





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki



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



Kluczowe wydarzenia Q3 2020

3

07
> lipiec



> Otrzymanie od Gazpromu zwrotu środków z tytułu nadpłaty za dostawy gazu w latach 2014-2020 – wartość rozliczenia na rzecz PGNiG to 1,5 mld dolarów.



> Zawarcie umowy o współpracy oraz zachowaniu poufności z PKN Orlen w zakresie zgłoszenia zamiaru dokonania koncentracji i przeprowadzenia procesu due diligence

08
> sierpień



> Blok gazowo-parowy Elektrociepłowni Stalowa Wola zsynchronizowany z siecią



> Podpisanie listu intencyjnego z PKN Orlen dotyczącego analizy możliwości realizacji wspólnych inwestycji budowy elektrowni gazowej i biogazowni

09
> wrzesień



> Zwiększenie dostaw gazu ziemnego dla KGHM Polska Miedź SA. Obie firmy podpisały dodatkowy kontrakt indywidualny do obowiązującej umowy ramowej.



> Nabycie udziałów w złożach Kvitebjørn i Valemon - aktualizacja prognozy wydobycia gazu ziemnego spółki PGNiG Upstream Norway

Kluczowe wydarzenia Q4 2020

4

10
> październik



> Zatwierdzenie umowy z Ørsted Salg & Service A/S na zakup gazu ziemnego przez PGNiG Supply & Trading GmbH



> Zawarcie aneksu do Programu Emisji Obligacji

11
> listopad



> Złożenie wstępnej oferty niewiążącej nabycia udziałów w aktywach Grupy Fortum



> Złożenie wniosku o renegotjację ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez PAO Gazprom i OOO Gazprom Export

12
> grudzień



> Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny



> Zawarcie umowy inwestycyjnej dotyczącej zasad współpracy przy budowie bloku energetycznego w Elektrowni Ostrołęka „C”



> Zawarcie aneksu do kontraktu na dostawy paliwa gazowego do Grupy Kapitałowej PKN Orlen

01 > styczeń



- > Publikacja prognozy wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 2021 – 2023



- > Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa – wzrost cen i stawek opłat sieciowych średnio o 3,6%

03 > marzec



- > Zawarcie warunkowej umowy nabycia INEOS E&P Norge przez PGNiG Upstream Norway

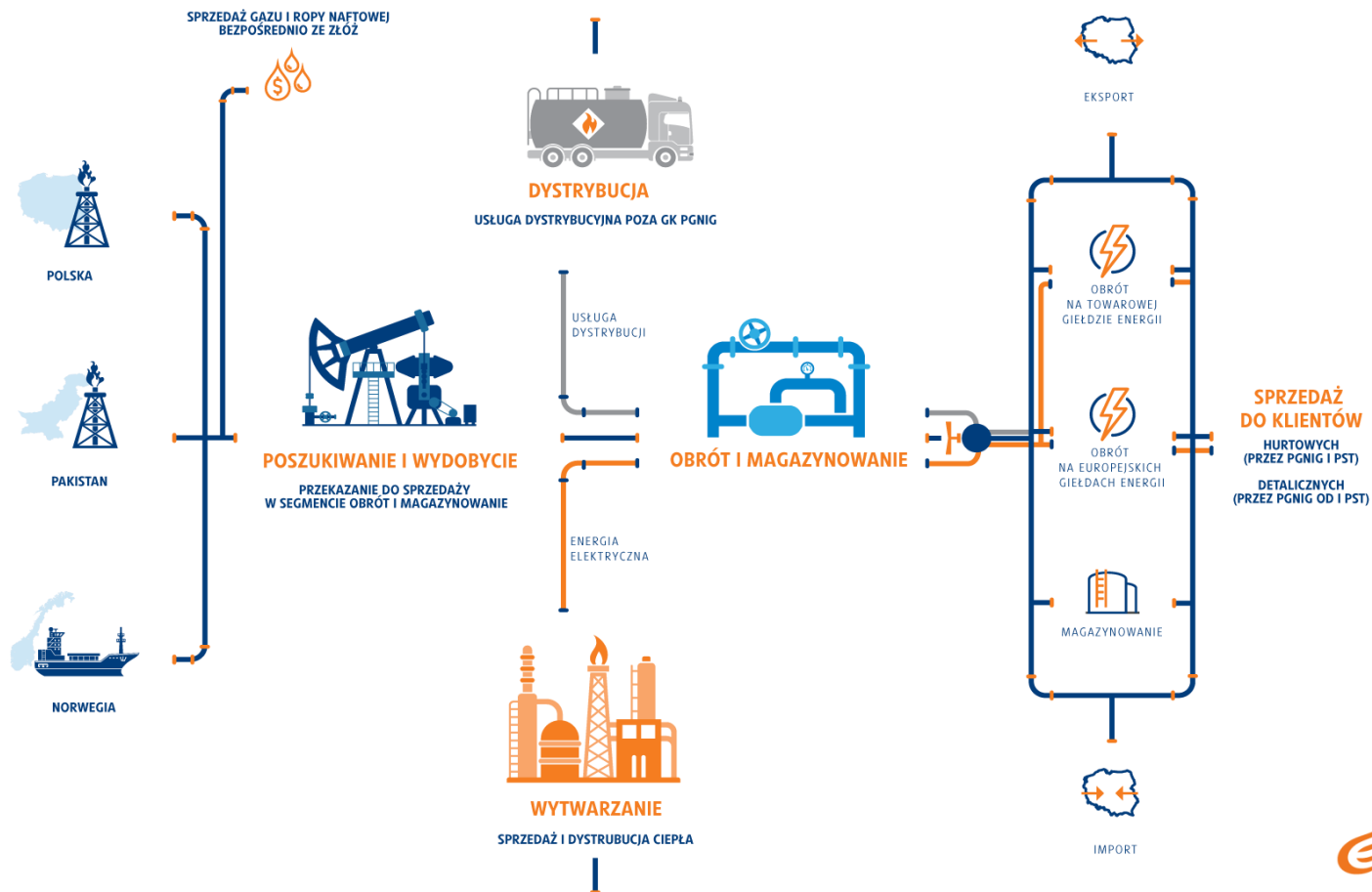


- > Podpisanie przez PGNiG SA oraz Grupę Naftogaz listu intencyjnego dotyczącego współpracy przy poszukiwaniu i eksploatacji ukraińskich zasobów węgłowodorów



Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

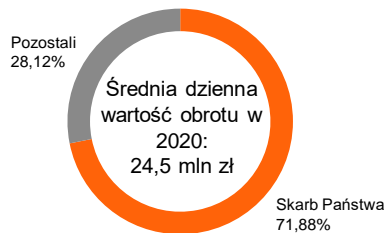
Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym



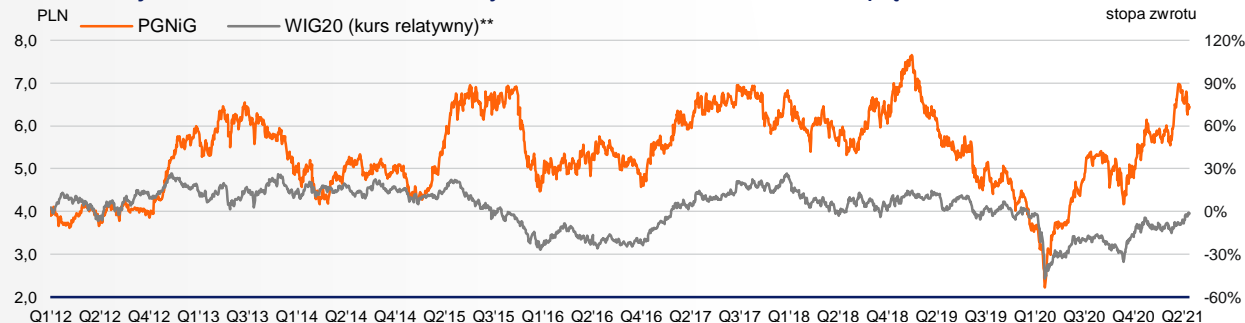
Czwarta największa polska spółka notowana na GPW*

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 37,4 mld zł (EUR 8,3 mld, USD 10,1 mld)*
- > Udział w WIG20***: 8,50%

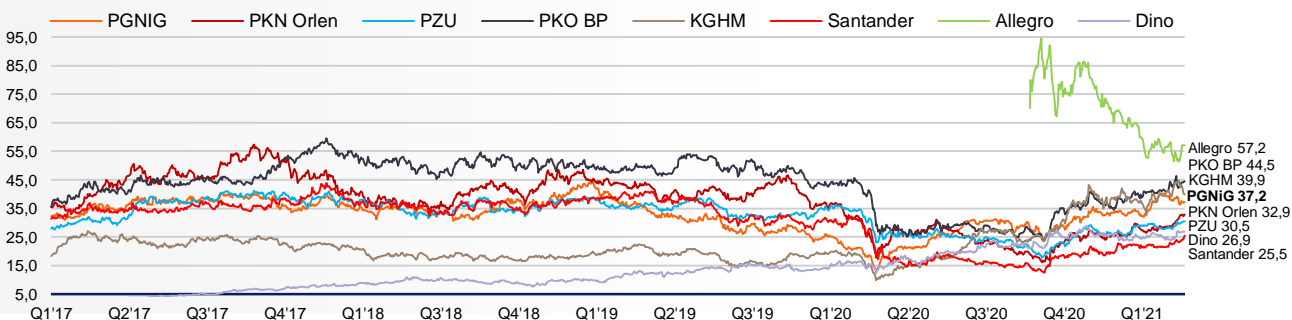
- > Struktura akcjonariatu (stan na 31.12.2020 r.)



- > 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



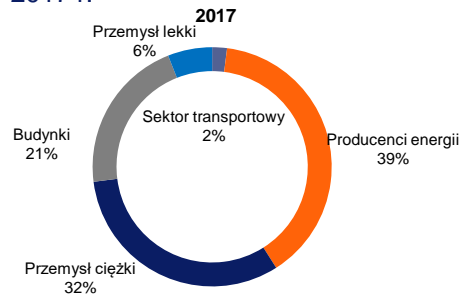
* Pod względem kapitalizacji na dzień 18.05.2020 r. z pominięciem dywidend: PGNiG = 6,47 EUR/PLN = 4,5272; USD/PLN = 3,7050

** Wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG (na dzień 18.05.2021 r.)

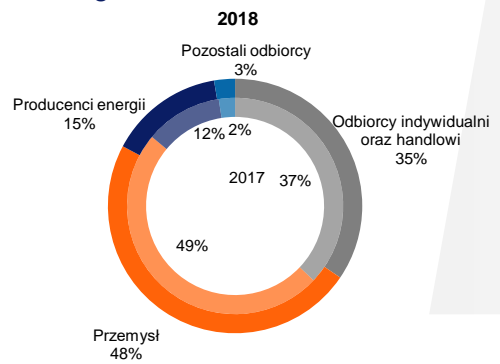
*** Pod względem kapitalizacji na dzień 18.05.2020 r. z pominięciem dywidend: PGNiG = 37,4 mld PLN WIG20 = 439,6 mld PLN

Rynek gazu w Polsce: niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

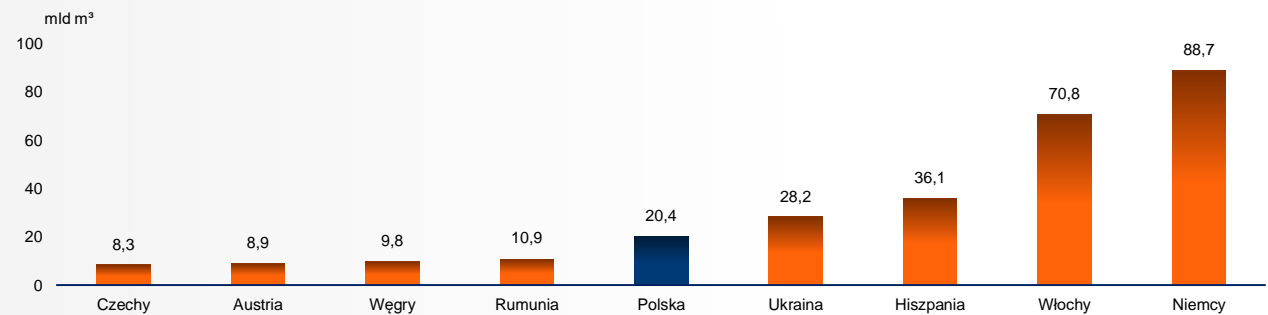
> Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2017 r.



