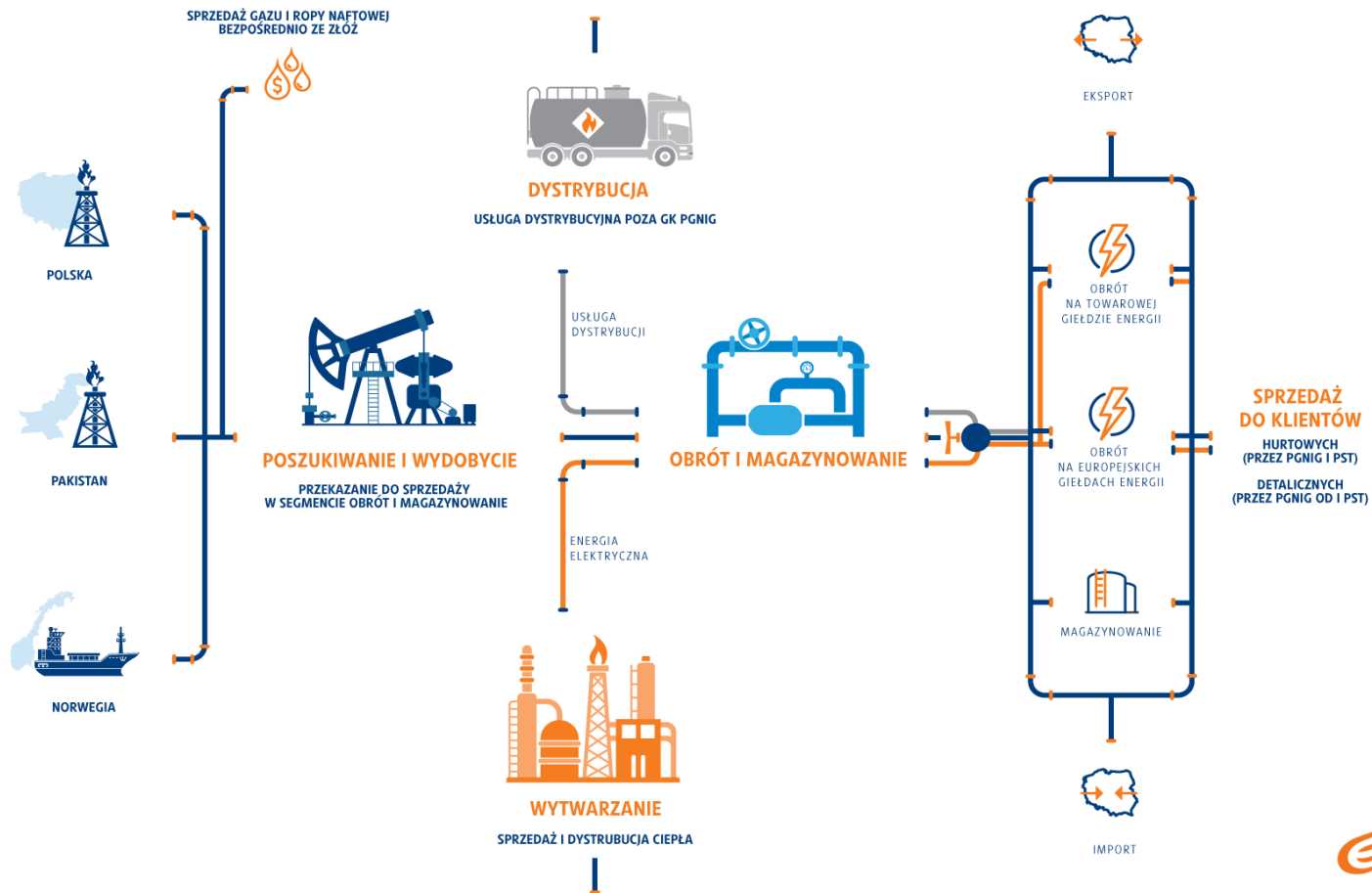
Kluczowe wydarzenia

- > Otrzymanie przez PGNiG UN od norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii trzech nowych koncesji w ramach corocznej rundy licencyjnej APA 2018 (styczeń 2019)
- > Decyzja Prezesa URE o podwyższeniu o 2,5% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD oraz o obniżeniu o 5% cen i stawek opłat sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG (styczeń 2019)
- > Zrealizowanie przez Grupę LOTOS i PGNiG pierwszych komercyjnych bunkrowań statków morskich gazem LNG (marzec 2019)
- > Rozpoczęcie przez Oddział PGNiG w Pakistanie wiercenia odwiertu eksploatacyjnego Rehman-6 na złożu Rehman (maj 2019)
- > Złożenie przez Spółki Grupy Azoty oświadczenia o przedłużeniu do 30 września 2022 r. obowiązywania kontraktów na dostawę gazu ziemnego (maj 2019)
- > Zawarcie przez PGNiG UN umowy zakupu udziałów w złożu King Lear od Total E&P Norge AS (czerwiec 2019)
- > Zawarcie przez PGNiG aneksu do umowy długoterminowej z Venture Global Plaquemines LNG, LLC (czerwiec 2019)
- > Zawarcie umowy kredytu konsorcyjnego przez PGNiG (czerwiec 2019)
- > Podwyższenie ratingu PGNiG przez Moody's Investors Service z „Baa3” na „Baa2” (czerwiec 2019)
- > Podjęcie decyzji przez ZWZ PGNiG o podziale zysku netto PGNiG za rok obrotowy 2018 (czerwiec 2019)
- > Zawarcie przez PGNiG UN umowy zakupu udziałów w koncesjach zawierających złożo Duva od Wellesley Petroleum AS (lipiec 2019)
- > Prognoza wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2019 – 2021 (lipiec 2019)
- > Postanowienie Sądu Apelacyjnego w sprawie roszczeń Abener Energia wobec ECSW (sierpień 2019)
- > Zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG (sierpień 2019)
- > Zawarcie umowy zakupu przez PGNiG UN dodatkowych 10% udziału w złożu Duva od Pandion Energy (listopad 2019)
- > Przekazanie do Gazpromu oświadczenia woli zakończenia obowiązywania Kontraktu Jamalskiego z dniem 31 grudnia 2022 r. (listopad 2019)
- > Podwyższenie ratingu PGNiG przez Fitch Ratings z „BBB-” na „BBB” (grudzień 2019)
- > Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie zamierza wydać wyrok końcowy w sprawie zmiany ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez Gazprom na podstawie Kontraktu Jamalskiego w lutym lub marcu 2020 r. (grudzień 2019)
- > Decyzja Prezesa URE o obniżeniu o 2,9% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD (grudzień 2019)



Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

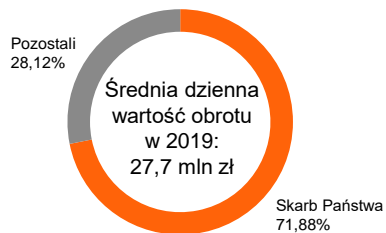
Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym



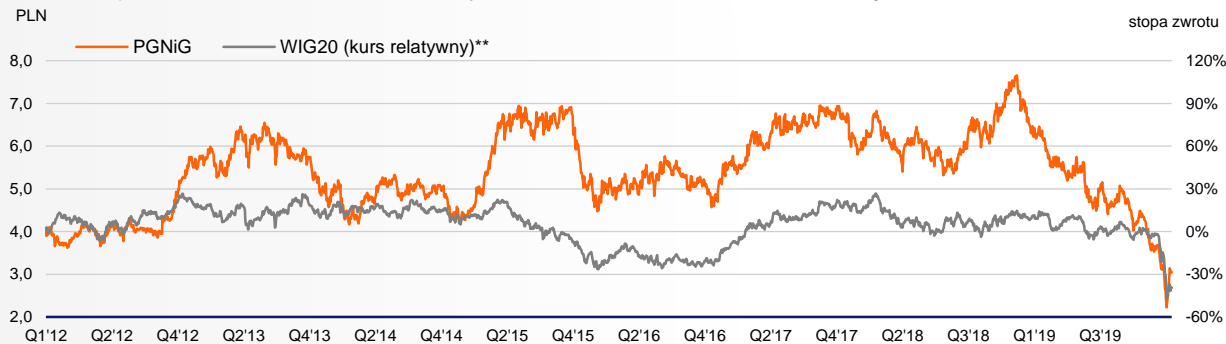
Szósta największa polska spółka notowana na GPW*

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 17,6 mld PLN (EUR 3,9 mld, USD 4,2 mld)*
- > Udział w WIG20***: 3,6%

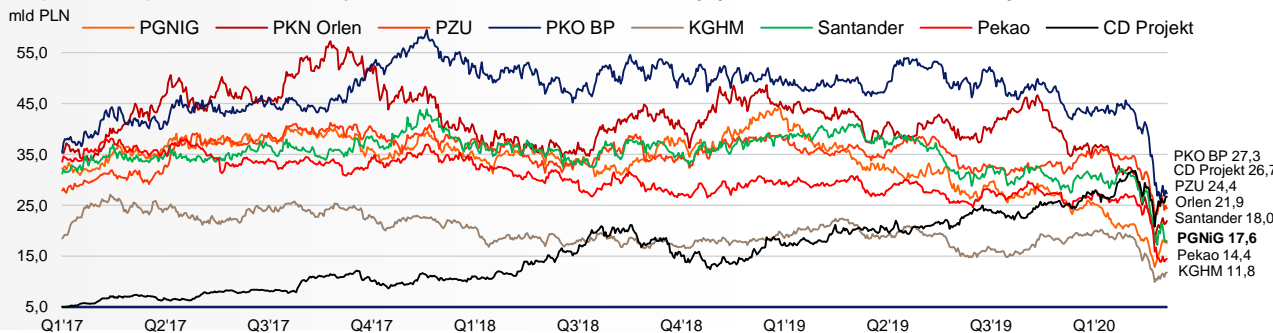
- > Struktura akcjonariatu (stan na 31.12.2020 r.)



