

# Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA





## Prezentacja Spółki



Sierpień 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



# Kluczowe wydarzenia Q1 2020

01  
> styczeń



> Powołanie przez Radę Nadzorczą Prezesa i członków Zarządu PGNiG



> Spełnienie warunku zawieszającego umowy, na mocy której PGNiG Upstream Norway nabyło udziały w złożu Duva od Pandion Energy

02  
> luty



> Powołanie Pani Magdaleny Zegarskiej w skład Zarządu PGNiG



> Uruchomienie produkcji ze złoża Skogul w Norwegii przez PGNiG UN

03  
> marzec



> Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa



> Wydanie przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie wyroku końcowego w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom/OOO Gazprom Export, w sprawie zmiany ceny kontraktowej gazu dostarczanego przez PAO Gazprom i OOO Gazprom Export na podstawie kontraktu jamalskiego

# Kluczowe wydarzenia Q2 2020

04 > kwiecień



- > Otrzymanie od Gazprom deklaracji stosowania nowych warunków cenowych kontraktu Jamalskiego



- > PGNiG Upstream Norway rozpoczęło produkcję ze złoża Ærfugl w Norwegii

05 > maj



- > Podpisanie umowy na rezerwację dodatkowych mocy regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu



- > Rozpoczęcie negocjacji w trybie wyłączności z Tauron Polska Energia dotyczących nabycia przez PGNiG 100% udziałów w spółce TAURON Ciepło

06 > czerwiec



- > Zawarcie aneksu do kontraktu jamalskiego pomiędzy PGNiG a Gazprom i zwrot na rzecz PGNiG ok. 1,5 mld dolarów netto



- > Przyjęcie kierunkowego planu działań w zakresie przyszłych inwestycji w sektorze Odnawialnych Źródeł Energii



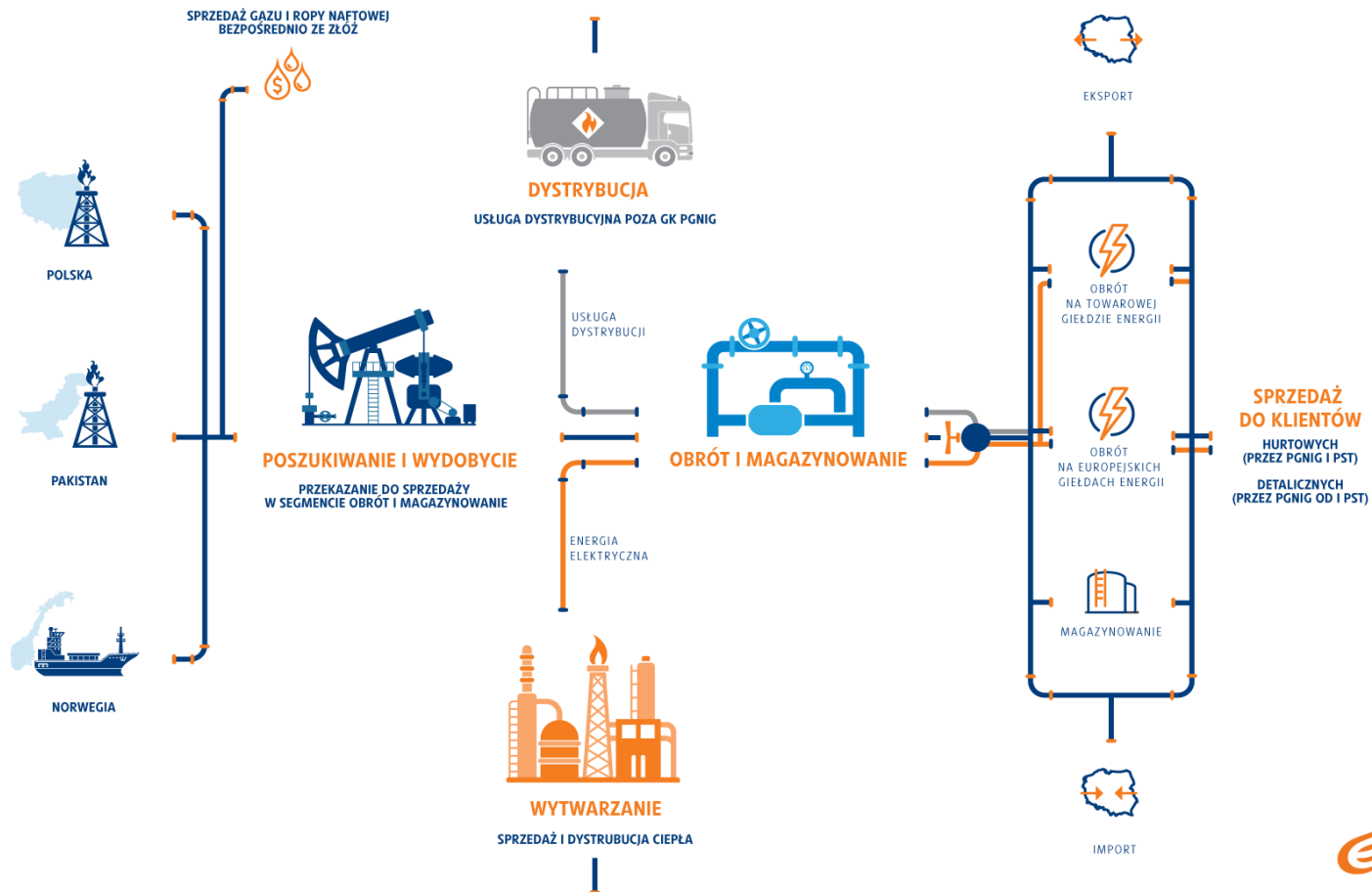
- > Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny



# Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce



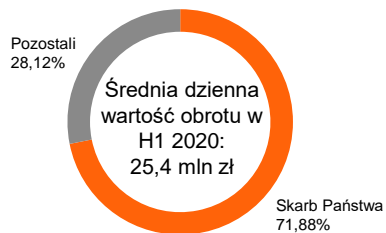
# Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym



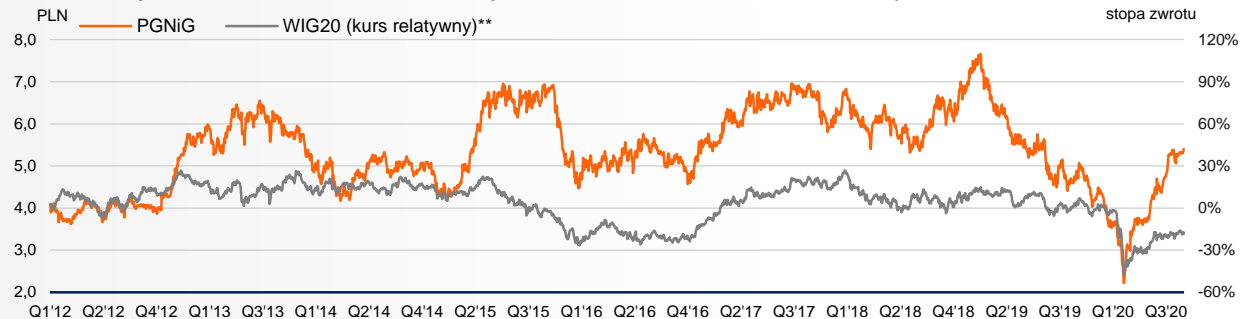
# Druga największa polska spółka notowana na GPW\*

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 31,2 mld zł (EUR 7,1 mld, USD 8,4 mld)\*
- > Udział w WIG20\*\*\*: 3,48%

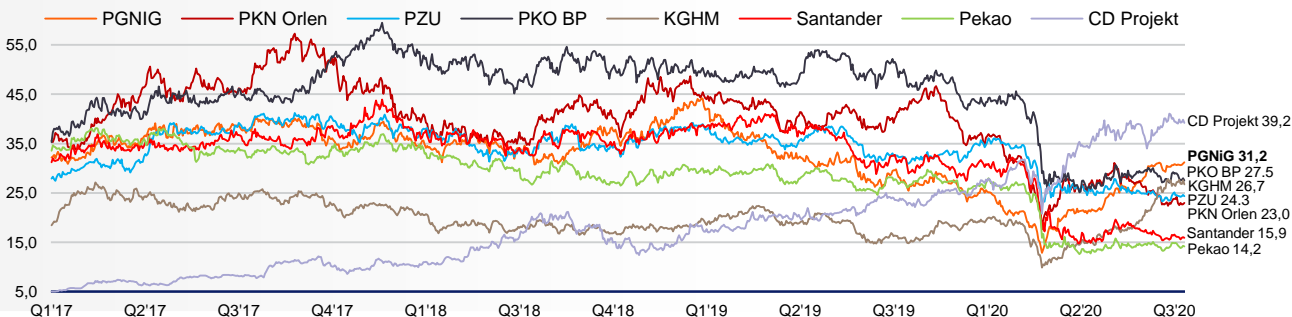
- > Struktura akcjonariatu (stan na 30.06.2020 r.)