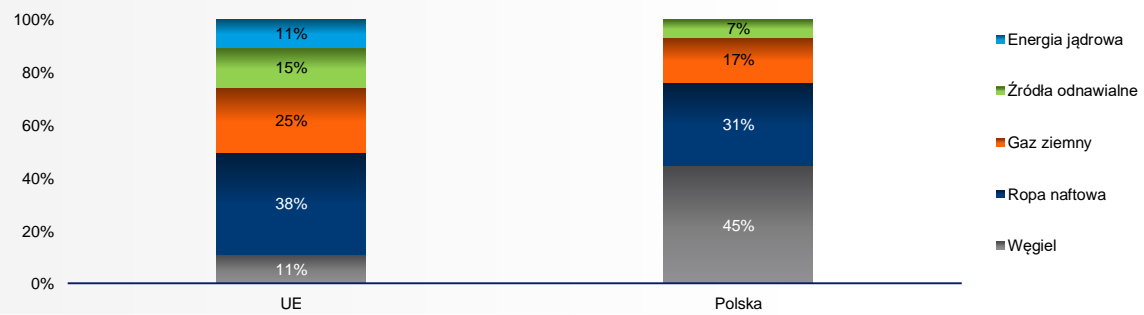
> Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2018 r. i 2017 r.



> Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2019 r.



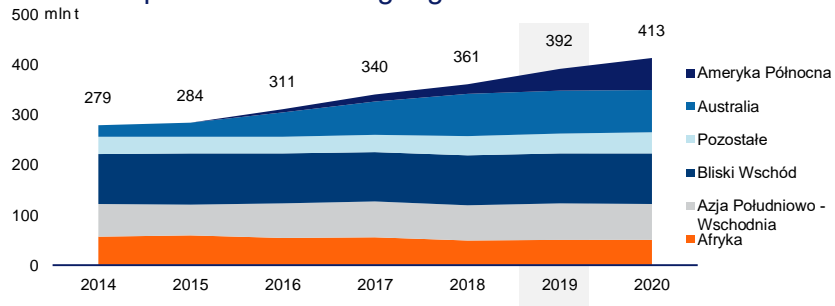
> Zużycie energii pierwotnej (stan na lipiec 2020 r.)



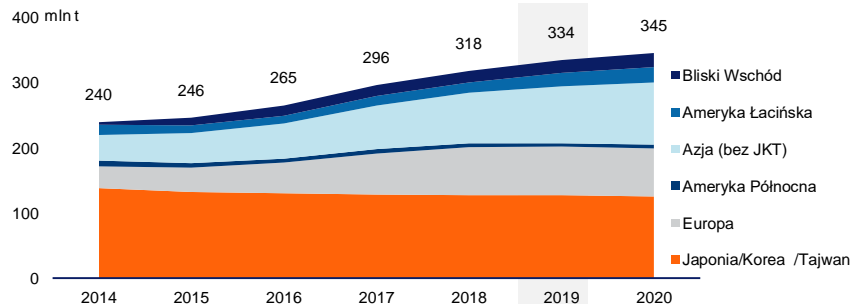
Źródło: BP Statistical Review 2020, BP Energy Outlook 2019 / Zużycie zawiera sprzedaż, jak i zużycie własne oraz zmianę stanu magazynów

Rynek gazu na świecie

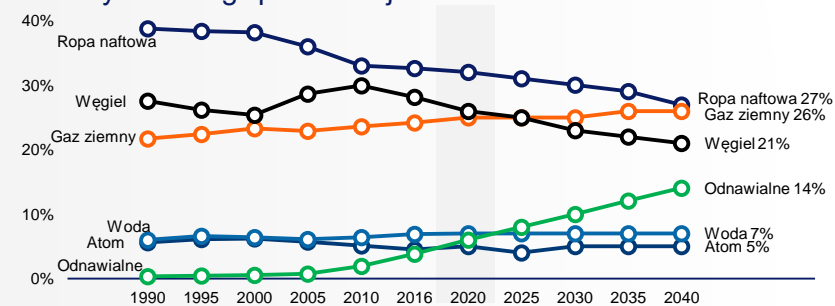
> Roczna podaż LNG według regionów



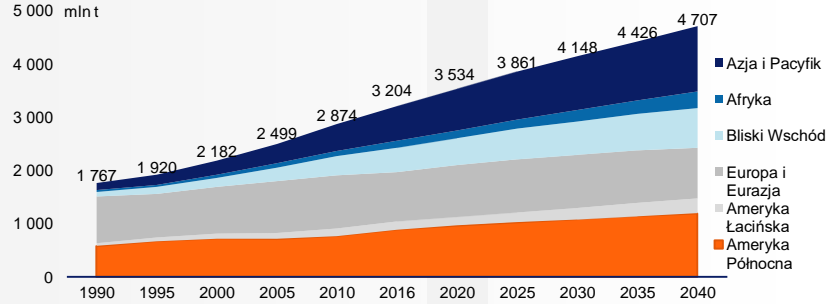
> Roczny popyt na LNG według regionów



> Zużycie energii pierwotnej na świecie



> Popyt na gaz ziemny



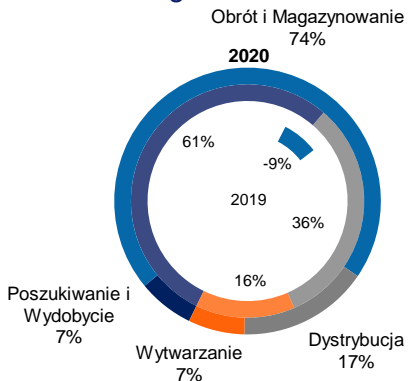


Segmenty Grupy PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2020

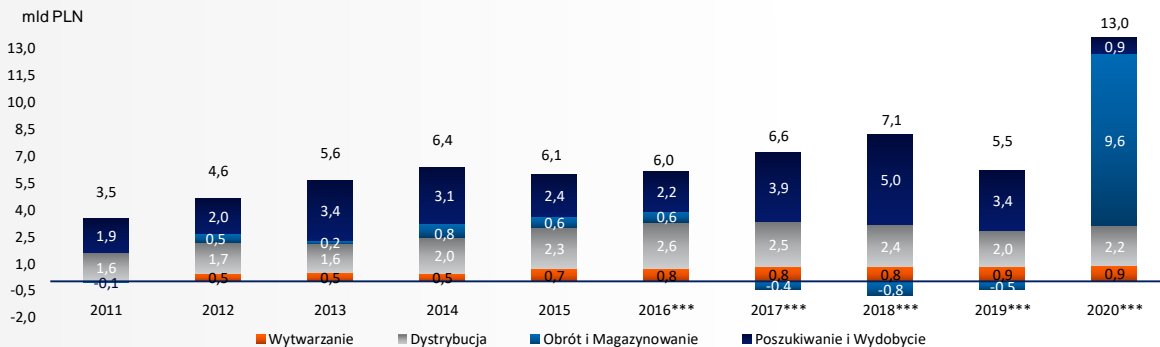
- > Szósta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

> Udział segmentów w EBITDA

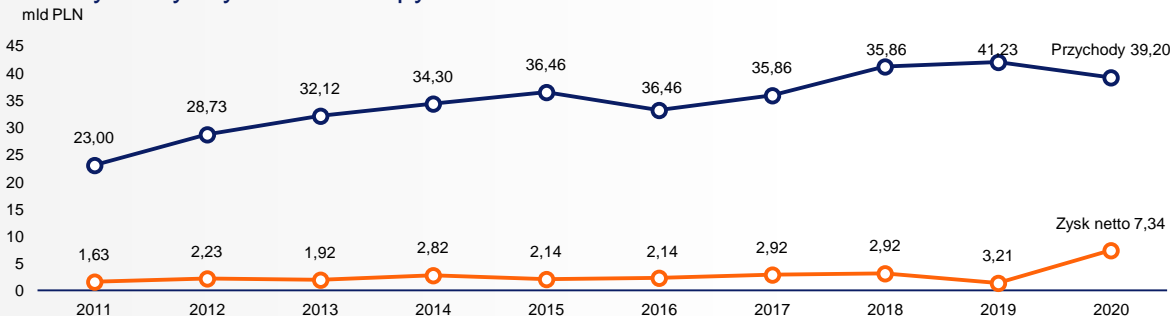


Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2020: -5%; in 2019: -4%

> EBITDA Grupy PGNiG**



> Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



* Źródło: TOP 500 CEE 2020 / ** EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty” / EBITDA segmentu Oim za 2020 r. z uwzględnieniem jednorazowego efektu ujęcia wpływu rozliczenia wynikającego z zawarcia aneksu do kontraktu jamalskiego w kwocie 5 689 mln PLN oraz zysk na różnicach kursowych z wyceny ww. rozliczeń 300 mln PLN
 *** przekształcone, „Pozostałe segmenty” nie zostało zaprezentowane na wykresie

Lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce



> Złoża PGNiG w Polsce**:

- > udokumentowane zasoby gazu 567 mln boe (88,0 mld m³)
- > udokumentowane zasoby ropy 107 mln boe (14,6 mln ton)

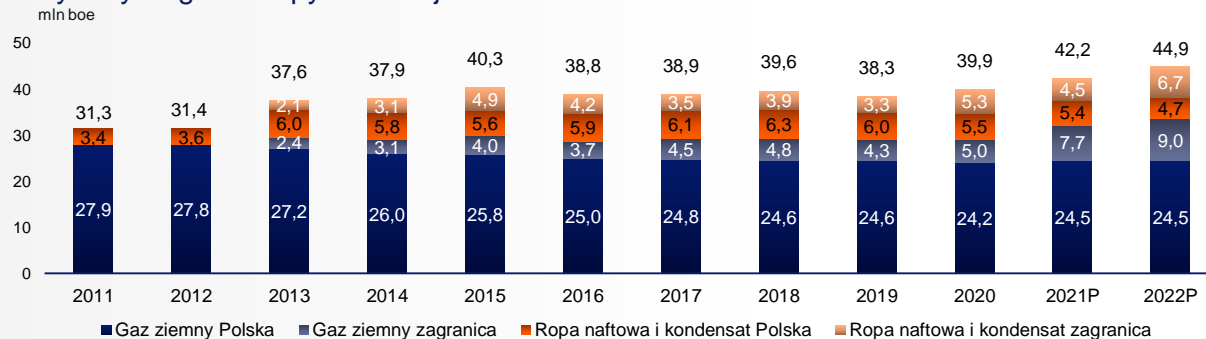
> Koncesje na ropę i gaz w Polsce**:

- > 11 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 36 koncesji łącznych

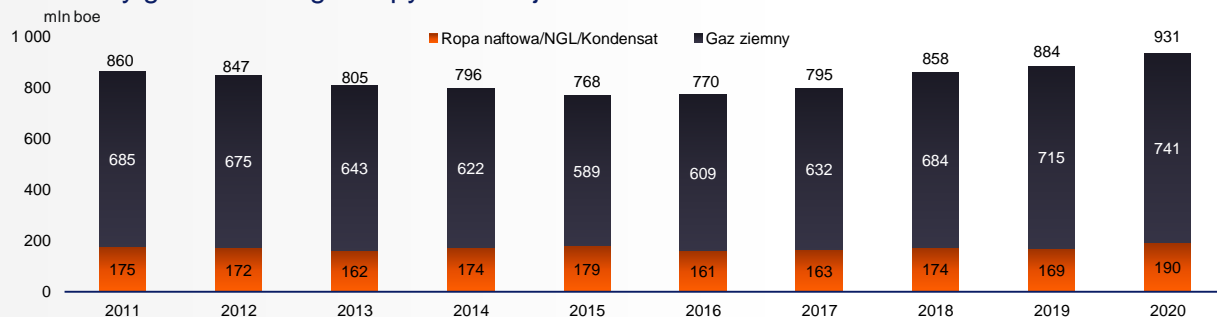
> Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

- > 53 kopalni gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
- > Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

> Wydobycie gazu i ropy naftowej*



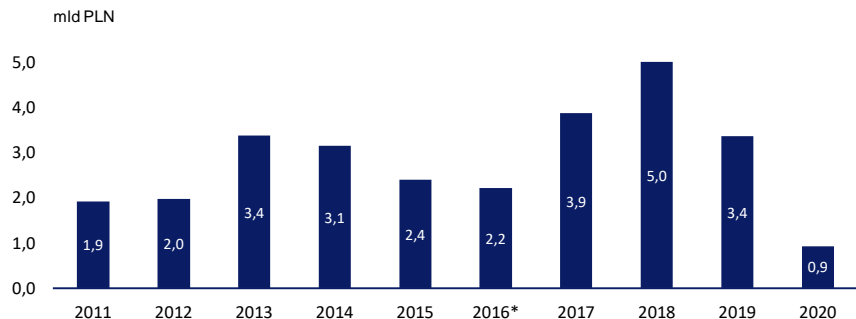
> Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



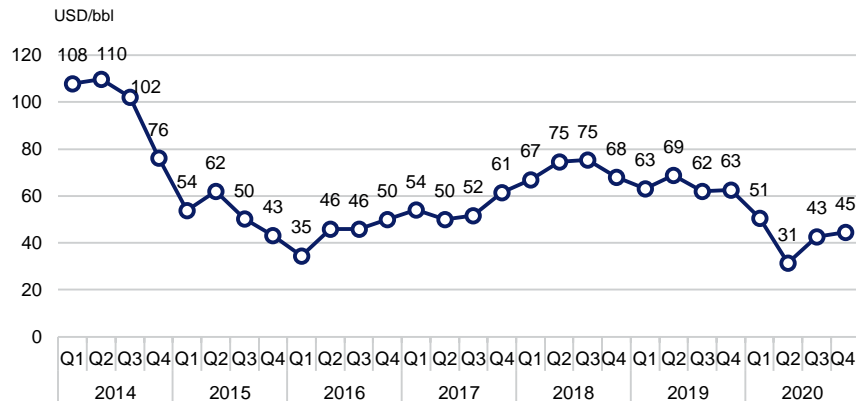
Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

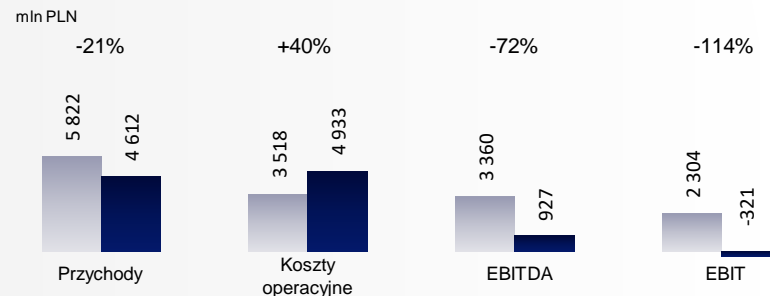


Średnia cena ropy naftowej Brent

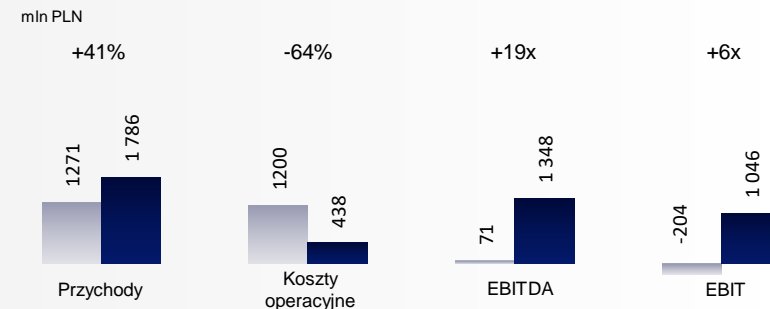


* przekształcone

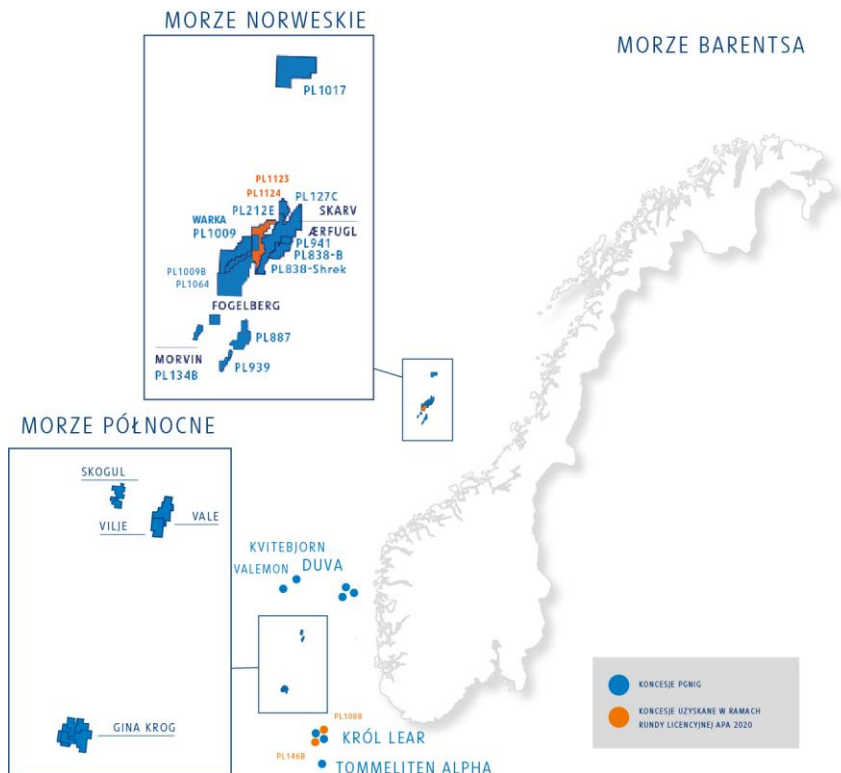
Wyniki segmentu za 2019 vs 2020



Wyniki segmentu za Q1 2020 vs Q1 2021



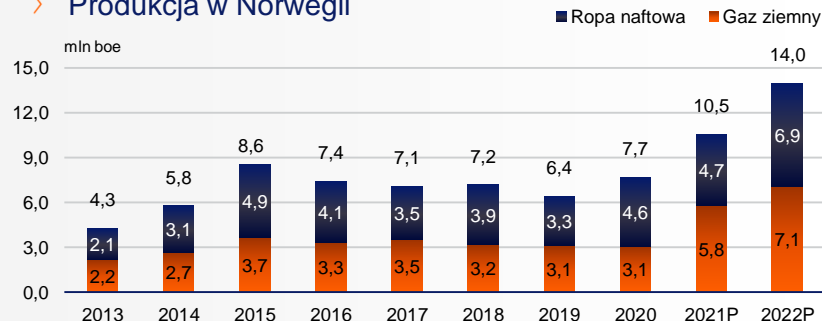
Działalność zagraniczna – Norwegia



> Rezerwy w Norwegii (stan na 31 grudnia 2020 r.)

	Gaz naturalny	Ropa naftowa i NGL	Razem (mln boe)
Skarv	10.6	5.9	16.5
Ærfugl & Snadd Outer	23.4	7.5	30.8
Gina Krog	8.7	6.4	15.1
Vilje	0.0	3.3	3.3
Vale	0.6	0.3	0.9
Morvin	0.7	1.1	1.7
Tommeliten Alpha	40.7	17.8	58.4
Skogul	0.2	1.9	2.1
Duva	15.4	11.9	27.3
King Lear	14.8	20.6	35.4
Kvitebjorn	9.4	2.1	11.6
Valemon	1.0	0.1	1.1
Shrek	2.2	3.8	6.0
Alve Nord	3.5	1.8	5.3
Razem	131.2	84.5	215.7

> Produkcja w Norwegii



We współpracy z partnerami biznesowymi PGNiG Upstream Norway zajmuje się wydobyciem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul, Kvitebjorn i Valemon i prowadzi prace nad przygotowaniem zagospodarowania złóż Ærfugl, Duva and Snadd Outer. Trwa również faza przygotowania koncepcji zagospodarowania Tommeliten Alpha, Shrek i King Lear.



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	10 odwiertów, sejsmika 2D i 3D
	6,64 mld m ³ gazu ziemnego
szacowane zasoby	(4,88 mld m ³ /31,4 mln boe Rehman, 1,76 mld m ³ /11,4 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 10 odwiertami w 2020 wyniósł ok. 295 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Pozytywny wynik złożowy uzyskał otwór eksploatacyjny Rizq-3 (prace rozpoczęte w lipcu 2019 r.). Na otworze Rehman-7 trwają wiercenia (prace rozpoczęte w lutym 2020 r.). Łącznie odwiercono ponad 2,96 kmb w otworze Rehman – 7.



Licencja Kirthar

> Pozostała aktywność zagraniczna w 2020 r.

Prace sejsmiczne:

- > w zakresie akwizycji danych sejsmicznych w: Polsce, Bułgarii, Chorwacji, Niemczech, Mozambiku, Zjednoczonych Emiratach Arabskich.
- > w zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w: Polsce, Holandii, Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Pakistanie, Kolumbii i Meksyku.