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



- > Kapitalizacja PGNiG od stycznia 2017 r. wraz z wiodącymi spółkami notowanymi na GPW



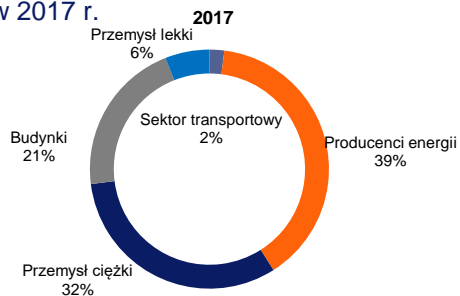
* Pod względem kapitalizacji na dzień 25.03.2020 r., z pominięciem dywidend: PGNiG = 3,044, EUR/PLN = 4,5779, USD/PLN = 4,2220

** Wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG (na dzień 25.03.2020 r.)

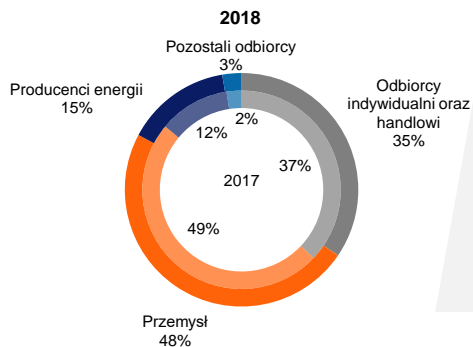
*** Akcje w wolnym obrocie (tzw. free float)

Rynek gazu w Polsce: niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

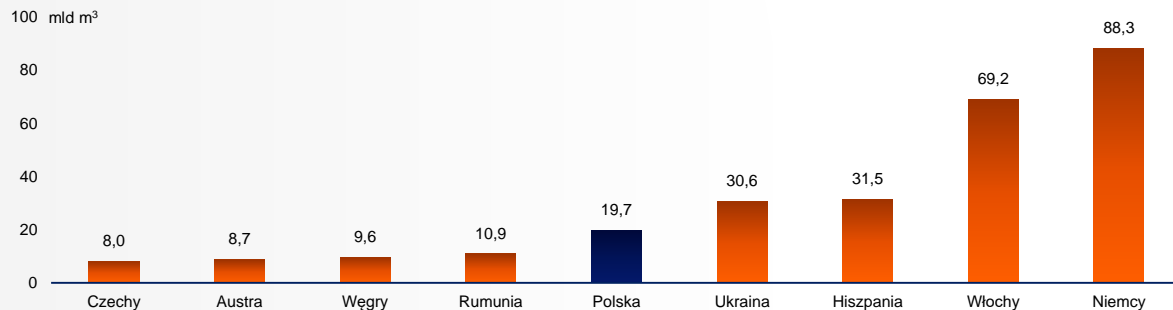
> Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2017 r.



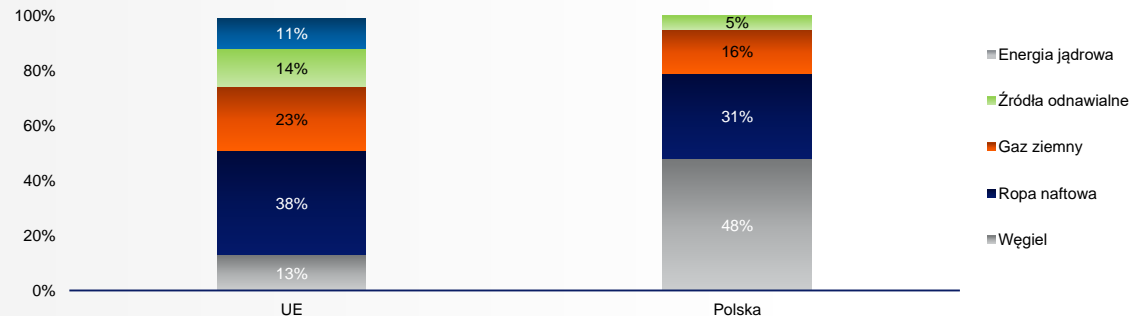
> Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2017 i 2018 r.



> Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2018 r.

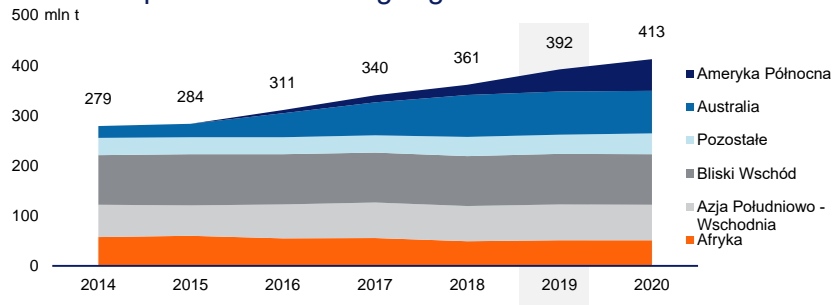


> Zużycie energii pierwotnej w 2018 r.

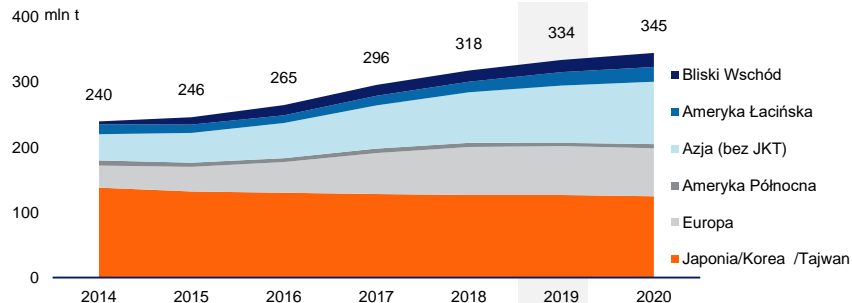


Rynek gazu na świecie

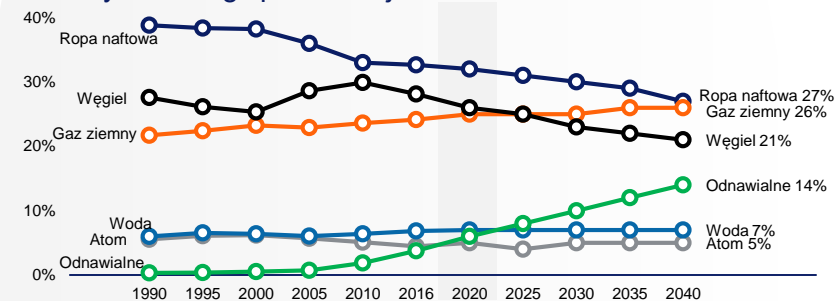
> Roczna podaż LNG według regionów



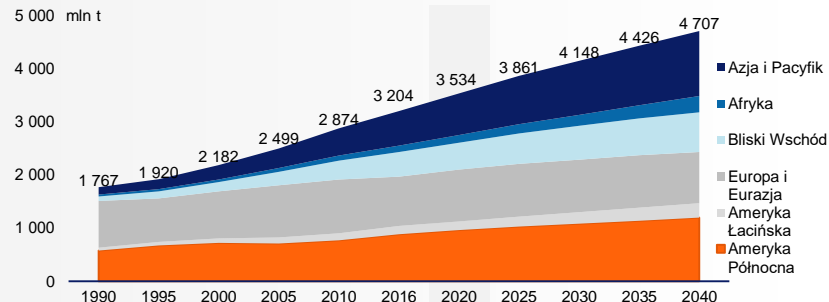
> Roczny popyt na LNG według regionów



> Zużycie energii pierwotnej na świecie



> Popyt na gaz ziemny



Poszukiwanie i
wydobycie



Obrót i magazynowanie



Dystrybucja



Wytwarzanie

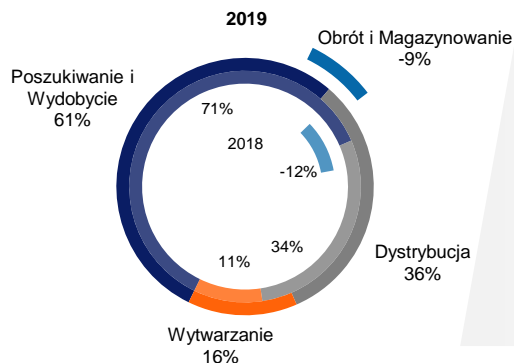


Segmenty Grupy PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2019

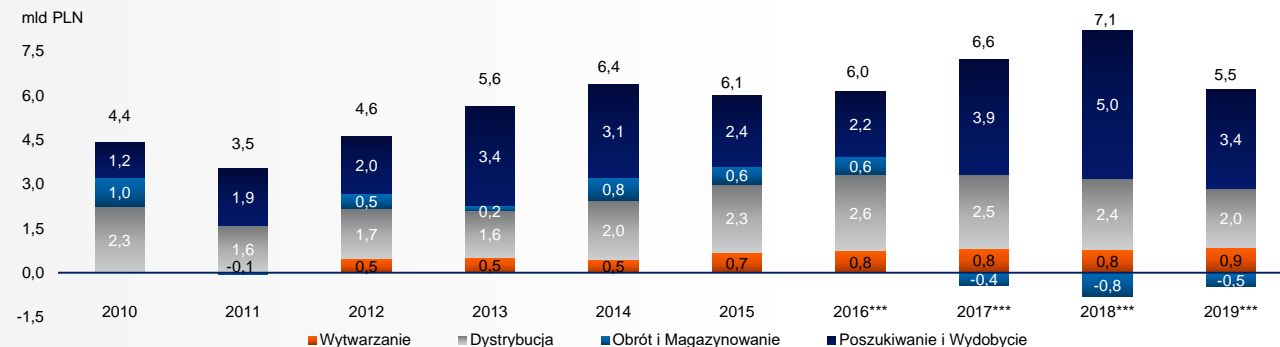
- > Szósta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

> Udział segmentów w EBITDA

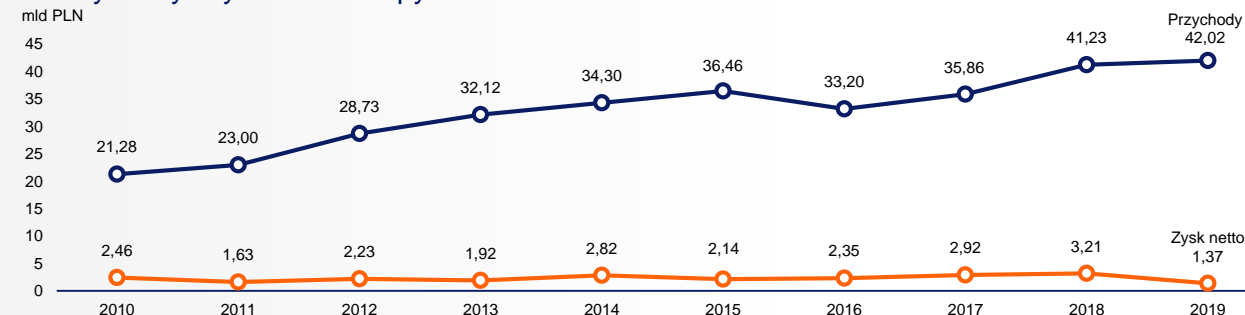


Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2019: -4%; in 2018: -4%

> EBITDA Grupy PGNiG**



> Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



* Źródło: TOP 500 CEE 2019 / ** EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty”