- > 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



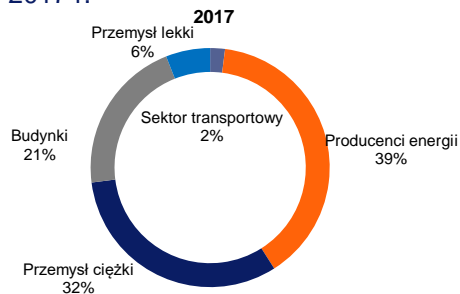
\* Pod względem kapitalizacji na dzień 25.08.2020 r. z pominięciem dywidend: PGNiG = 4,545 EUR/PLN = 4,3915; USD/PLN = 3,7144

\*\* Wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG (na dzień 25.08.2020 r.)

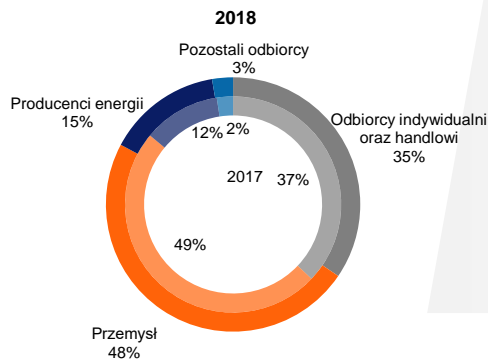
\*\*\* Na podstawie portfela indeksu WIG20 opublikowanego w Roczniku GPW 2019 (stan na koniec 2019 r.)

# Rynek gazu w Polsce: niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

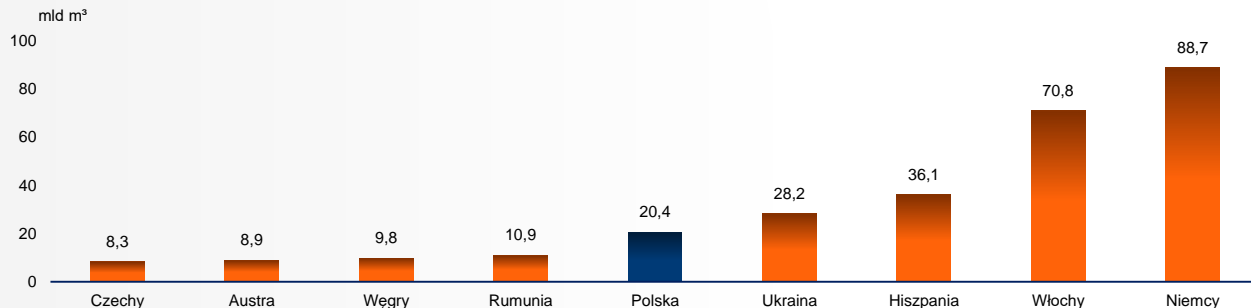
- › Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2017 r.



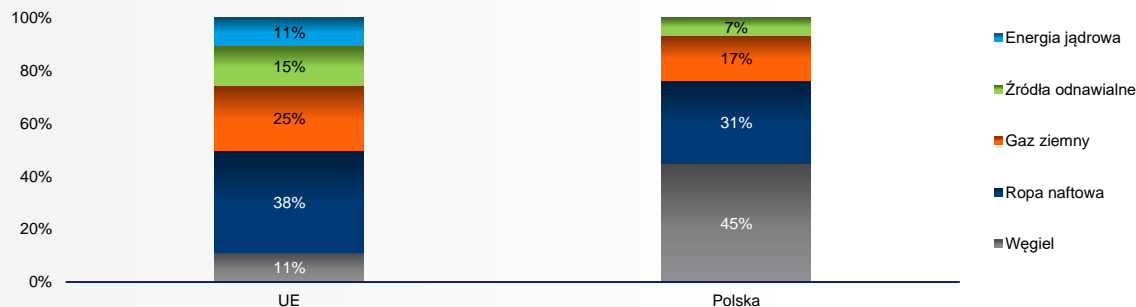
- › Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2018 r. i 2017 r.



- › Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2019 r.



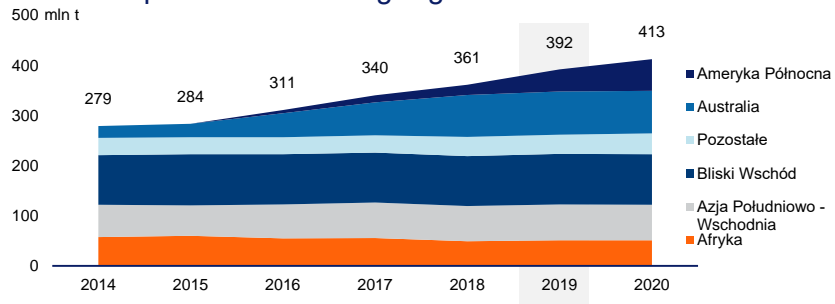
- › Zużycie energii pierwotnej (stan na lipiec 2020 r.)