Prace wiertnicze:

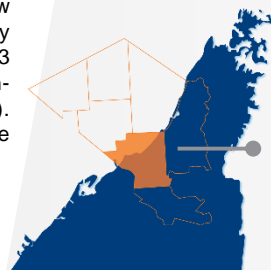
- > główne obszary prac: Pakistan, Czad, Kazachstan, Ukraina.

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 Khaima.
- > 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.
- > Oddział PGNiG uzyskał stosowną licencję na prowadzenie działalności oraz rozpoczęto prace sejsmiczne.

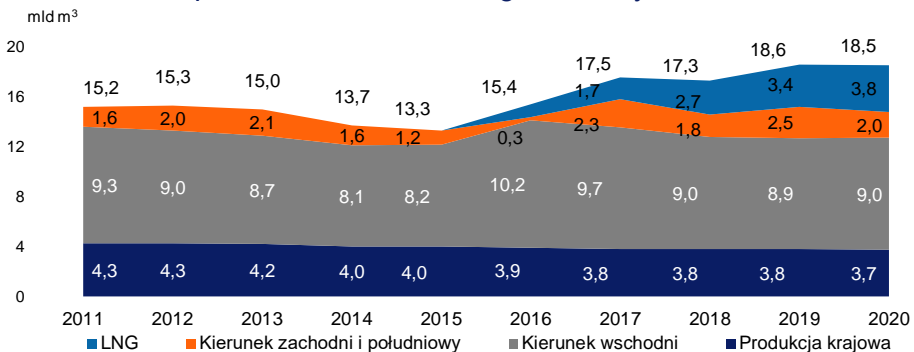


Blok nr 5

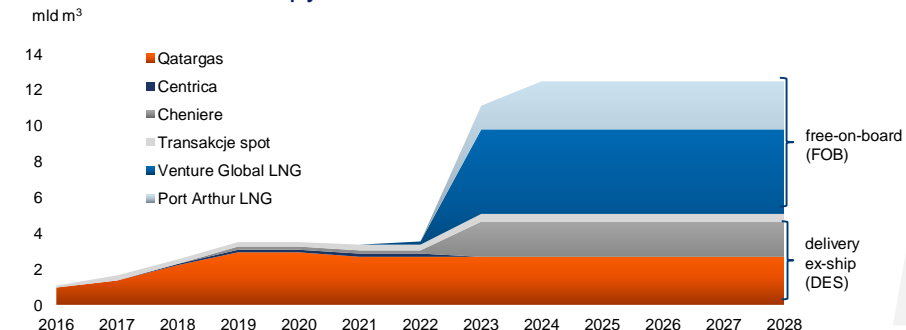
Pozyskanie i sprzedaż gazu



Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny



Portfolio LNG Grupy PGNiG

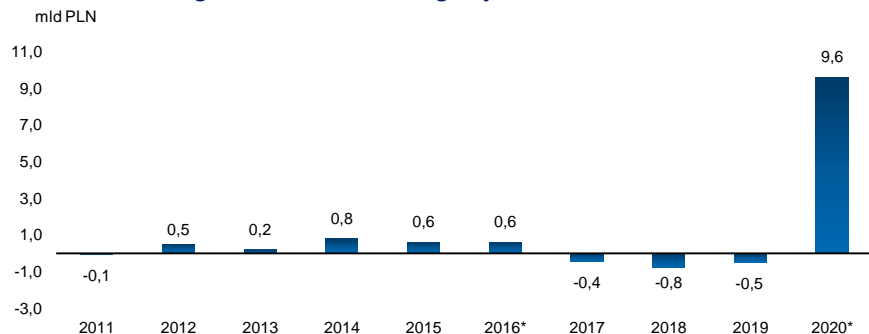


- > Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu (do 2022):
 - > do 10,2 mld m³ rocznie, 85% Take-or-Pay
- > Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):
 - > 1,3 mld m³ gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
 - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrosnie do 2,7 mld m³ gazu rocznie, 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.
- > 4,5 mld m³ gazu sprzedanego w 2020 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 maja 2021 do 31 grudnia 2021, wzrost średnich cen gazu ziemnego o 5,6%)
 - > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,3 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (od maja 2020 r.)

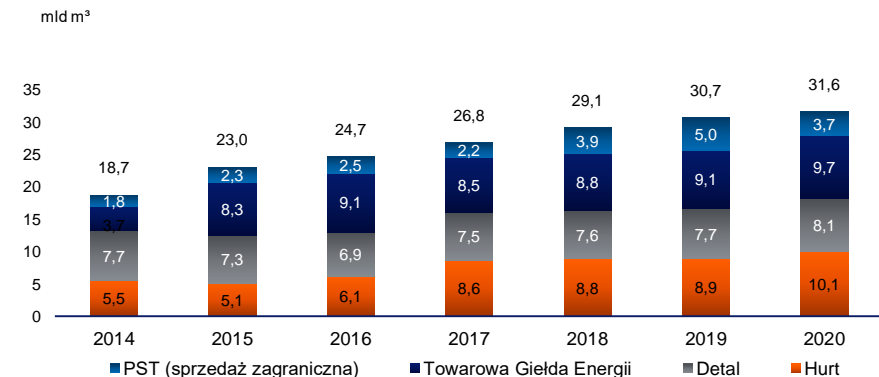
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie



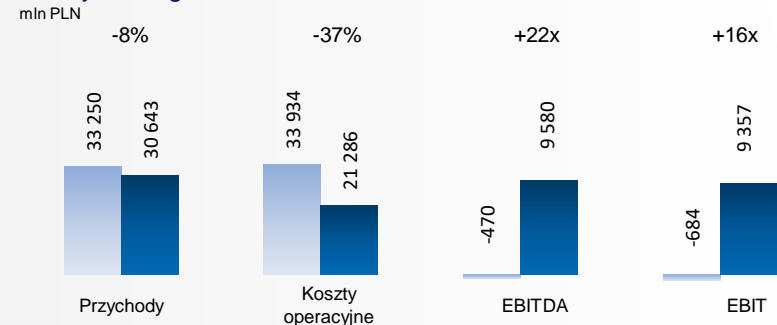
> EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



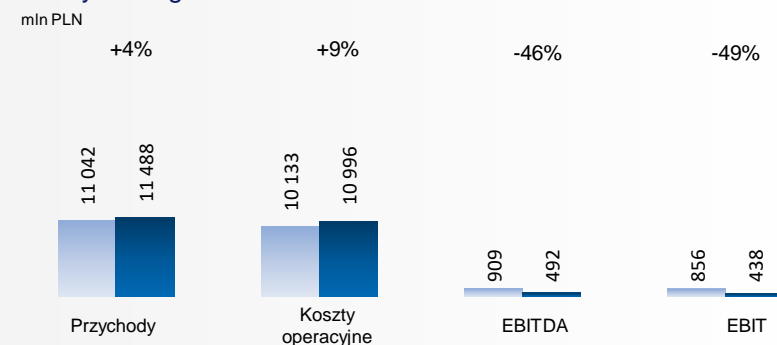
> Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG OD i PST



> Wyniki segmentu za 2019 vs 2020

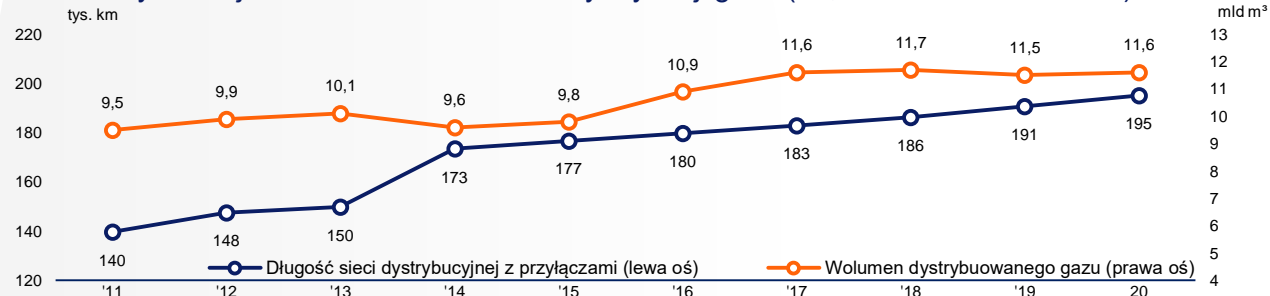


> Wyniki segmentu za Q1 2020 vs Q1 2021



- > 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.
- > W skład segmentu wchodzi Polska Spółka Gazownictwa (PSG).

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



> Pokrycie siecią dystrybucyjną (ok. 67,3% Polski)

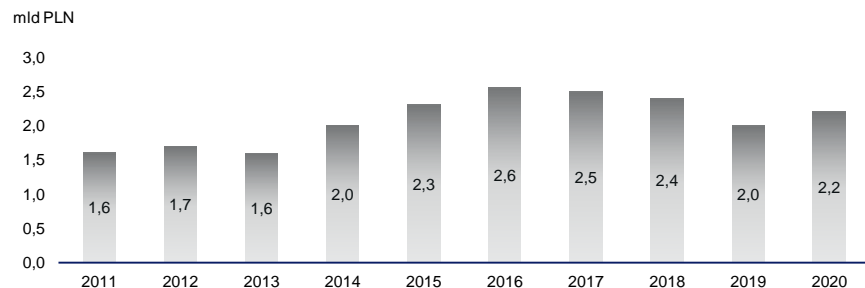


- > Taryfa:
 - > Taryfa nr 9 zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w styczniu 2021 r., obowiązująca od lutego 2021 r.
 - > Koszt + zwrot z kapitału (5,5% WACC x 14,3 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

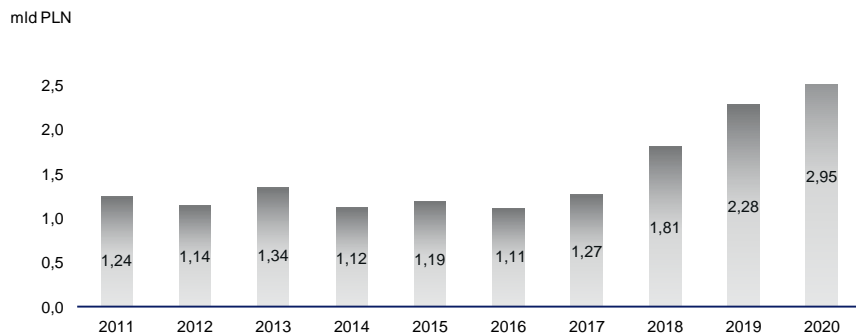
Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja



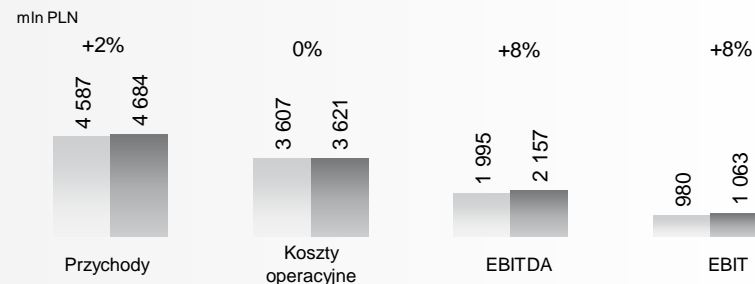
> EBITDA segmentu Dystrybucja



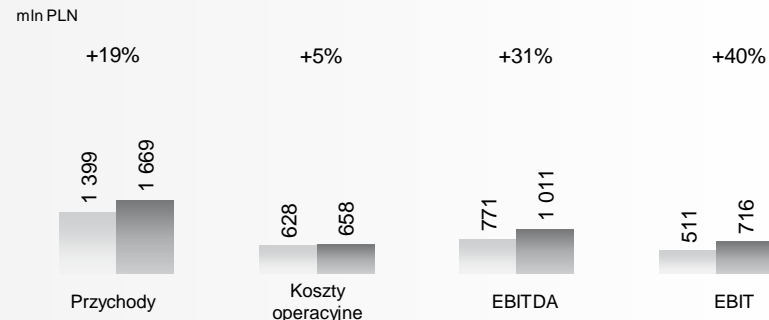
> CAPEX segmentu Dystrybucja



> Wyniki segmentu za 2019 vs 2020



> Wyniki segmentu za Q1 2020 vs Q1 2021



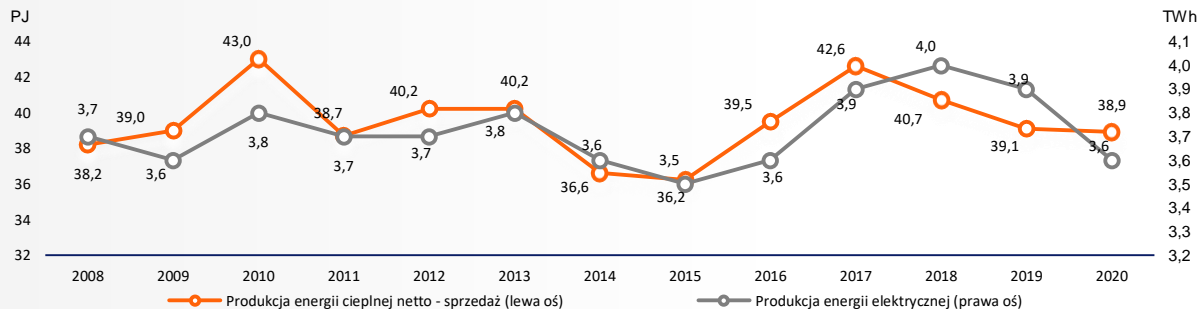


- > **Udział na rynku krajowym*:**
 - > moc cieplna 10%
 - > wolumen sprzedaży ciepła 11%
- > **Udział na rynku warszawskim:**
 - > największy producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ciepło ok 70%
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną ok. 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 cieplna	5,2 GWt
Moc osiągalna elektryczna	1,2 GWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2019 r.	38,9 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2019 r.	3,6 TWh

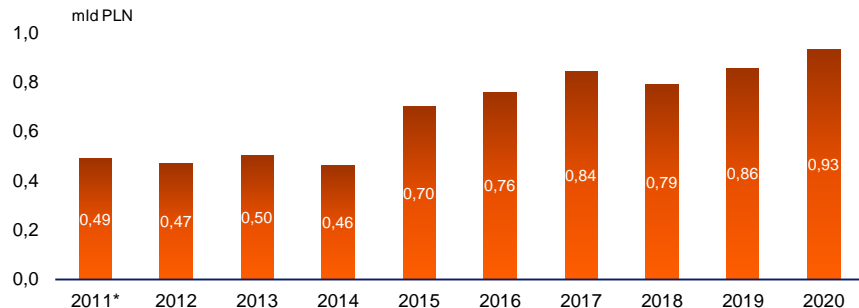
> Produkcja ciepła i energii elektrycznej



Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie



EBITDA segmentu Wytwarzanie



Inwestycje

Elektrociepłownia kogeneracyjna Stalowa Wola (Q3 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

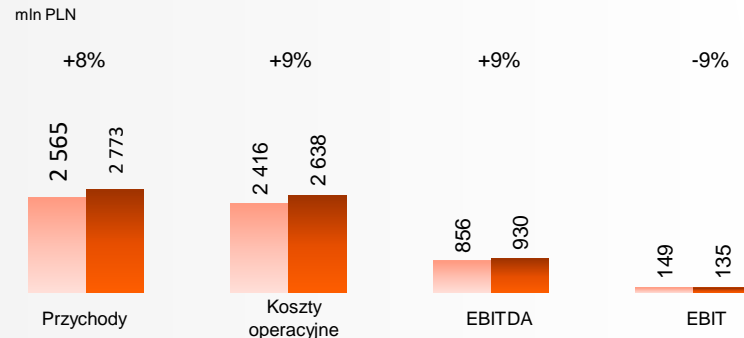
Blok gazowy w Ostrołęce.

- > Umowa inwestycyjna pomiędzy PGNiG, Energa i PKN Orlen dotycząca współpracy przy budowie bloku gazowego (22 grudnia 2020 r.). Toczy się postępowanie przed UOKiK o zgodę na utworzenie wspólnego przedsiębiorstwa.

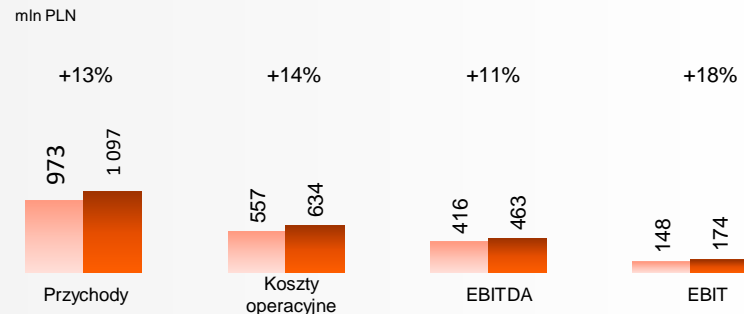
Budowa bloku gazowego 500 MWe – EC Żerań w Warszawie

(Q3 2020 r.)

Wyniki segmentu za 2019 vs 2018



Wyniki segmentu za Q1 2020 vs Q1 2021





Strategia, nakłady

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 „Jamalu” 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 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%



7. Centrum Korporacyjne

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



3. Obrót detaliczny

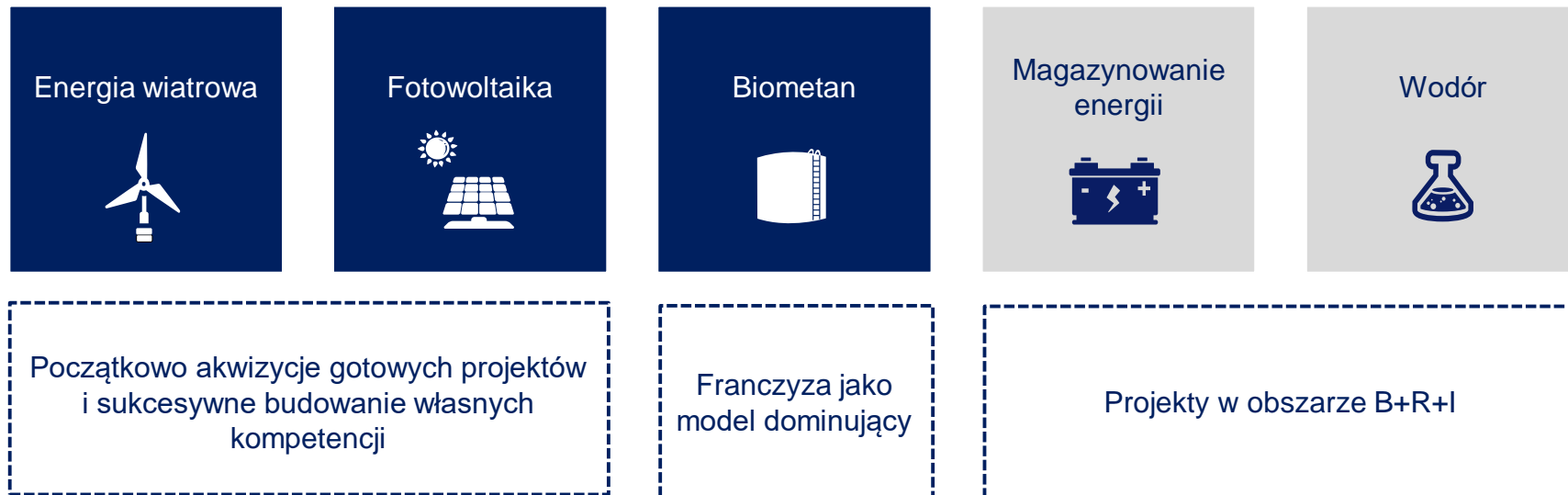
- > Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym
- > Utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na poziomie 67-69 TWh/rok



6. Energetyka i ciepłownictwo

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

Obszary zainteresowań Grupy PGNiG w segmencie OZE



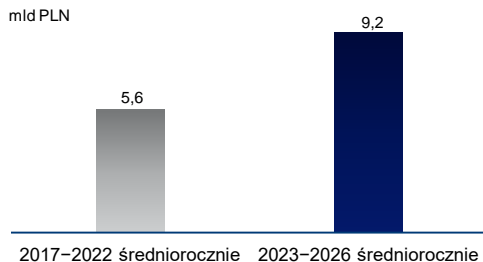
W Grupie PGNiG zespół doświadczonych ekspertów i analityków OZE poszukuje nowych potencjalnych obszarów rozwoju.

Na podstawie analiz i modelowych symulacji strategicznych Zarząd PGNiG podjął decyzję o przeznaczeniu na realizację i akwizycję projektów związanych m.in. z wytwarzaniem energii z OZE do 4 mld zł w okresie wykraczającym poza rok 2022 tj. horyzont inwestycyjny obecnej strategii PGNiG. Docelowo pozwoli to Grupie osiągnąć moce wytwórcze do 900 MW, co uczyni PGNiG jednym z czołowych producentów energii ze źródeł odnawialnych w Polsce.