*** przekształcone, „Pozostałe segmenty” nie zostało zaprezentowane na wykresie

Lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce



> Złoża PGNiG w Polsce**:

- > udokumentowane zasoby gazu 557 mln boe (86,4 mld m³)
- > udokumentowane zasoby ropy 113 mln boe (15,4 mln ton)

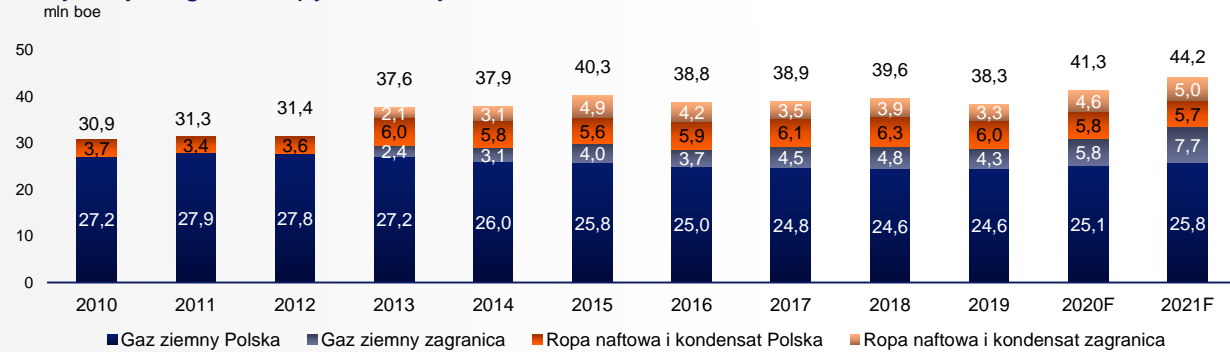
> Koncesje na ropę i gaz w Polsce***:

- > 17 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 35 koncesji łącznych
- > 2 koncesje zawieszono

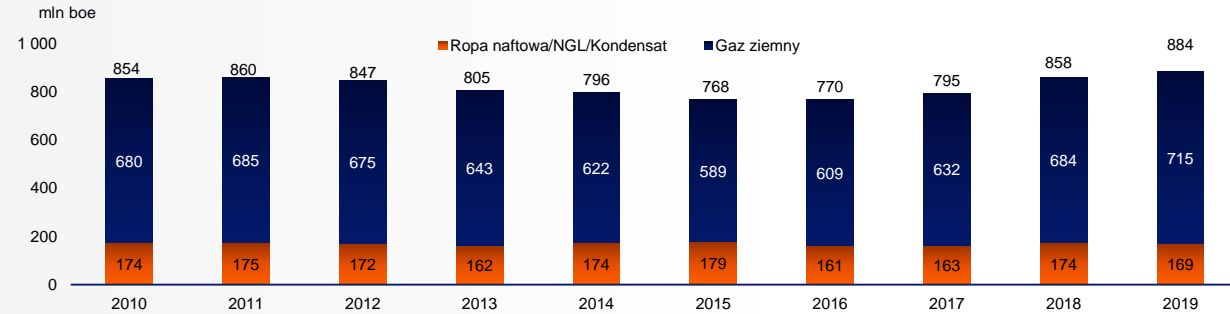
> Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

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

> Wydobycie gazu i ropy naftowej*



> Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



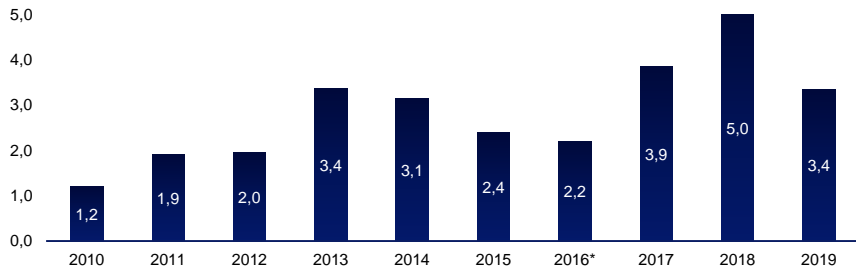
* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy / ** Na dzień 31.12.2019 r..



Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

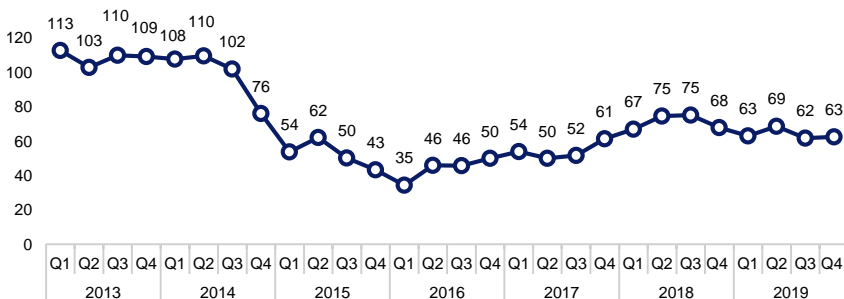
> EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

mld PLN



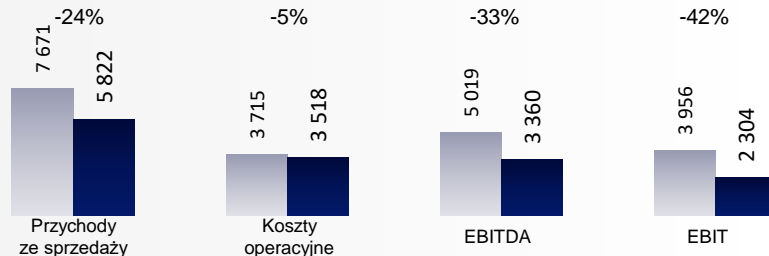
> Średnia cena ropy naftowej Brent

USD/bbl



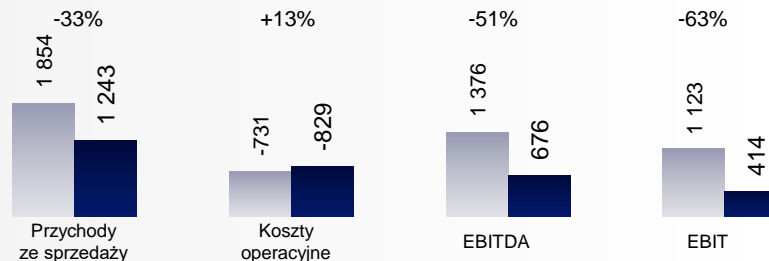
> Wyniki segmentu za 2018 vs 2019

mln PLN



> Wyniki segmentu za Q4 2018 vs Q4 2019

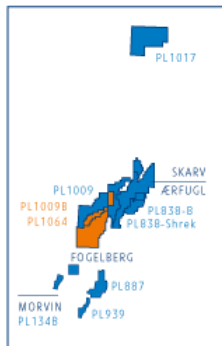
mln PLN



Działalność zagraniczna - Norwegia

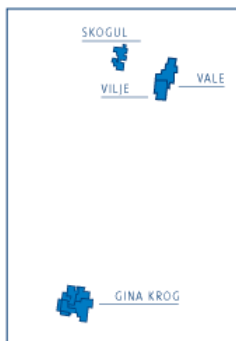


MORZE NORWESKIE



MORZE BARENTSA
PL850

MORZE PÓŁNOCNE

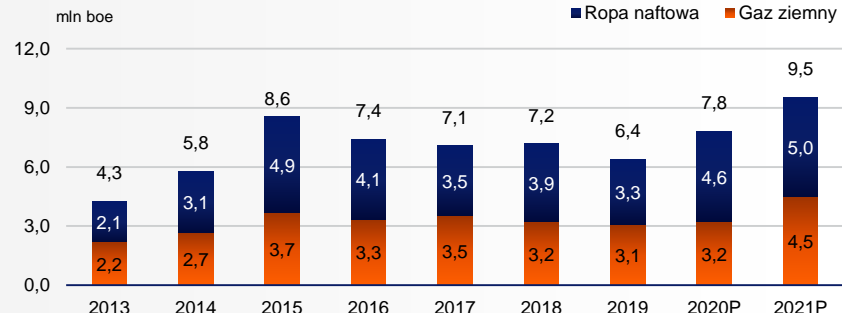


● KONCESE PGNiG
● KONCESE OZYSKANE W RAMACH RUNDY LICENCYJNEJ APA 2019

> Rezerwy w Norwegii (stan na 31 grudnia 2019 r.)

	Gaz naturalny	Ropa naftowa i NGL	Razem (mln boe)
Skarv & Ærfugl	29,7	14,4	44,1
Snadd Outer	4,4	1,5	5,8
Gina Krog	6,2	7,6	13,8
Vilje	-	3,4	3,4
Vale	0,8	0,5	1,3
Morvin	0,3	0,7	0,9
Tommeliten Alpha	37,6	17,8	55,5
Skogul	0,3	3,0	3,3
Duva	10,3	8,0	18,2
King Lear	13,6	9,3	22,9
Suma	103,2	66,2	169,4

> Produkcja w Norwegii



PGNiG Upstream Norway wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem złóż Skogul, Ærfugl oraz Duva. Trwają prace nad przygotowaniem zagospodarowania złóż Tommeliten Alpha, Ærfugl (formerly Snadd), Skogul (formerly Storklakken), King Lear, Duva oraz Fogelberg.



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	8 odwiertó, sejsmika 2D i 3D
szacowane zasoby	6,94 mld ³ gazu ziemnego (5,07 mld m ³ /32,6 mln boe Rehman / 1,87 mld m ³ /12,1 mln boe Rizq)



Eksploracja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. Udział PGNiG w produkcji ze złóż Rehman i Rizq, prowadzonej 8 odwiertami w 2019 r., wyniósł ok. 193 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Pozytywny wynik złożowy uzyskał otwór eksploatacyjny Rehman-5 (prace rozpoczęte we wrześniu 2018 r.) oraz Rehman-6 (prace rozpoczęte w I połowie 2019 r.), a na otworze Rizq-3 trwają wiercenia.

Równolegle do prac wiertniczych, Oddział PGNiG w Pakistanie prowadzić będzie prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych i podłączeniem kolejnych otworów do eksploatacji.

> Pozostała aktywność zagraniczna w 2019 r.

Prace sejsmiczne:

- > w zakresie akwizycji danych sejsmicznych w: Polsce, Niemczech, Holandii, Wielkiej Brytanii, Węgrzech, Gruzji, Egipcie, Mozambiku, Zjednoczonych Emiratach Arabskich;
- > w zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w: Polsce, Holandii, Austrii, Indiach, Pakistanie, Kolumbii, Meksyku.