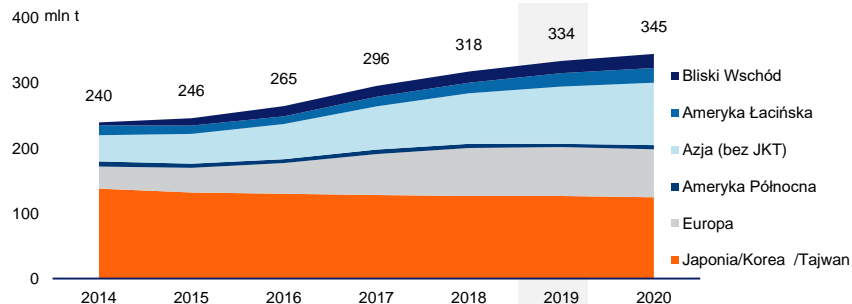


# Rynek gazu na świecie

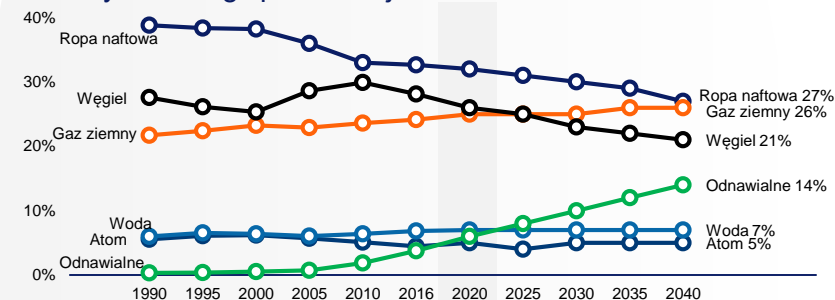
## > Roczna podaż LNG według regionów



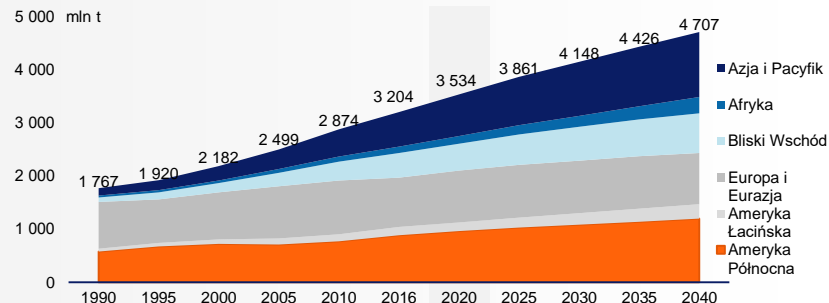
## > Roczny popyt na LNG według regionów



## > Zużycie energii pierwotnej na świecie



## > Popyt na gaz ziemny



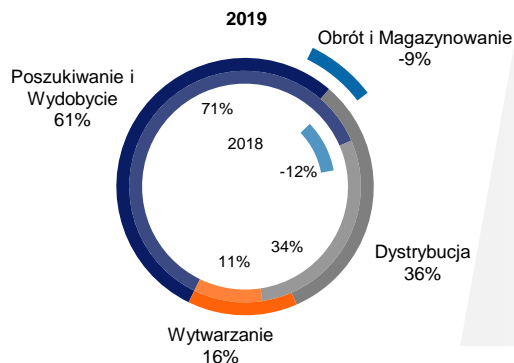


# Segmenty Grupy PGNiG

# Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2019

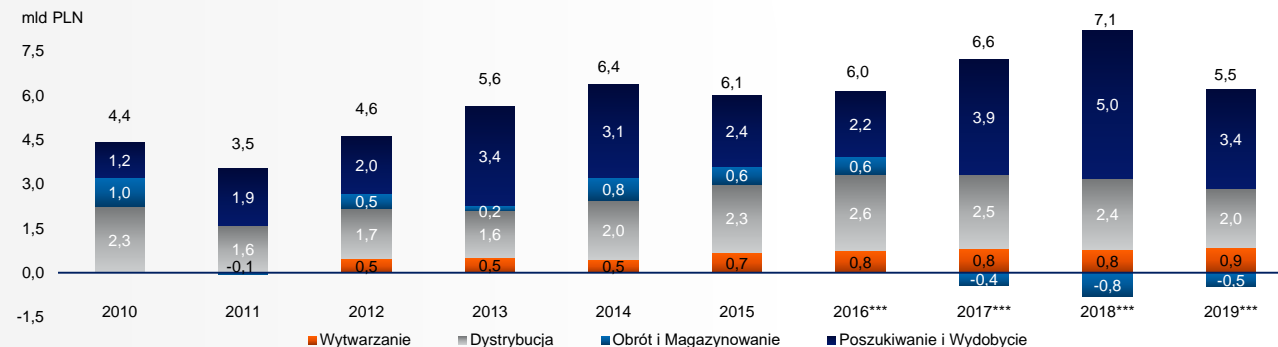
- > Szósta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej\*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie\*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