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

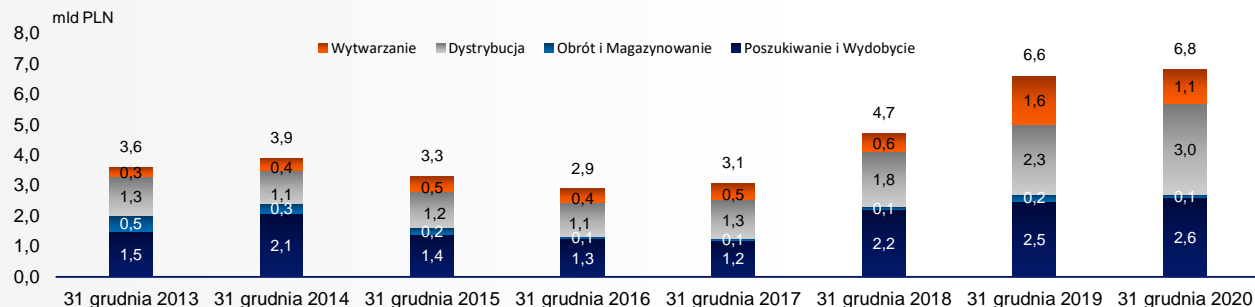


> Skumulowany wynik EBITDA około 33,7 mld PLN

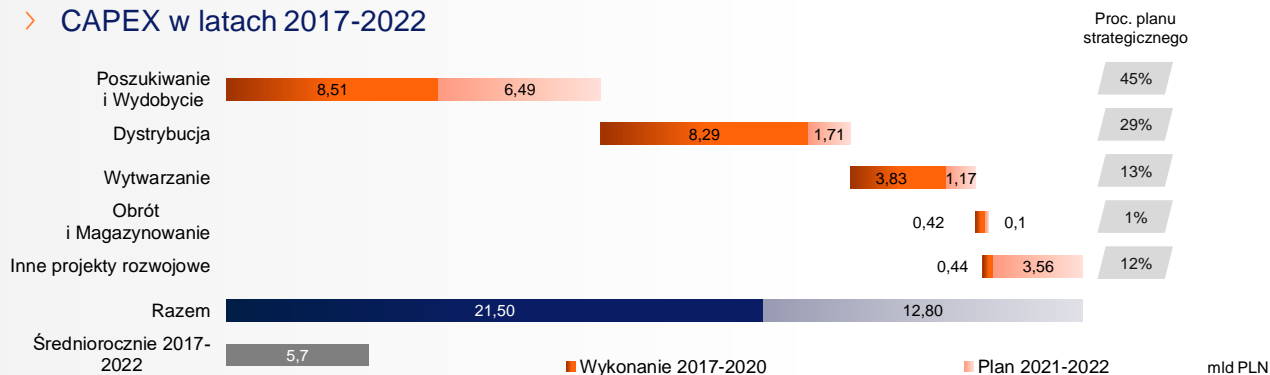
> Ambitny program inwestycyjny umożliwi długoterminowy wzrost wyniku EBITDA Grupy, szczególnie w latach 2023-2026 (ok. 9,2 mld PLN średniorocznie)

> Utrzymanie bezpiecznego poziomu zadłużenia (stosunek dług netto/EBITDA nie wyższy niż 2,0)

> CAPEX w latach 2012-2019



> CAPEX w latach 2017-2022



Załączniki

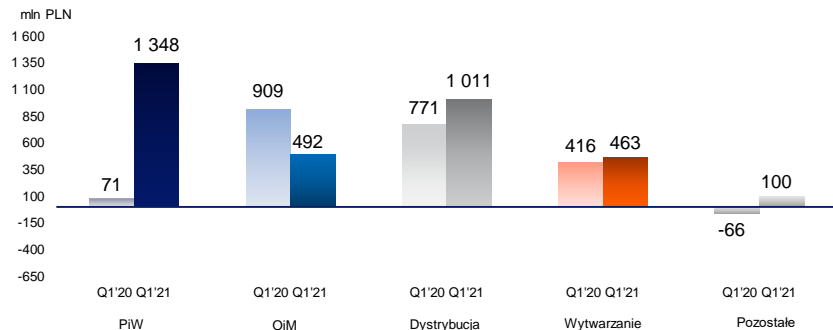
- > 1. Podstawowe wyniki finansowe w Q1 2021
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 4. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 5. Kierunki dostaw gazu
- > 6. Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- > 7. Zmiany na polskim rynku gazu
- > 8. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 9. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 10. Wolumeny operacyjne



Podstawowe wyniki finansowe w Q1 2021

[mln PLN]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	13 756	14 553	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-11 678	-11 160	-4%
EBITDA	2 078	3 393	63%
<i>EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)</i>	2 835	3 117	10%
Amortyzacja	-871	-956	10%
EBIT	1 207	2 437	102%
Koszty finansowe netto	-270	-57	-79%
Zysk netto	779	1 747	124%

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2021 vs Q1 2020



* Eliminacje w Q1 2020: -23 mln PLN oraz w Q1 2021: -21 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 506 mln PLN (+71% R/R) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 37 mln PLN (+10% R/R).
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w budowie o +269 mln PLN w Q1 2021 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego zawiązано odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę -758 mln PLN).

Obrót i Magazynowanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +2% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o -3% R/R, przy wyższym o +5% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę w segmencie.
- Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w wynik finansowy w wysokości -175 mln PLN (w I kw. 2020 r.: +819 mln PLN), (2) wynik ujęty w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania wyniósł +172 mln PLN (w I kw. 2020 r.: -215 mln PLN).
- Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +9 mln PLN w Q1 2021 r. vs +255 mln PLN w Q1 2020 r.

Dystrybucja

- Wyższy o +15% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o 273 mln PLN (+20% R/R) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -28 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 120 mln PLN (+23% R/R) przy niższej o 2,8°C średniej temperaturze w Q1 2021 r. i wyższych o +6% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na wytwarzanie i przesył ciepła.
- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 51 mln PLN (-14% R/R) przy niższych -12% R/R wolumenach sprzedaży.

Koszty operacyjne w Q1 2021 vs Q1 2020

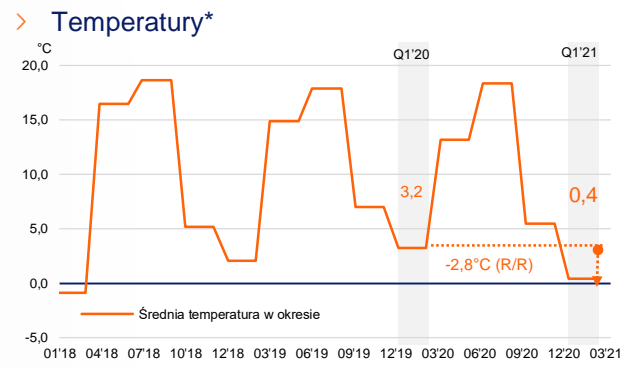
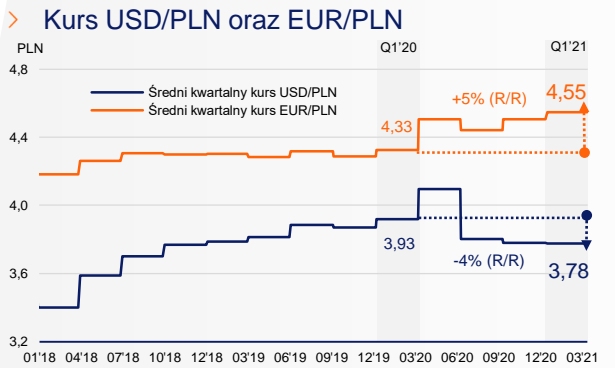
[mln PLN]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Koszt gazu	-8 694	-8 543	-2%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-360	-376	4%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-518	-714	38%
Świadczenia pracownicze	-800	-837	5%
Usługa przesyłowa	-259	-269	4%
Pozostałe usługi obce	-419	-404	-4%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-98	-85	-13%
Podatki i opłaty	-574	-633	10%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	445	316	-29%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	253	4	-98%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-143	-150	5%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-774	16	-102%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-17	-260	1429%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-757	276	-136%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	275	284	3%
Amortyzacja	-871	-956	10%
Koszty operacyjne ogółem	-12 549	-12 116	-3%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 854	-3 573	-7%

Komentarz

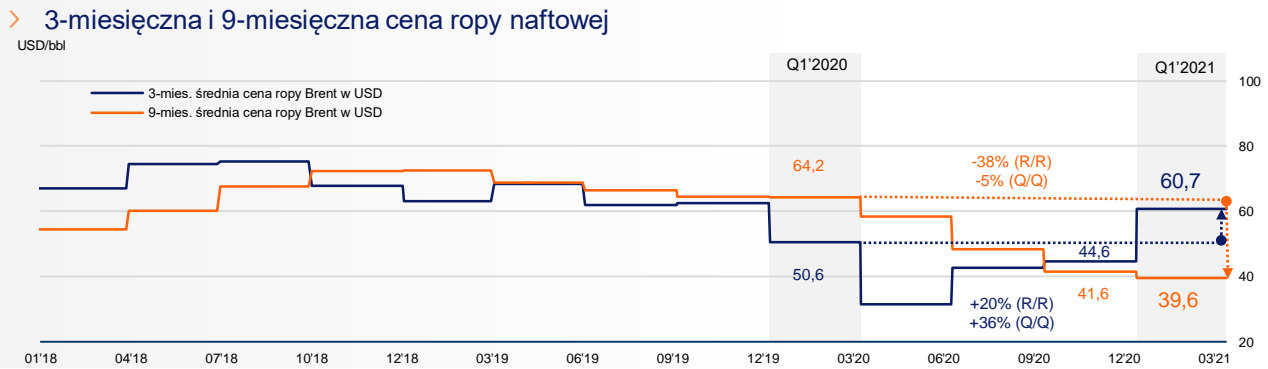
- > Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do -589 mln PLN, czyli o +52% R/R) przy wyższych średnich rynkowych cenach sprzedaży energii w Q1 2021 r.
- > Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+5% R/R) w Grupie.
- > Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-260 mln PLN w Q1 2021 r. vs -17 mln PLN w Q1 2020 r.). W Q1 2021 spisano 5 odwiertów negatywnych, przy 1 w Q1 2020 r.
- > Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego w budowie na poziomie +276 mln PLN w Q1 2021 r. W Q1 2020 r. zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -757 mln PLN.
- > Wzrost zawiązanych rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -97 mln PLN w Q1 2021 r. vs -87 mln PLN w Q1 2020 r.
- > Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej +186 mln PLN w Q1 2021 r. vs. -162 mln PLN w Q1 2020 r.
- > Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): -167 mln PLN w Q1 2021 r. vs +206 mln PLN w Q1 2020 r.
- > Wzrost amortyzacji, głównie w segmencie PiW (Norwegia): -136 mln PLN w Q1 2021 r. vs -101 mln PLN w Q1 2020 r. oraz segmencie Wytwarzanie (umorzenie uprawnień do emisji CO₂): -206 mln PLN w Q1 2021 r. vs -184 mln PLN w Q1 2020 r.

Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > Spadek kursu USD/PLN w Q1 2021 r. o -4% R/R, do poziomu 3,78 PLN.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q1 2021 r. o +5% R/R, do poziomu 4,55 PLN.
- > Spadek średniej temperatury* w Q1 2021 o -2,8°C R/R.



- > Wzrost 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o +20% R/R, do poziomu 60,7 dolarów za baryłkę.
- > Spadek 9-miesięcznej średniej ceny ropy o -38% R/R do poziomu 39,6 dolarów za baryłkę na koniec Q1 2021.



* punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów

> Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q1 2021 denominowane w PLN:

- > styczeń: +95% i +81% R/R,
- > luty: +100% i +91% R/R,
- > marzec: +118% i +115% R/R.

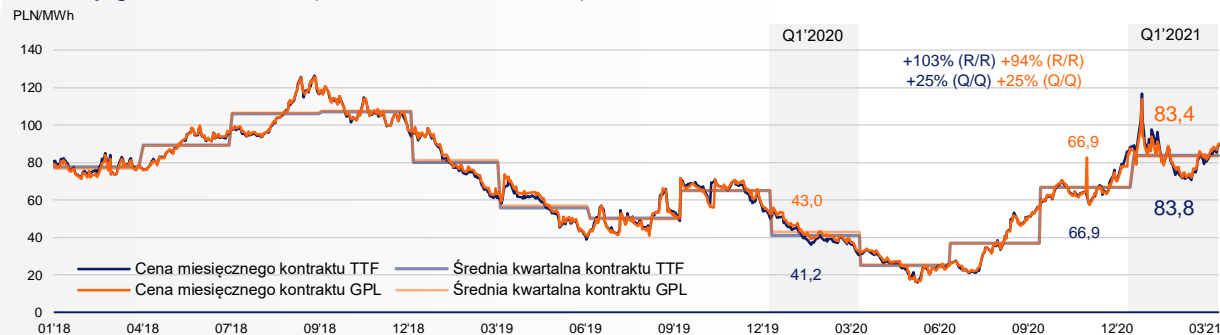
> Wolumen obrotu na TGE w Q1 2021, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, wyższy o około +23% R/R.