Prace wiertnicze:

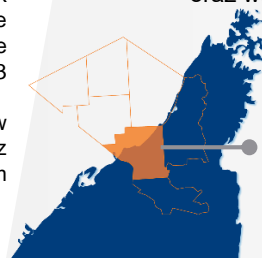
- > główne obszary prac: Pakistan, Czeska Republika, Kazachstan, Ukraina.

Libia:

- > od 2008 roku jedna licencja LC113 na wydobycie, ale w połowie 2014 zgłoszono wystąpienie siły wyższej;
- > w latach 2017-2019 prowadzono działania ograniczające wpływ siły wyższej oraz weryfikowano perspektywiczność licencji.

ZEA:

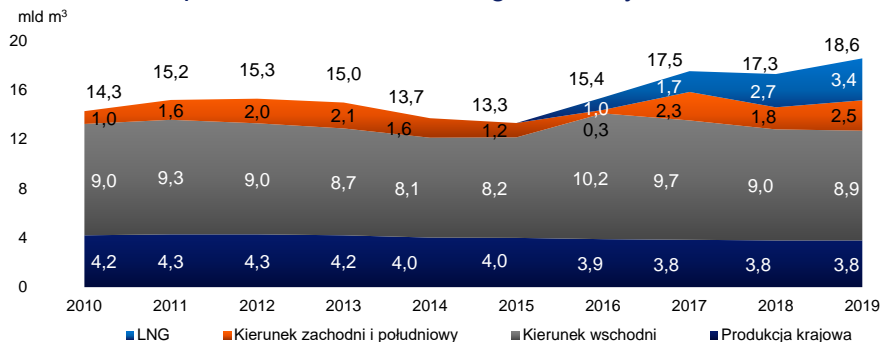
- > W grudniu 2018 r. PGNiG wygrało przetarg na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów w emiracie Ras Al Khaimah
- > W styczniu 2019 r. doszło do podpisania umów pomiędzy PGNiG oraz partnerami (RAKPA i RAK Gas), a PGNiG objęło 90% udziałów na Bloku 5, obszar 619 km².



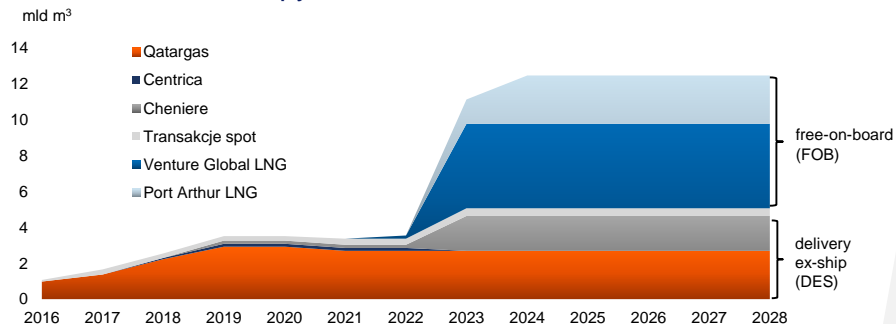
Pozyskanie i sprzedaż gazu



> Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny



> Portfolio LNG Grupy PGNiG

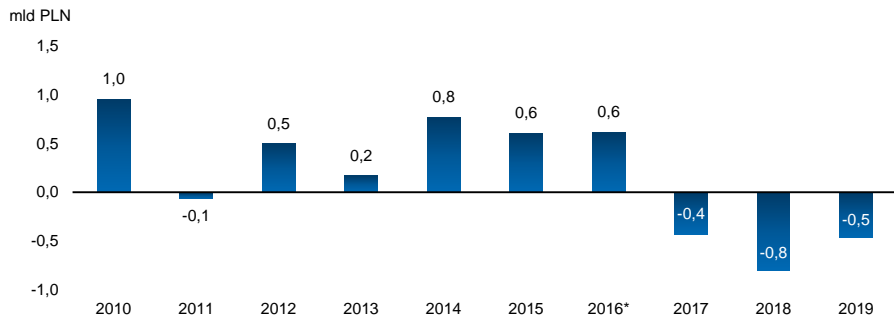


- > Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu (do 2022):
 - > do 10,2 mld m³ rocznie, 85% Take-or-Pay
- > Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):
 - > 1,3 mld m³ gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
 - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrosnie do 2,7 mld m³ gazu rocznie, 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.
- > 5,2 mld m³ gazu sprzedanego w 2019 roku przez PST do odbiorców końcowych
- > Taryfy:
 - > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
 - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE (od 1 stycznia 2020 do czerwca 2020, wzrost średnich cen gazu ziemnego o 2,9%)
 - > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,1% WACC x 3,5 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (od kwietnia 2019 r.)

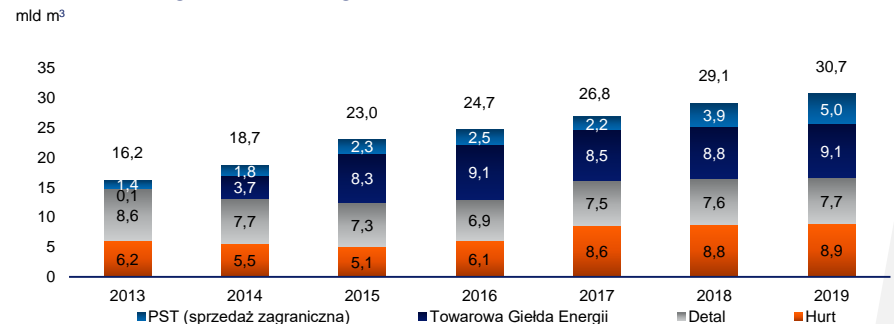
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie



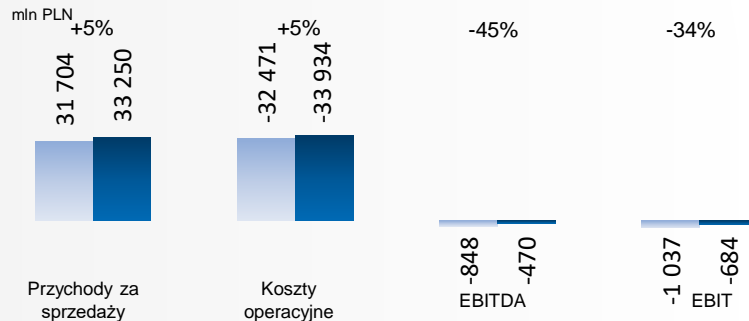
> EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



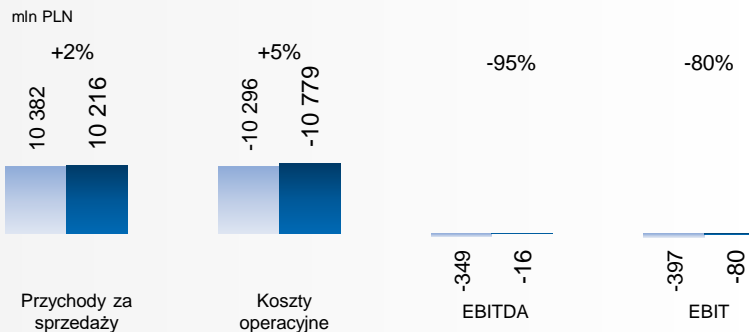
> Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG OD oraz PST



> Wyniki segmentu za 2018 vs 2019

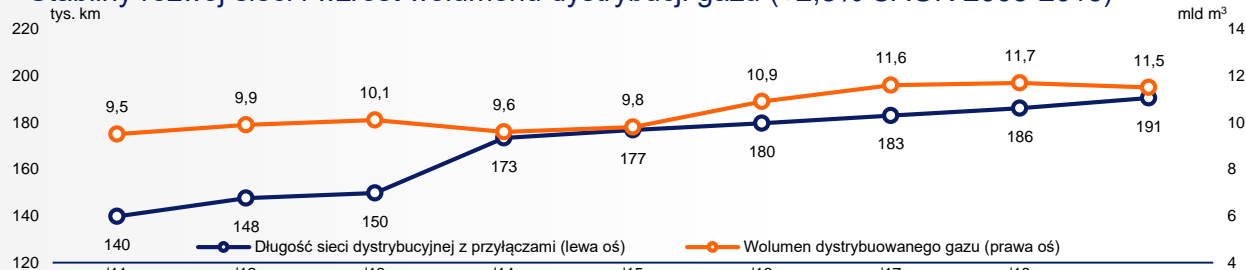


> Wyniki segmentu za Q4 2018 vs Q4 2019



- > 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

> Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+2,3% CAGR 2005-2019)



> Pokrycie siecią dystrybucyjną (ok. 64,4% Polski)

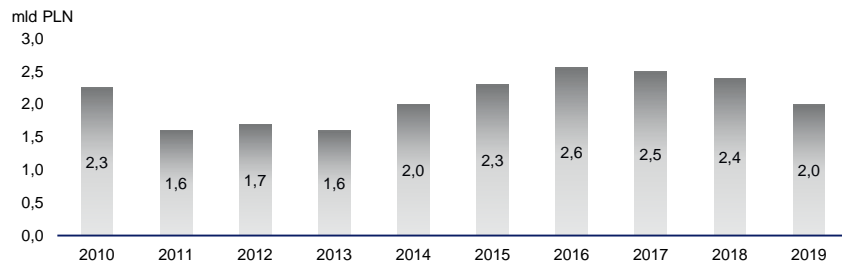


- > Taryfa:
 - > Taryfa nr 8 zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w marcu 2020 r., obowiązująca od 3 kwietnia 2020 r.
 - > Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 13,1 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

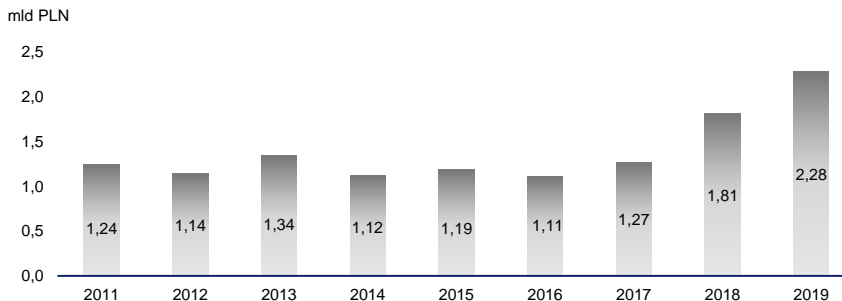
Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja



> EBITDA segmentu Dystrybucja

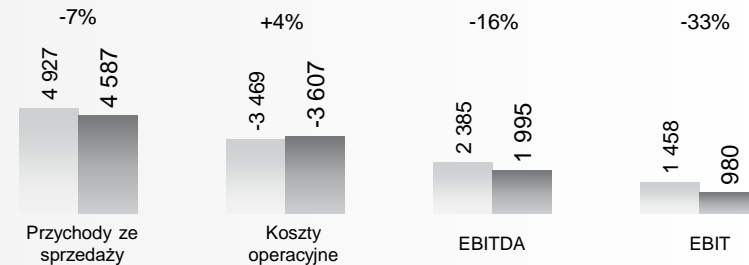


> CAPEX segmentu



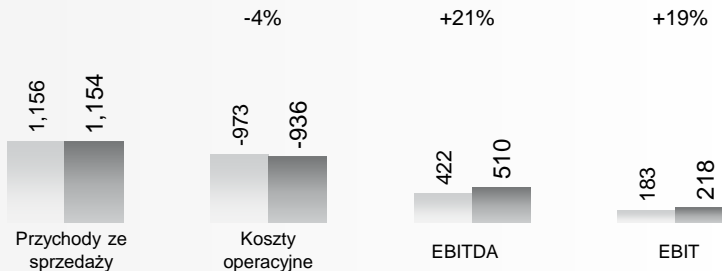
> Wyniki segmentu za 2018 vs 2019

mln PLN



> Wyniki segmentu za Q4 2018 vs Q4 2019

mln PLN



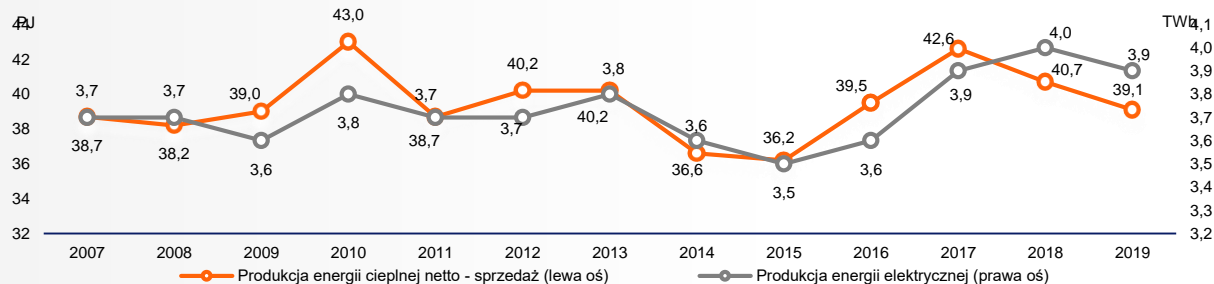


- > **Udział na rynku krajowym*:**
 - > moc ciepła 10%
 - > wolumen sprzedaży ciepła 11%
- > **Udział na rynku warszawskim:**
 - > największy producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ciepło ok 70%
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną ok. 50%
 - > ciepło dostarczane do sieci miasta ok. 98%
- > **Taryfa:**
 - > System taryf benchmarkowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjałem wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana ciepła	5,1 GWt
Moc osiągalna elektryczna	1,2 GWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2019 r.	39,3 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2019 r.	3,9 TWh

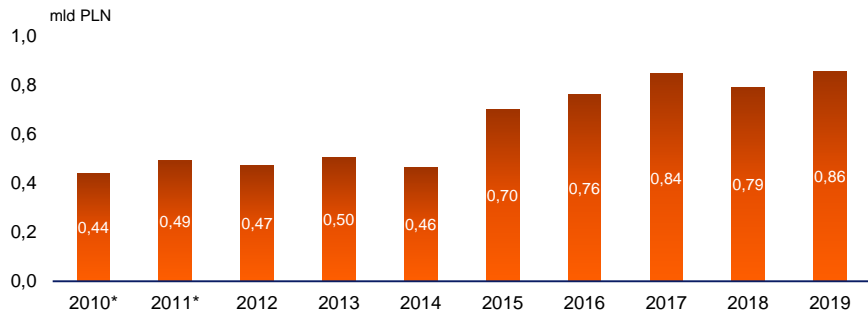
> Produkcja ciepła i energii elektrycznej



Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie



EBITDA segmentu Wytwarzanie



Investycje

Budowa bloku gazowego 500 MWe – EC Żerań w Warszawie (H2 2020 r.)

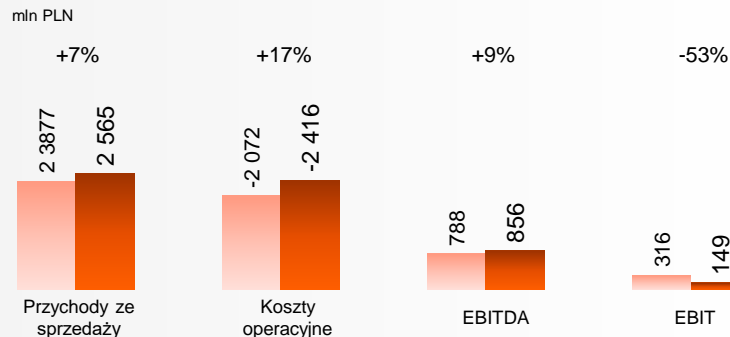
Elektrociepłownia kogeneracyjna Stałowa Wola (H1 2020 r.)

- 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł
- Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m³ gazu przez 14 lat
- Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt

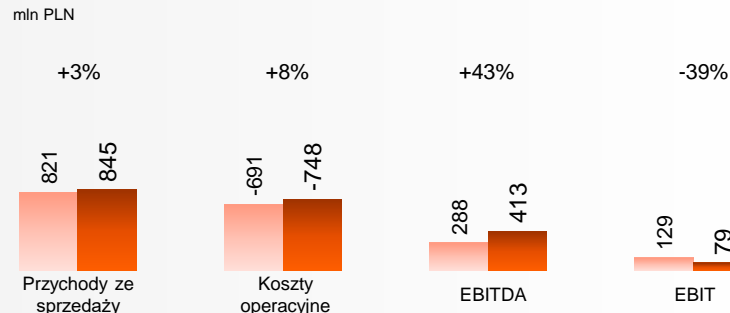
Zakończono prace budowlano-montażowe kotłowni szczytowej w EC Żerań, składającej się z trzech kotłów gazowych o mocy 130 MWt każdy.

Nakłady inwestycyjne na CO₂ w 2019 wyniosły 493 mln PLN.

Wyniki segmentu za 2018 vs 2019



Wyniki segmentu za Q4 2018 vs Q4 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

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

#2

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Odpowiedzialnie

Działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie

Jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania

Jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

#3

Cel nadrzędny

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

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 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

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

Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



1. Poszukiwanie i Wydobywanie

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



7. Centrum Korporacyjne

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



3. Obrót detaliczny

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



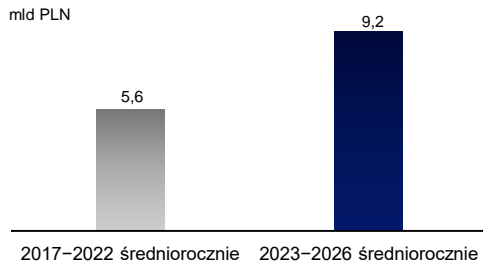
6. Energetyka i ciepłownictwo

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

CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

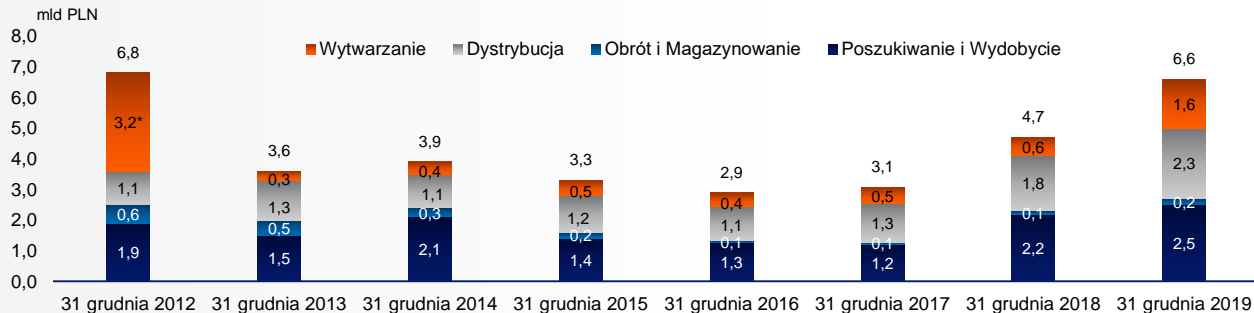
- Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 na poziomie około 5,7 mld PLN

EBITDA w latach 2017-2022

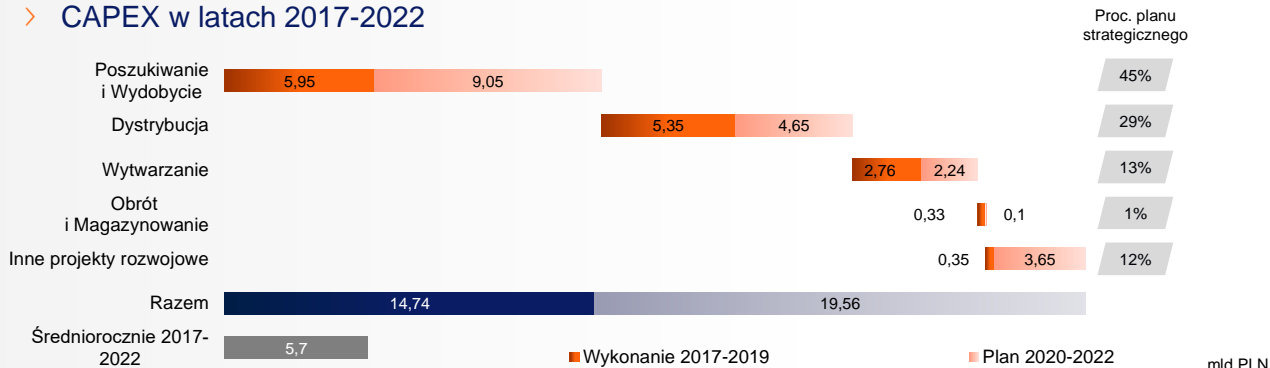


- Skumulowany wynik EBITDA około 33,7 mld PLN
- Ambitny program inwestycyjny umożliwi długoterminowy wzrost wyniku EBITDA Grupy, szczególnie w latach 2023-2026 (ok. 9,2 mld PLN średniorocznie)
- Utrzymanie bezpiecznego poziomu zadłużenia (stosunek dług netto/EBITDA nie wyższy niż 2,0)