## > Udział segmentów w EBITDA

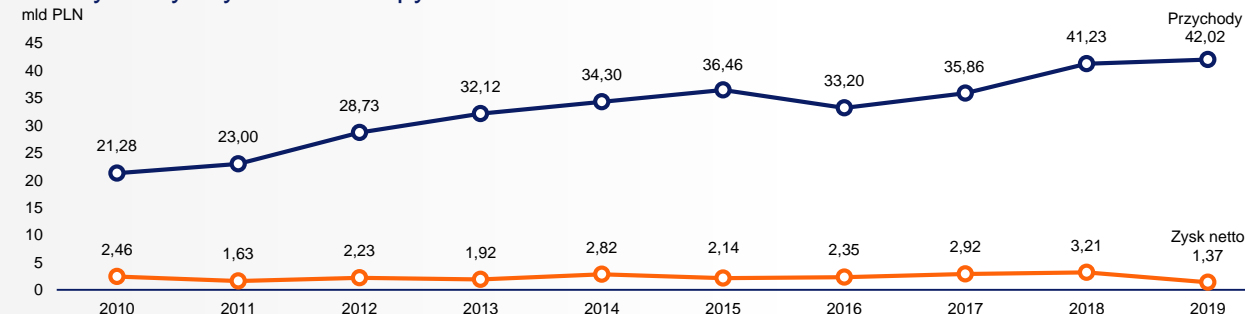


Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2019: -4%; in 2018: -4%

## > 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



## > Złóża PGNiG w Polsce\*\*:

- > udokumentowane zasoby gazu 557 mln boe (86,4 mld m<sup>3</sup>)
- > udokumentowane zasoby ropy 113 mln boe (15,4 mln ton)

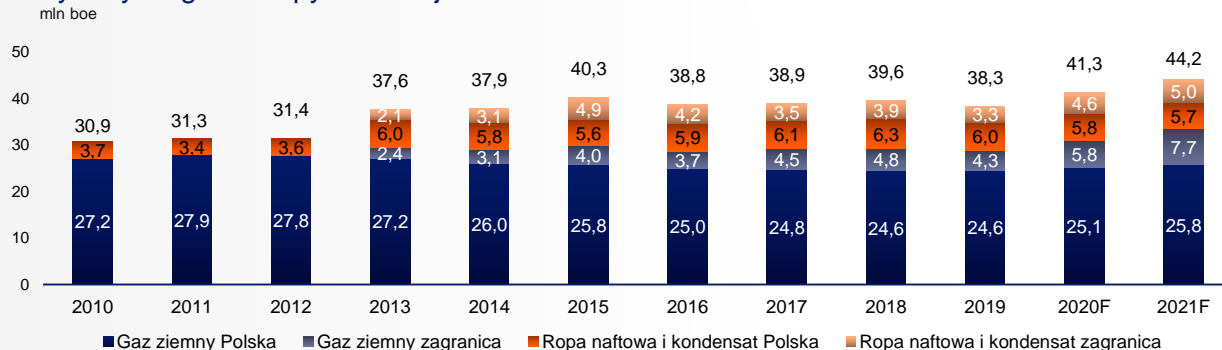
## > Koncesje na ropę i gaz w Polsce\*\*:

- > 12 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 35 koncesji łącznych

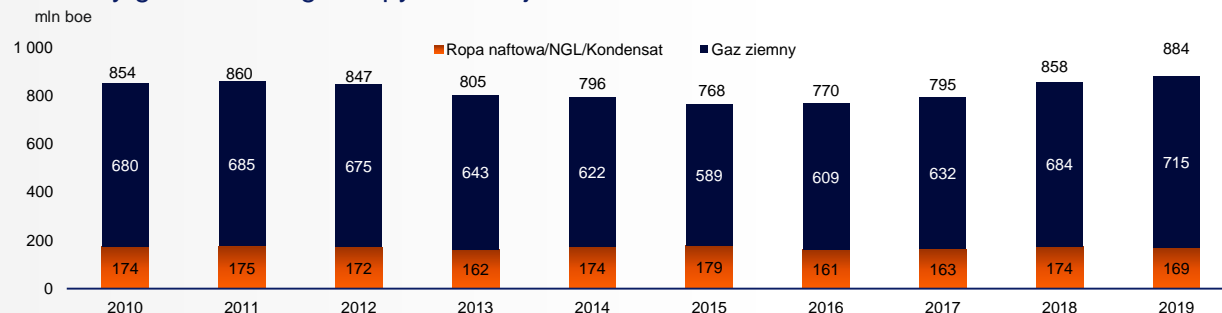
## > Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