Uwagi:

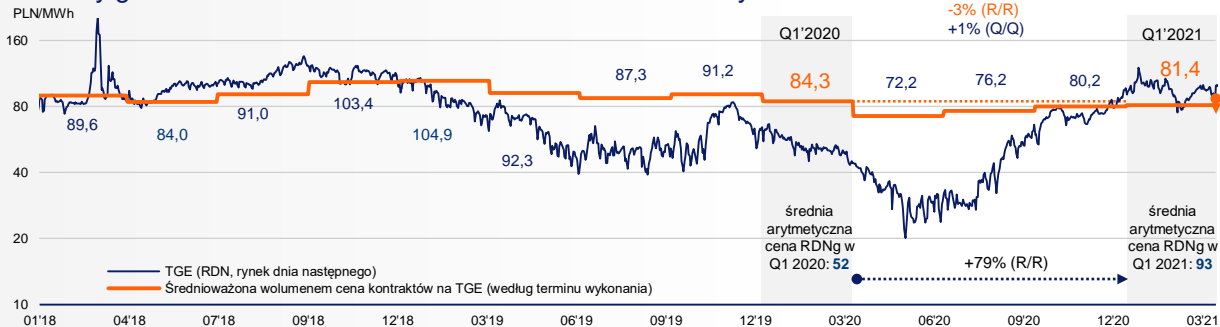
> Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełni funkcję uzupełniającą.

> Ważoną wolumenem średnią kwartalną cen kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

> Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead)



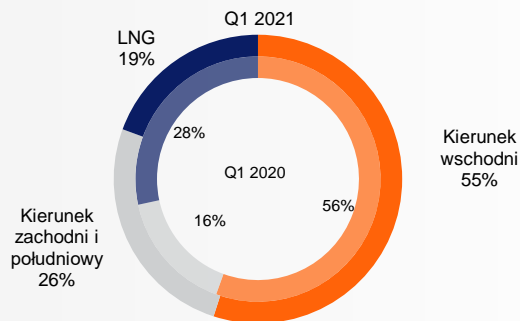
> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



Sprzedaż i struktura importu gazu

- Spadek importu z kierunku wschodniego oraz LNG przy wzroście udziału z kierunku zachodniego i południowego. W Q1 2021 r., w porcie w Świnoujściu rozładowano 7 gazowców, w tym: 4 z kontraktów z Qatargas oraz 3 ładunki spot.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG OD.

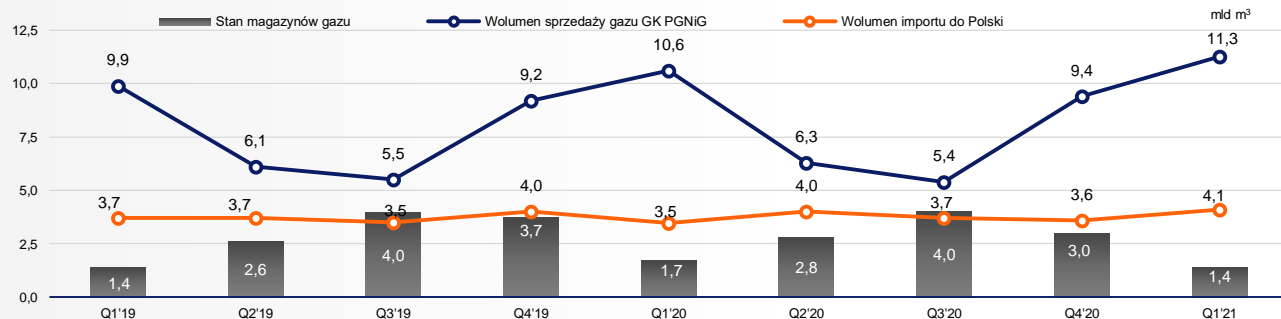
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q1 2020	Q1 2021	Δ%
Grupa PGNiG:	10 601	11 277	+6%
<i>PGNiG SA</i>	6 314	6 257	-1%
<i>PGNiG OD</i>	2 925	3 507	+20%
<i>PST</i>	1 362	1 513	+11%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



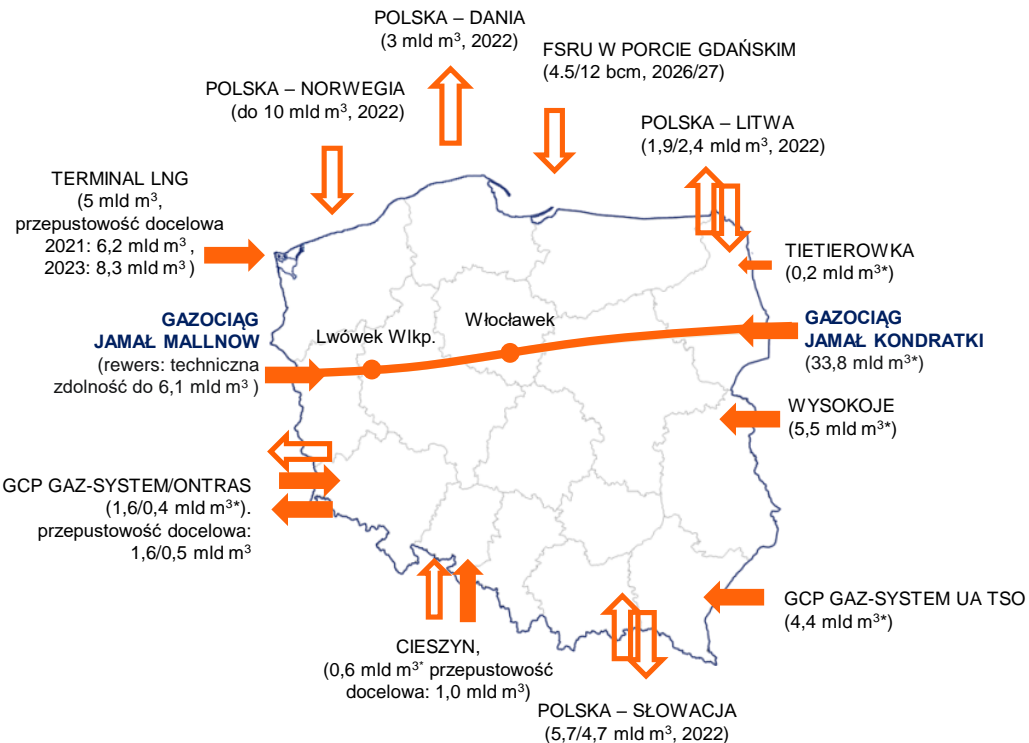
Komentarz:

- Zapasy LNG w terminalu: 5 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.03.2021 r.).

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

Kierunki dostaw gazu

> Interkonektory

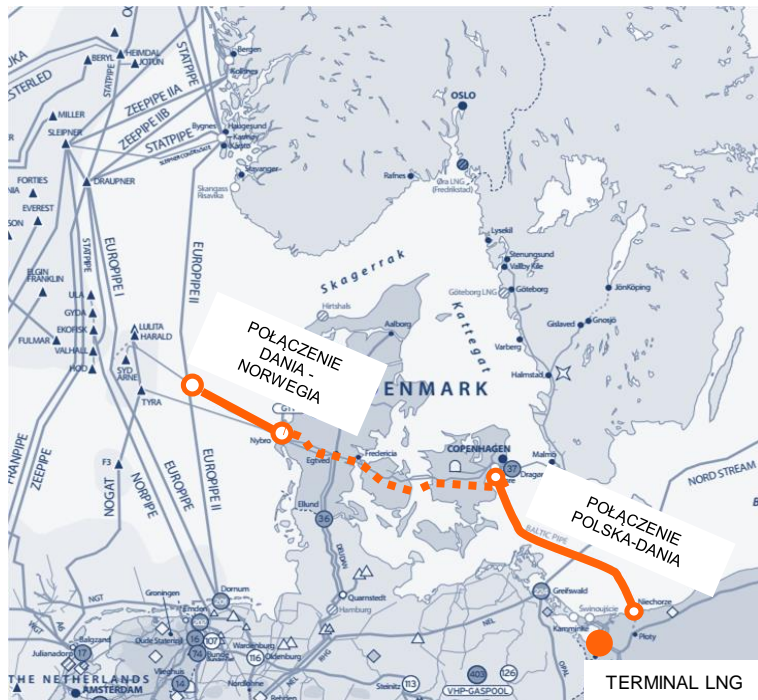


* Przepustowość techniczna

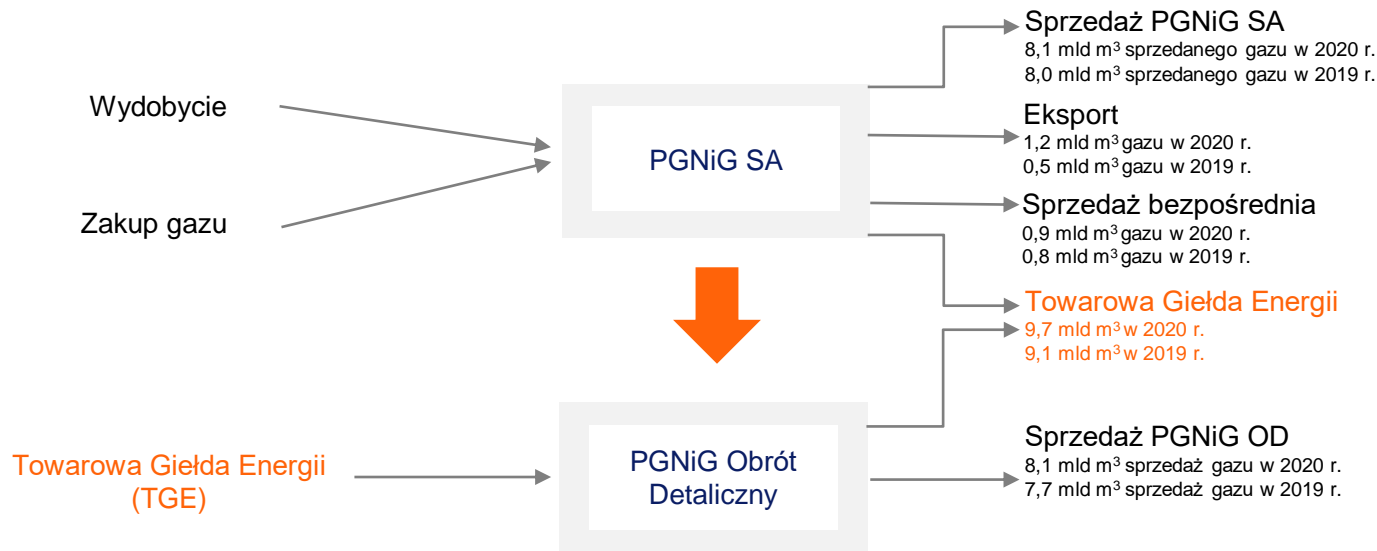
➔ Połączenia istniejące

➡ 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 ekwiwalencji gazu E.