CAPEX w latach 2012-2019



CAPEX w latach 2017-2022



Załączniki

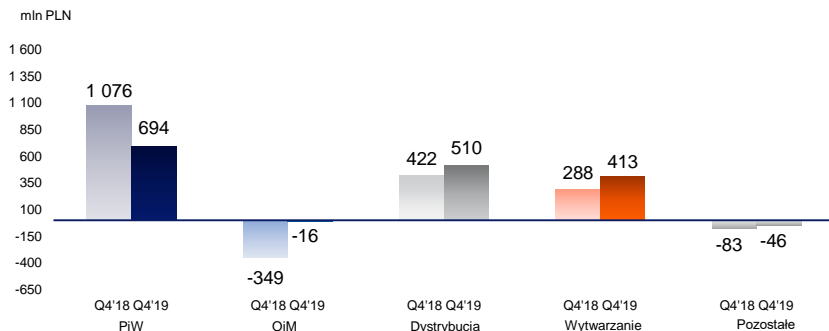
- > 1. Podstawowe wyniki finansowe w Q4 2019
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 4. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 5. Kierunki dostaw gazu
- > 6. Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- > 7. Zmiany na polskim rynku gazu
- > 8. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 9. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 10. Wolumeny operacyjne



Podstawowe wyniki finansowe w Q4 2019

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	12 753	12 370	-3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-11 406	-10 795	-5%
EBITDA	1 347	1 575	+17%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	1 574	1 801	+14%
Amortyzacja	-751	-943	+26%
EBIT	596	632	+6%
Wynik na działalności finansowej	-14	-17	+20%
Zysk netto	388	30*	-92%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q4 2019 vs Q4 2018**



* W dniu 14 lutego 2020 r. PGNiG TERMIKA S.A. – spółka zależna PGNiG – rozpoznała odpis z tytułu aktualizacji wartości posiadanego pakietu akcji Polskiej Grupy Górniczej S.A. („PGG”). Wpływ wyceny metodą praw własności udziałów w PGG na skonsolidowany wynik netto Grupy Kapitałowej PGNiG w Q4 2019 roku wyniósł -272 mln PLN.

**Eliminacje w Q4 2018: -6 mln PLN oraz w Q4 2019: +20 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -579 mln PLN (-43% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -20 mln PLN (-3% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na majątek trwały: -212 mln PLN wobec -239 mln PLN w Q4 2018.

Obrót i Magazynowanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -7% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o -13% R/R, przy wyższym o +7% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +188 mln PLN vs +45 mln PLN w Q4 2018.
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -339 mln PLN. W Q4 2018 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -15 mln PLN.

Dystrybucja

- > Niższy o -4% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz niższe o -6% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu wyższe o +134 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- > Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła (spadek o -1% R/R) przy wyższej o 1,9°C średniej temperaturze w Q4 2019 i niższych o -9% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA.
- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o +15% R/R przy niższych o -4% wolumenach sprzedaży i wyższych notowaniach energii elektrycznej.
- > Rozwiązanie rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w kwocie +85 mln zł.

Koszty operacyjne w Q4 2019 vs Q4 2018

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-8 531	-7 810	-8%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-314	-310	-1%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-437	-625	+43%
Świadczenia pracownicze	-852	-924	+8%
Usługa przesyłowa	-262	-265	+1%
Pozostałe usługi obce	-564	-509	-10%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-93	-96	+4%
Podatki i opłaty	-112	-80	-28%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne**	-235*	-231*	-2%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-56	-332	+6x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-79	39	-149%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-374	-371	-1%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-146	-144	-1%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-227	-226	-
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	275*	330*	+20%
Amortyzacja	-751	-943	+26%
Koszty operacyjne ogółem	-12 157	-11 738	-3%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 626	-3 928	+8%

Komentarz

- > Spadek kosztów sprzedanego gazu o -8% R/R – niższy o -11% R/R poziom 9-miesięcznej ceny ropy Brent wyrażonej w USD.
- > Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do 463 mln PLN, czyli o 66% R/R) na skutek wyższych cen energii elektrycznej R/R.
- > Stabilny poziom kosztów związanych z zakupem surowców (głównie węgla) do produkcji ciepła i energii.
- > Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+8% R/R) głównie na skutek wzrostu świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.
- > Stabilne R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-1% R/R). W Q4 2019 spisano 5 odwiertów negatywnych. W Q4 2018 spisano 11 odwiertów negatywnych (-146 mln PLN).
- > Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -226 mln PLN w Q4 2019. W Q4 2018 zawiązanie odpisu na poziomie -227 mln PLN.
- > Wyższy poziom zmiany stanu rezerw o 118 mln PLN m.in. na skutek rozwiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ (+85 mln PLN w Q4 2019).
- > Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -51 mln PLN w Q4 2019. W Q4 2018 zawiązanie rezerwy na poziomie -33 mln PLN.
- > Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q4 2019 na poziomie -339 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q4 2018 na poziomie -15 mln PLN.
- > Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej -18 mln PLN w Q4 2019 vs. -51 mln PLN w Q4 2018.
- > Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +161 mln PLN w Q4 2019 vs +183 mln PLN w Q4 2018.

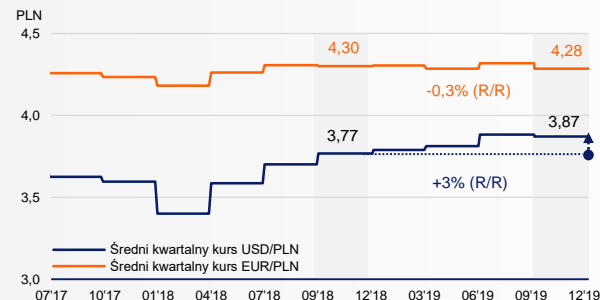
* Zmiana prezentacji kosztu nabycia uprawnień do emisji CO₂ w kwocie 470 mln PLN w Q4 2019 i 158 mln PLN w Q4 2018 z pozycji wartość sprzedanych towarów i materiałów w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych do pozycji koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby.

** 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.

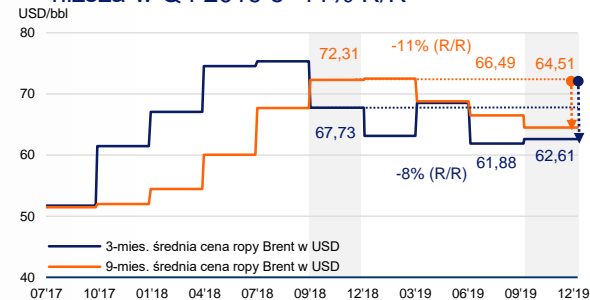
Czynniki wpływające na wynik finansowy

- > Niższe notowania cen produktów, w tym kwartalnej średniej ceny ropy oraz ceny gazu RDN na TGE.

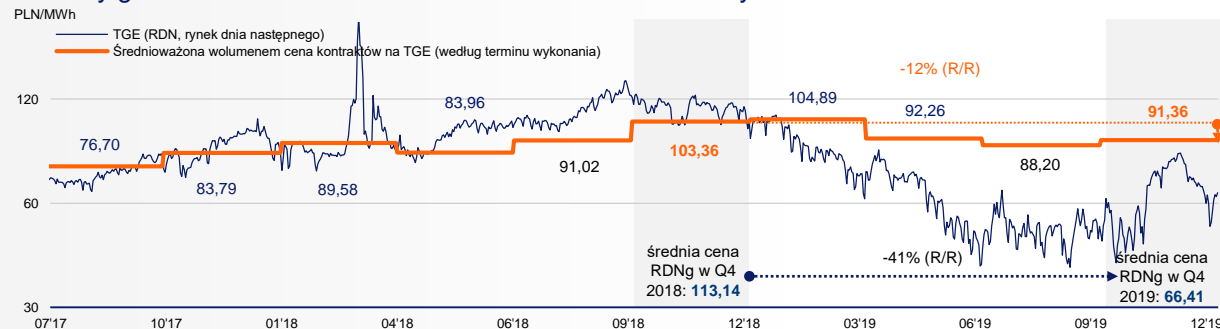
> Słabszy PLN wobec USD R/R



> 9-miesięczna średnia cena ropy Brent niższa w Q4 2019 o -11% R/R



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



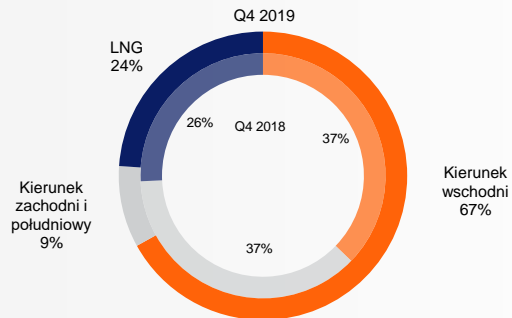
Uwagi:

- > 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 pełni 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

- Wzrost udziału kierunku wschodniego wynikający z formuły take or pay oraz LNG przy spadku udziału kierunku zachodniego i południowego. W Q4 2019 r. rozładowano 9 gazowców, w tym 5 z kontraktu z Qatargas, 4 ładunki spot.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG SA i PST.