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

## > Wydobycie gazu i ropy naftowej\*



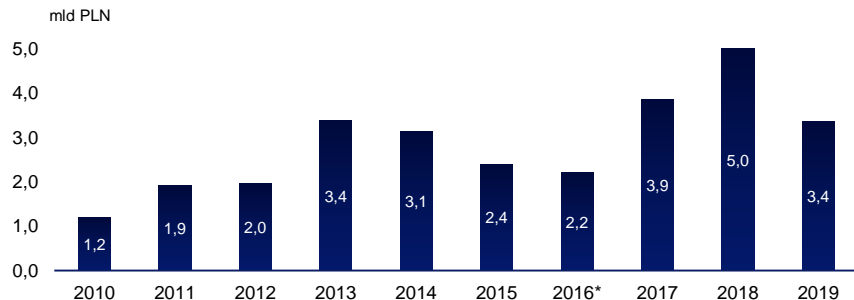
## > Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



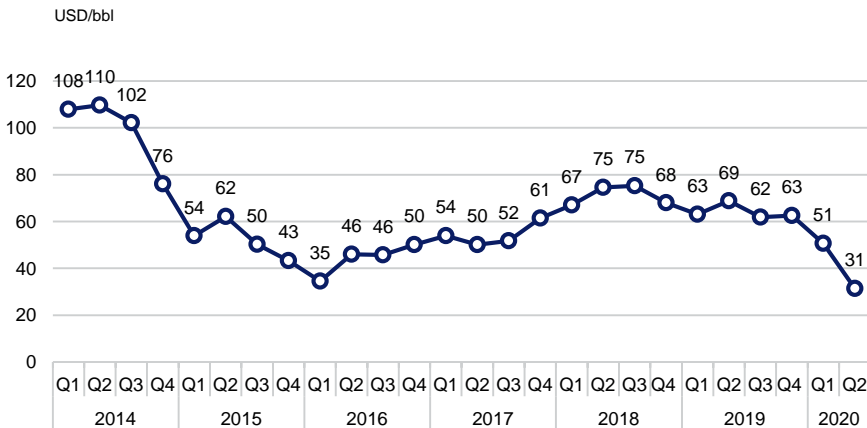
# Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



## EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

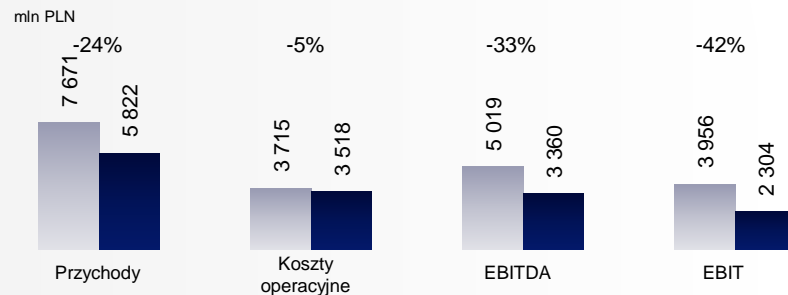


## Średnia cena ropy naftowej Brent

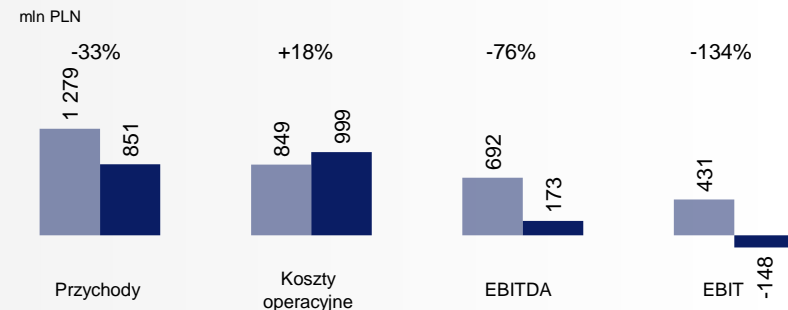


\* przekształcone

## Wyniki segmentu za 2018 vs 2019



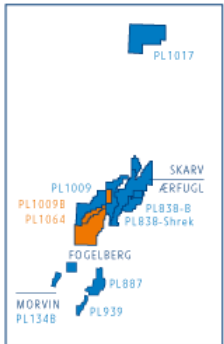
## Wyniki segmentu za Q2 2019 vs Q2 2020