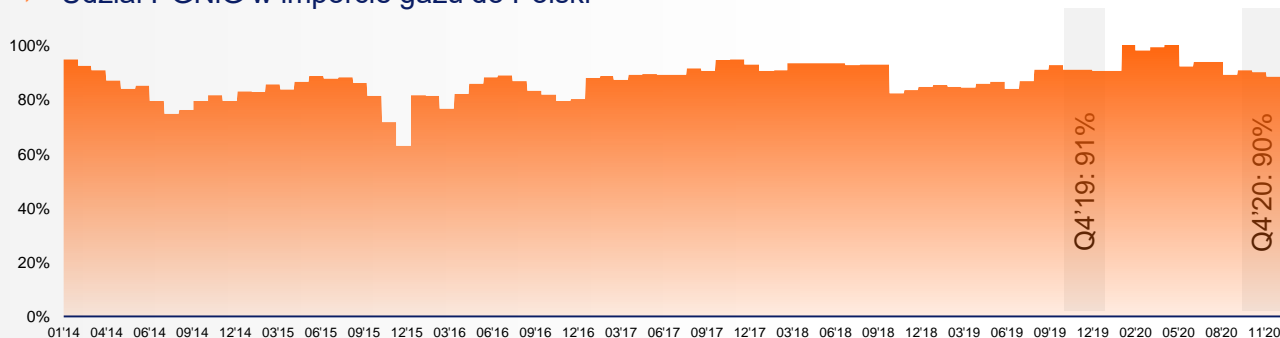
* Uwagi:

- 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)	2016	2017	2018	2019	2020
Grupa PGNiG ogółem	24.3	26.8	29.0	30.7	31.6
PGNiG SA (bez Pakistan)	14.5*	17.0	17.2	17.6	19.0
<i>W tym PGNiG SA przez TGE</i>	9.0	8.4	8.5	8.9	9.6
PGNiG Obrót Detaliczny	7.3	7.6	7.9	7.7	8.1

* z eksportem, bez Pakistanu

Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*

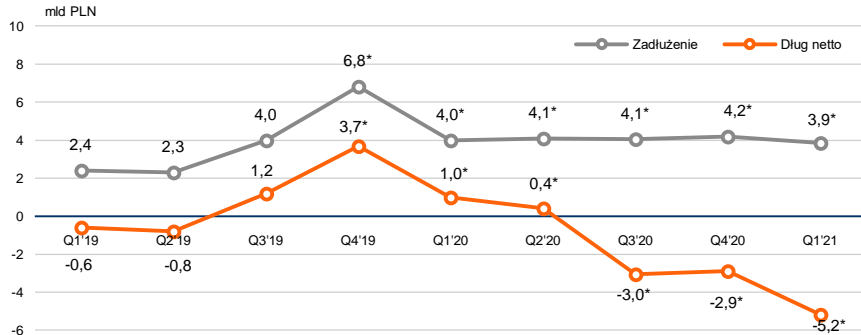


Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.03.2021 r.)

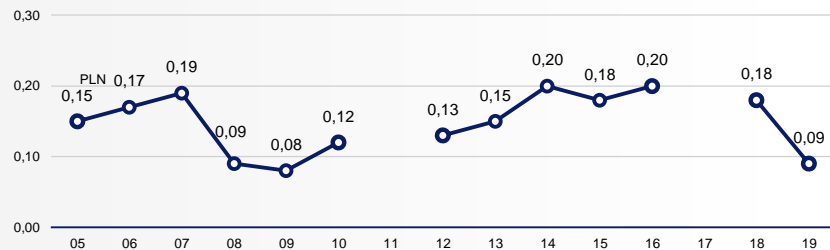


> Zadłużenie na koniec kwartału



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

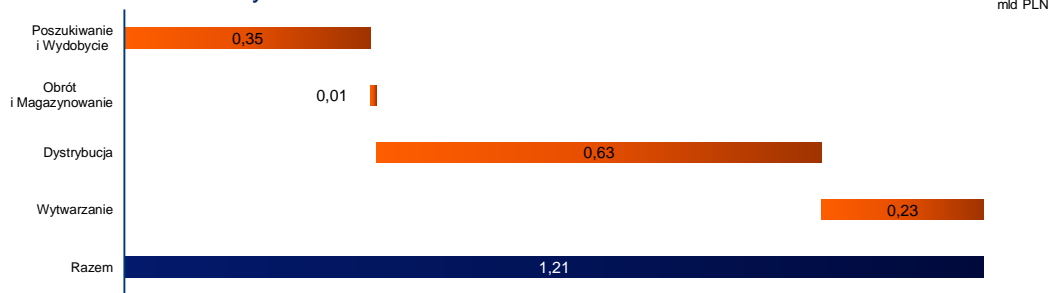
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



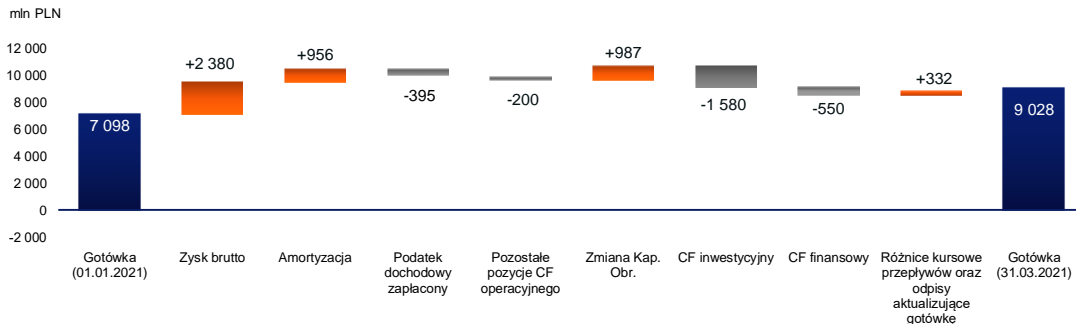
- > 24 czerwca 2020 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 21/2020 w sprawie przeznaczenia kwoty 520 048 337,13 zł z zysku netto za 2019 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,09 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 20 lipca 2020 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia 2020 roku.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

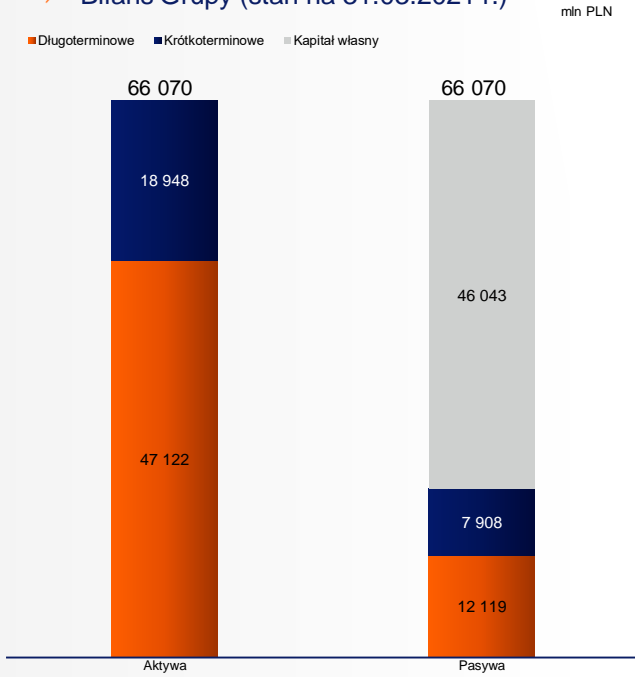
> CAPEX – zrealizowany na 31 marca 2021 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2021 r. - 31.03.2021 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.03.2021 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,04 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]

	Q1 2021	Q4 2020	Q3 2020	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	FY 2020	FY 2019	FY 2018	FY 2017
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	539	488	441	442	444	452	451	439	477	1 815	1 819	1 834	1 863
<i>w tym w Polsce</i>	317	328	330	336	343	348	337	327	326	1 337	1 337	1 296	1 315
<i>w tym w Norwegii</i>	222	159	112	106	101	104	114	112	151	478	481	538	548
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	706	731	673	582	719	721	645	601	704	2 705	2 671	2 712	2 674
<i>w tym w Polsce</i>	620	642	591	526	650	668	593	556	661	2 409	2 478	2 512	2 524
<i>w tym w Pakistanie</i>	86	88	82	56	69	53	52	45	43	295	193	200	150
RAZEM (przeliczony na E)	1 245	1 218	1 114	1 024	1 163	1 173	1 096	1 040	1 181	4 519	4 489	4 546	4 537

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	10 745	8 866	5 022	5 955	10 119	8 735	5 175	5 715	9 431	29 962	29 057	27 466	25 291
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 513	1 252	902	931	1 362	1 487	1 305	1 099	1 352	4 447	5 242	3 929	2 186
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	532	495	357	342	482	447	350	336	465	1 676	1 597	1 578	1 496
RAZEM (przeliczony na E)	11 277	9 361	5 379	6 297	10 601	9 182	5 525	6 051	9 896	31 638	30 654	29 044	26 787
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	264	273	219	192	250	235	210	170	229	934	844	855	796

IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]

Razem	4 102	3 618	3 697	4 012	3 462	3 965	3 508	3 710	3 667	14 789	14 851	13 530	13 714
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 256	2 370	2 510	2 194	1 923	2 654	2 316	2 186	1 791	8 997	8 946	9 038	9 656
<i>w tym: LNG</i>	796	808	755	1 213	982	948	706	1 044	727	3 757	3 425	2 713	1 715

ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	328	362	306	331	325	328	275	290	324	1 324	1 216	1 345	1 257
<i>w tym w Polsce</i>	174	184	159	167	200	208	184	177	208	710	776	818	787
<i>w tym w Norwegii</i>	154	178	147	164	125	120	91	113	116	615	440	527	470
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	251	361	324	369	277	361	295	266	288	1 331	1 210	1 410	1 270
<i>w tym w Polsce</i>	178	182	161	159	210	201	182	177	210	712	771	817	791
<i>w tym w Norwegii</i>	73	179	163	210	67	160	113	89	78	619	439	593	479

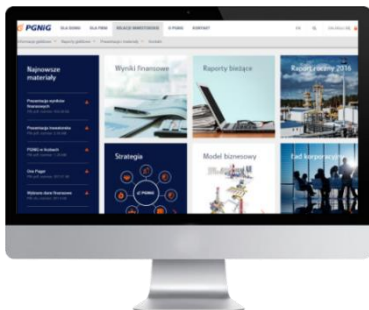
WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	17 001	13 020	3 083	6 789	16 048	12 984	3 268	6 040	16 970	38 940	39 263	40 659	42 607
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 223	1 165	454	637	1 382	1 266	425	744	1 513	3 638	3 948	3 974	3 882

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 kopaliny
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

Aleksander Kutnik

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

Agnieszka Bajdzińska

Młodszy 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.