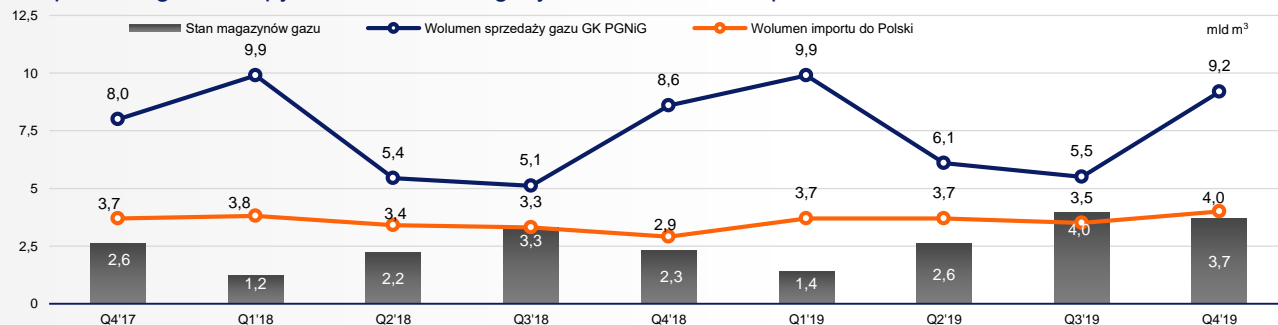
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Grupa PGNiG:	8 583	9 182	+7%
<i>PGNiG SA</i>	4 847	5 389	+11%
<i>PGNiG OD</i>	2 375	2 306	-3%
<i>PST</i>	1 360	1 487	+9%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



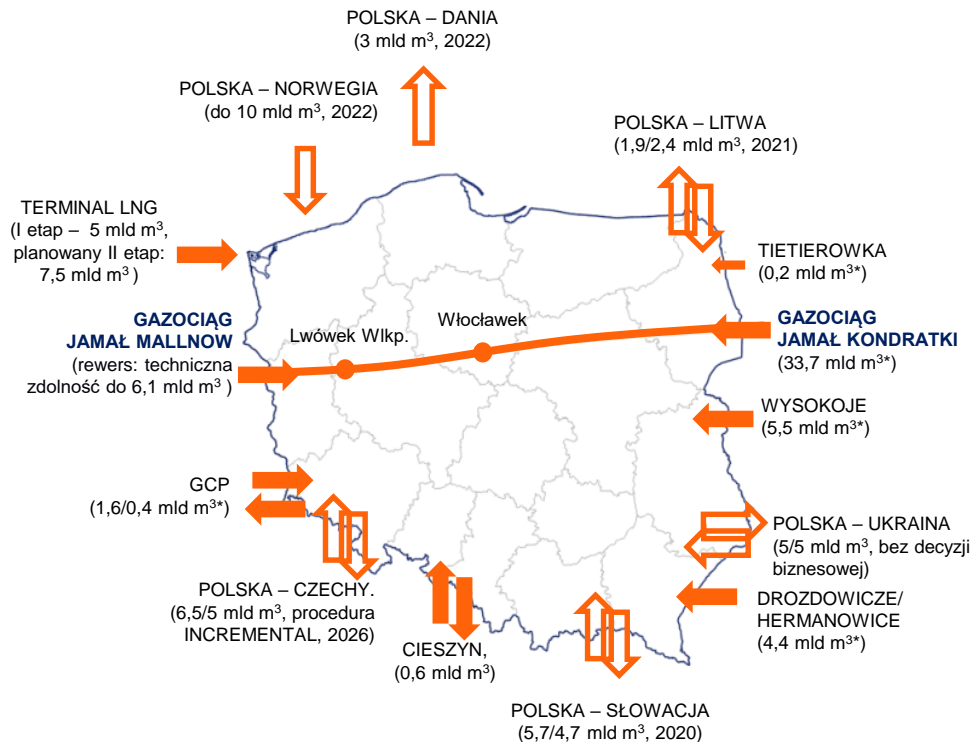
Komentarz:

- Zapasy LNG w terminalu: 71 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.12.2019 r.).

* dane obejmują gaz wysokometanowy, zaasotowany zmagazynowany w Polsce i za granicą oraz gaz LNG w terminalu

Kierunki dostaw gazu

> Interkonektory

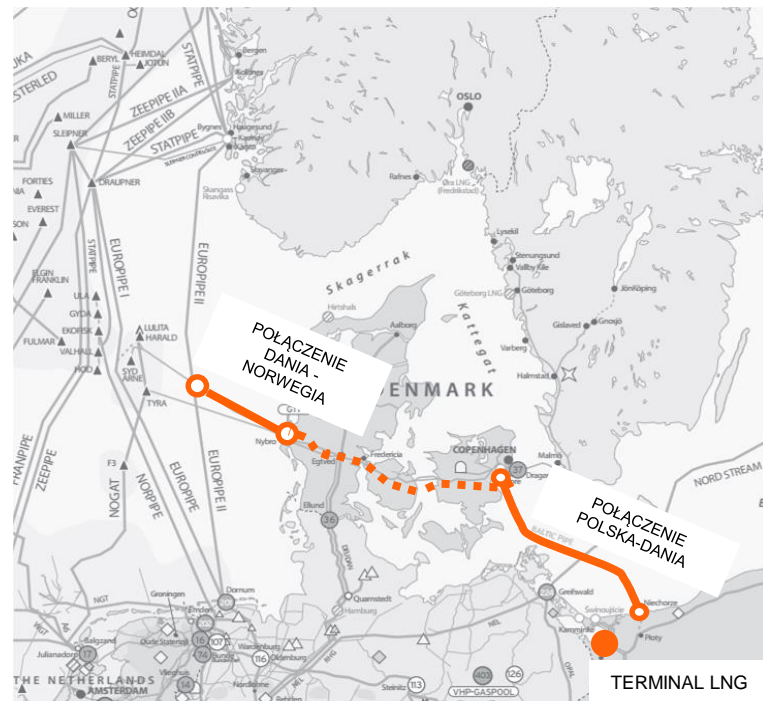


* Przepustowość techniczna

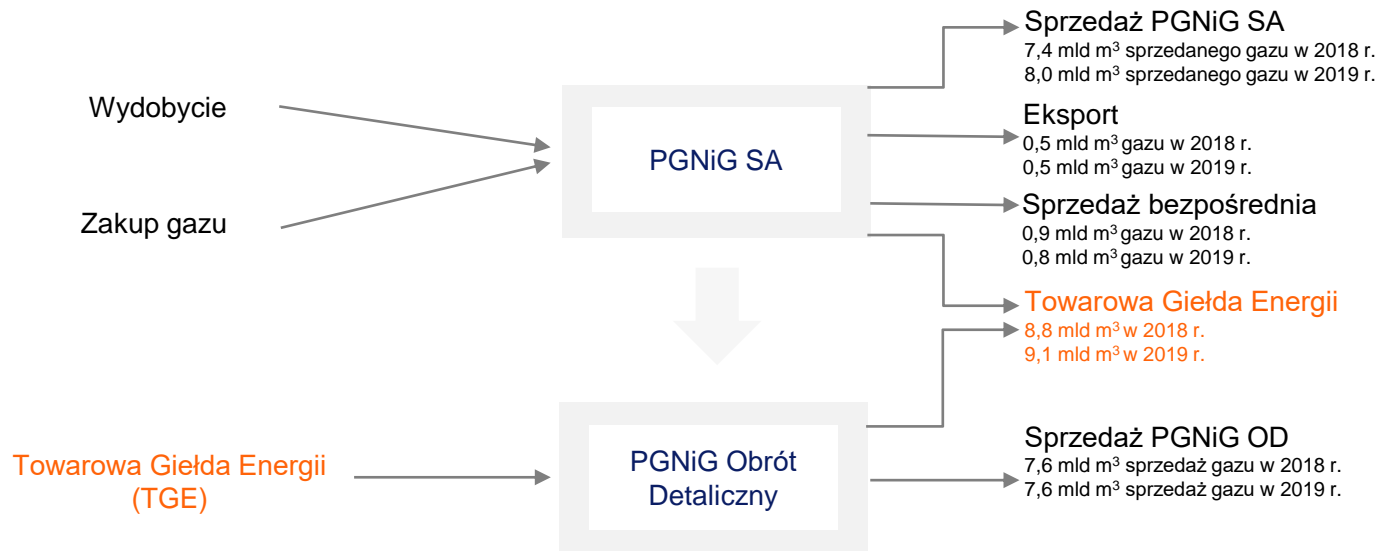
➔ Połączenia istniejące

➡ 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, 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

- > 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.

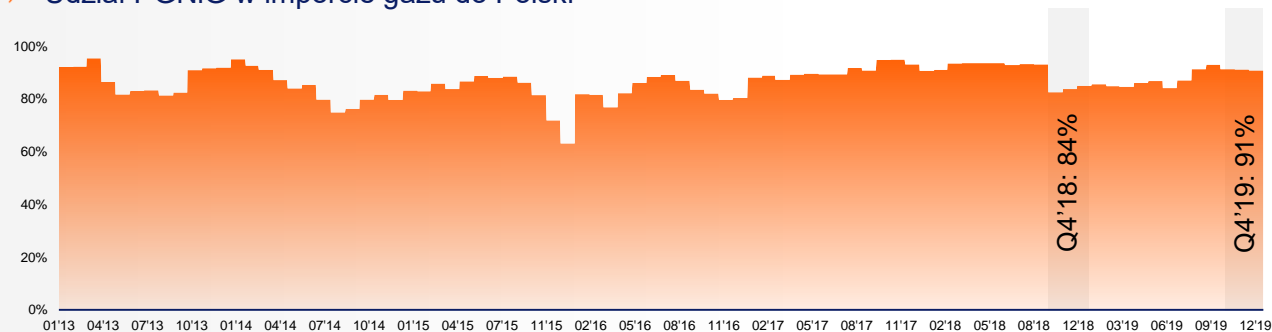
* Uwagi:

- > 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 na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

Wolumen sprzedaży gazu (mln m ³)	2015	2016	2017	2018	2019
Grupa PGNiG ogółem	23,0	24,3	26,8	29,0	30,7
PGNiG SA (bez Pakistan)	13,2*	14,5*	16,8	17,0	17,6
<i>W tym PGNiG SA przez TGE</i>	<i>8,1</i>	<i>9,0</i>	<i>8,4</i>	<i>8,5</i>	<i>8,9</i>
PGNiG Obrót Detaliczny	7,5	7,3	7,6	7,9	7,7

* z eksportem, bez Pakistanu

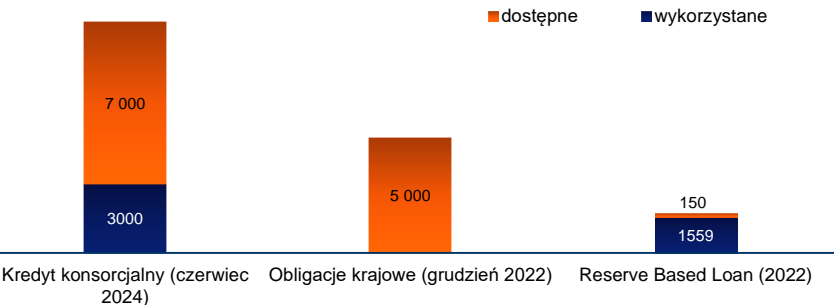
> Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



Zadłużenie i źródła finansowania

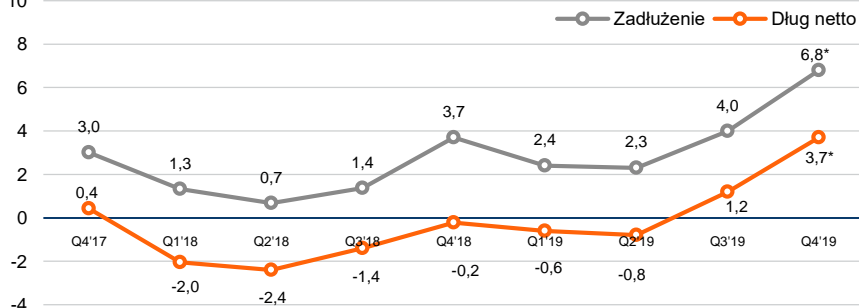
> Źródła finansowania (stan na 31.12.2019 r.)

mln PLN



> Zadłużenie na koniec kwartału

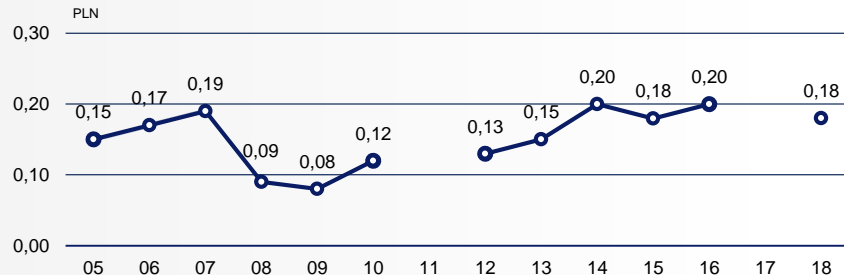
mld PLN



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16. Zadłużenie oraz dług netto na koniec 2019 r. bez uwzględnienia wpływu zastosowania MSSF 16 wyniosłyby odpowiednio 4,9 mld zł oraz 1,9 mld zł.