# Działalność zagraniczna – Norwegia

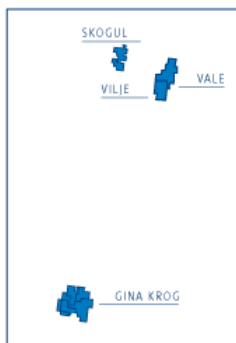


MORZE NORWESKIE



MORZE BARENTSA  
PL850

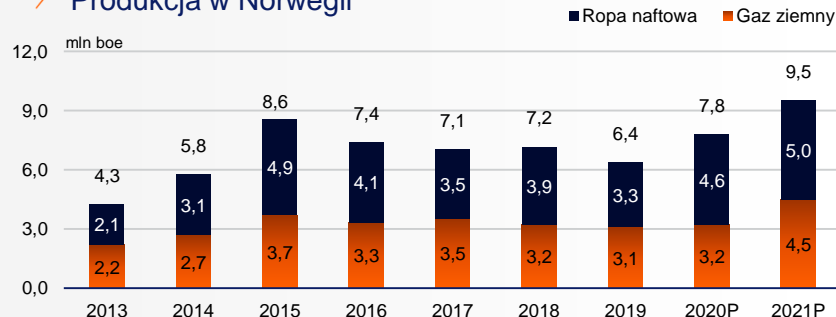
MORZE PÓŁNOCNE



## > Rezerwy w Norwegii (stan na 30 czerwca 2020 r.)

	Gaz naturalny	Ropa naftowa i NGL	Razem (mln boe)
Skarv	9,6	4,3	15,9
Ærfugl & Snadd Outer	23,4	7,5	30,8
Gina Krog	8,7	7,4	18,9
Vilje	0,0	3,1	3,1
Vale	0,8	0,4	1,2
Morvin	0,4	0,2	0,8
Tommeliten Alpha	37,6	15,6	55,5
Skogul	2,6	0,2	2,9
Duva	15,4	8,3	27,3
King Lear	13,6	9,3	22,9
Alve Nord	3,4	1,0	5,1
<b>Suma</b>	<b>115,5</b>	<b>57,3</b>	<b>184,4</b>

## > Produkcja w Norwegii



PGNiG Upstream Norway zajmuje się wydobyciem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Ærfugl (dawniej Snadd), Skogul (dawniej Storklakken) i prowadzi prace nad przygotowaniem zagospodarowania złóż Tommeliten Alpha, King Lear, Duva i Fogelberg.





# Działalność zagraniczna – Pakistan i pozostałe

## > Aktywa: Pakistan

data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70%, Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km <sup>2</sup>
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	8 odwiertów, sejsmika 2D i 3D
	6,94 mld m <sup>3</sup> gazu ziemnego
szacowane zasoby	(5,07 mld m <sup>3</sup> /32,6 mln boe Rehman, 1,87 mld m <sup>3</sup> /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 1H2020 wyniósł ok. 125 mln m<sup>3</sup> 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.).



Licencja Kirthar

## > Pozostała aktywność zagraniczna w 2019 r.

### Prace sejsmiczne:

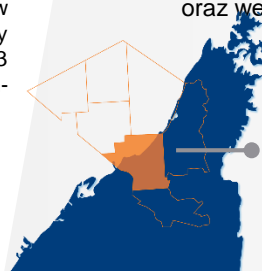
- > w zakresie akwizycji danych sejsmicznych w: Niemczech, Holandii, Wielkiej Brytanii, Węgrzech, Gruzji, Egipcie, Mozambiku, Zjednoczonych Emiratach Arabskich.
- > w zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w: Holandii, Austrii, Indiach, Pakistanie, Kolumbii i Meksyku.

### 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

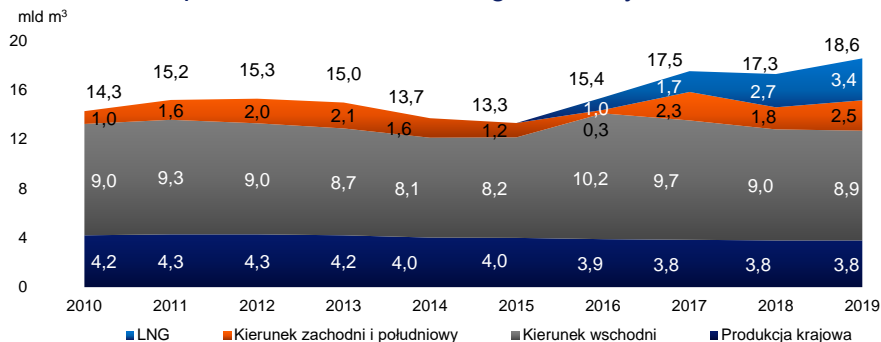
Blok nr 5

- > 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 km<sup>2</sup>).