- > W dniu 24 czerwca 2019 r. Spółka zawarła umowę odnawialnego kredytu konsorcjalnego. Umowa została zawarta z konsorcjum 9 banków. Kredyt odnawialny opiewa na kwotę 10 miliardów PLN, natomiast okres dostępności to 5 lat od dnia zawarcia umowy kredytu. Kredyt zastąpi finansowanie w postaci dwóch programów emisji obligacji z gwarancją objęcia na łączną kwotę 8 miliardów PLN.

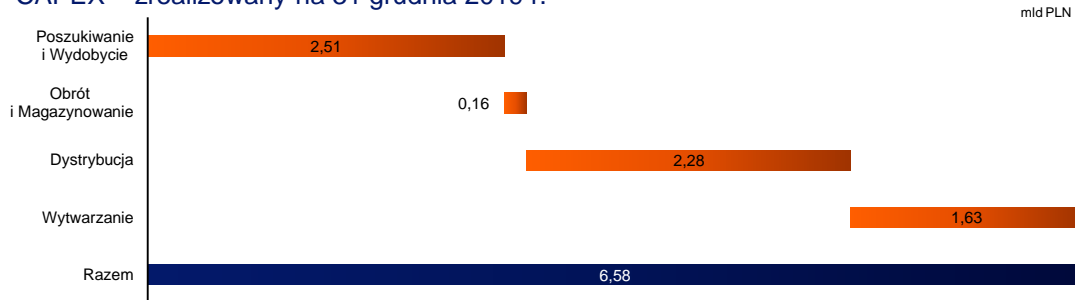
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



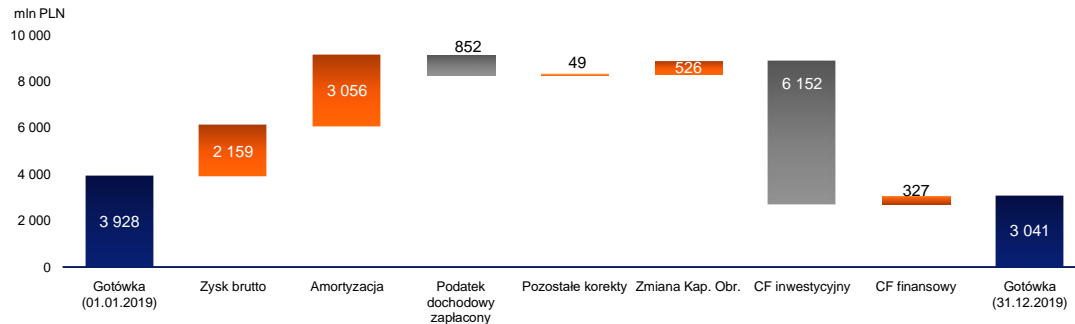
- > Wypłata dywidendy za 2018 rok nastąpiła w dwóch transzach. W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Natomiast na posiedzeniu ZWZ w dniu 27 czerwca 2019 r. postanowiono wypłacić drugą część dywidendy za 2018 r. w wysokości 0,11 PLN/akcja. Wypłata pozostałej części nastąpiła w dniu 7 sierpnia 2019 r.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

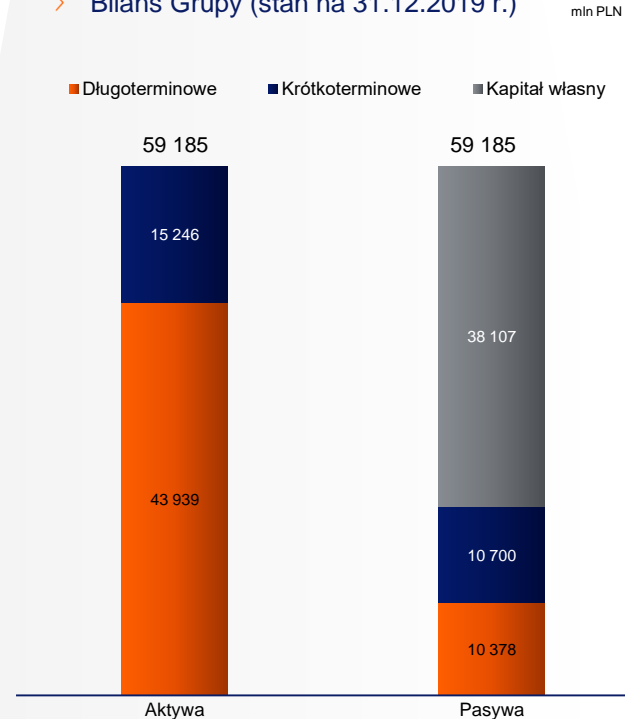
> CAPEX – zrealizowany na 31 grudnia 2019 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2019 r. - 31.12.2019 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.12.2019 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,06 mld PLN

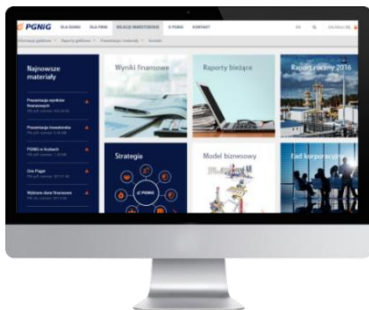
Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	FY 2019	FY 2018	FY 2017	FY 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	452	451	439	477	473	436	461	464	461	459	469	1 819	1 834	1 863	1 919
<i>w tym w Polsce</i>	348	337	327	326	336	323	314	323	335	325	327	1 337	1 296	1 315	1 401
<i>w tym w Norwegii</i>	104	114	112	151	137	113	147	141	126	134	142	481	538	548	518
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	721	645	601	704	722	659	612	719	731	664	567	2 671	2 712	2 674	2 540
<i>w tym w Polsce</i>	668	593	556	661	673	606	559	674	684	627	533	2 478	2 512	2 524	2 481
<i>w tym w Pakistanie</i>	53	52	45	43	49	53	53	45	47	37	34	193	200	150	59
RAZEM (przeliczony na E)	1 173	1 096	1 040	1 181	1 195	1 095	1 073	1 183	1 192	1 123	1 036	4 489	4 546	4 537	4 458
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]															
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	8 735	5 175	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	7 603	4 298	5 079	29 057	27 466	25 291	22 895
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 487	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	603	452	482	5 242	3 929	2 186	2 510
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	447	350	336	465	442	337	308	491	419	296	312	1 597	1 578	1 496	1 371
RAZEM (przeliczony na E)	9 182	5 525	6 051	9 896	8 583	5 114	5 442	9 905	8 022	4 594	5 391	30 654	29 044	26 787	24 266
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	235	210	170	229	228	211	179	237	226	182	161	844	855	796	718
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]															
Razem	3 965	3 508	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	3 673	3 488	3 334	14 851	13 530	13 714	11 527
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 654	2 316	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	2 540	1 889	2 518	8 946	9 038	9 656	10 248
<i>w tym: LNG</i>	948	706	1 044	727	759	635	815	505	383	470	475	3 425	2 713	1 715	974
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]															
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	328	275	290	324	353	320	324	348	329	313	269	1 216	1 345	1 257	1 318
<i>w tym w Polsce</i>	208	184	177	208	219	202	189	208	220	203	148	776	818	787	763
<i>w tym w Norwegii</i>	120	91	113	116	134	118	135	140	109	110	121	440	527	470	555
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	361	295	266	288	378	309	294	429	313	251	316	1 210	1 410	1 270	1 346
<i>w tym w Polsce</i>	201	182	177	210	225	194	188	210	222	190	161	771	817	791	753
<i>w tym w Norwegii</i>	160	113	89	78	153	115	106	219	91	61	155	439	593	479	593
WYTWARZANIE															
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	12 984	3 268	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	14 195	3 476	6 848	39 263	40 659	42 607	39 527
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 266	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	1 280	407	737	3 948	3 974	3 882	3 604

Słownik terminów i pojęć

bbf	Baryłka ropy naftowej
Boe	(Barrel of oil equivalent) ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
CAGR	(Compound Annual Growth Rate) skumulowany roczny wskaźnik wzrostu
Capex	Nakłady inwestycyjne
DES	Formuła Delivery ex ship, sprzedający LNG zapewnia dostarczenie statku z surowcem do portu wybranego przez kupującego
EBIT	Zysk operacyjny
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
FOB	Formuła Free on board, sprzedający LNG zapewnia dostarczenie surowca na zbiornikowiec w porcie załadunkowym
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	(Joint Venture) wspólne przedsięwzięcie
LNG	(Liquefied Natural Gas) gaz ziemny w postaci ciekłej
NGL	(Natural Gas Liquids) kondensat gazu ziemnego
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PSG	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.
PST	PGNiG Supply and Trading GmbH
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobywanie kopalin
WACC	(Weighted average cost of capital) średni ważony koszt kapitału
WIG20	Indeks giełdowy 20 największych spółek akcyjnych notowanych na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych
WRA	Wartość regulacyjna aktywów

Informacje kontaktowe



Strona Relacji Inwestorskich
www.ri.pgnig.pl



Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Weronika Zajac

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 46 51

kom.: +48 885 888 870

e-mail: weronika.zajac@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

Anna Galińska

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 41 09

kom.: +48 723 514 086

e-mail: anna.galinska@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

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.