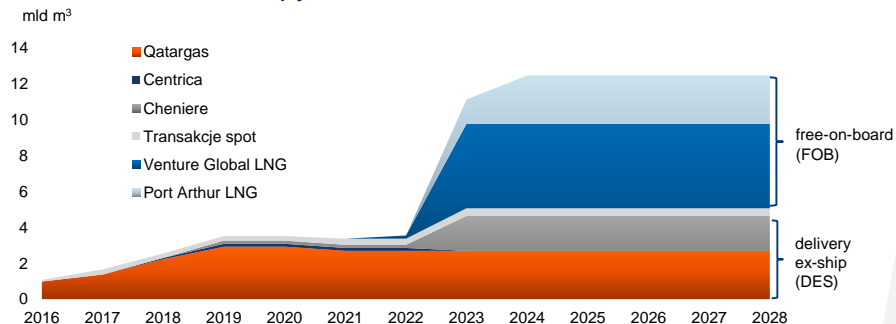
# Pozyskanie i sprzedaż gazu



## > Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny



## > Portfolio LNG Grupy PGNiG

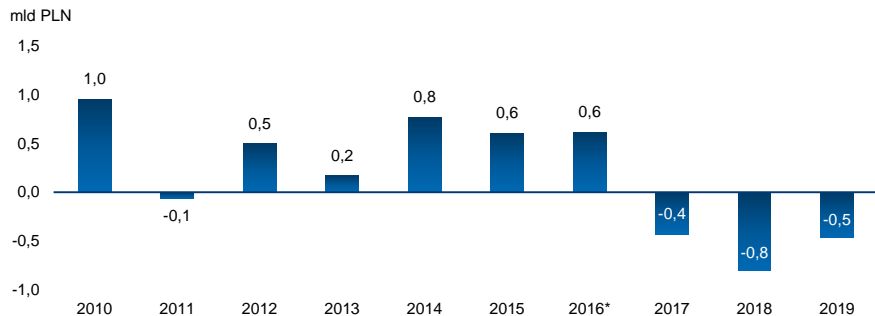


- > Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu (do 2022):
  - > do 10,2 mld m<sup>3</sup> rocznie, 85% Take-or-Pay
- > Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):
  - > 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
  - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrosnie do 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie)
- > Kontrakt z Cheniere na dostawy LNG (do 2042):
  - > 0,73 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji łącznie w całym okresie 2019-2022
  - > 1,95 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie po regazyfikacji w okresie 2023-2042
- > Kontrakty z Venture Global i Port Arthur na dostawy LNG:
  - > 7,4 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie po regazyfikacji. Dostawy od najwcześniej 2022 r. do 2043 r.
- > 5,2 mld m<sup>3</sup> 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.)

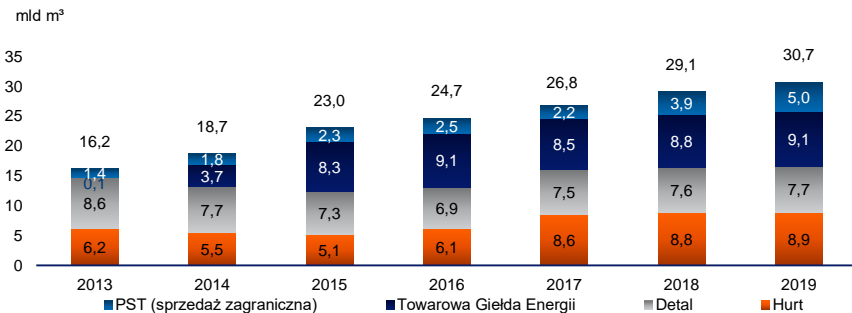
# Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie



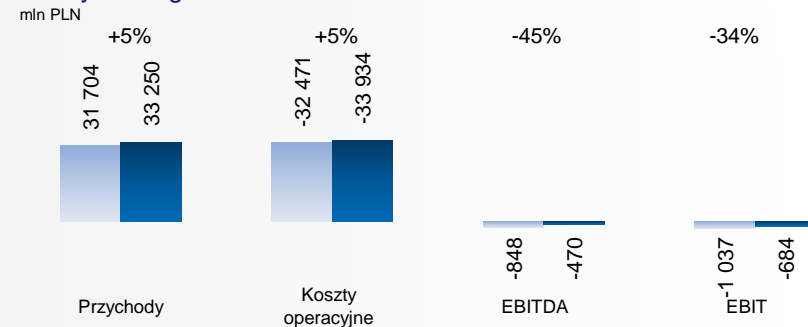
## > EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



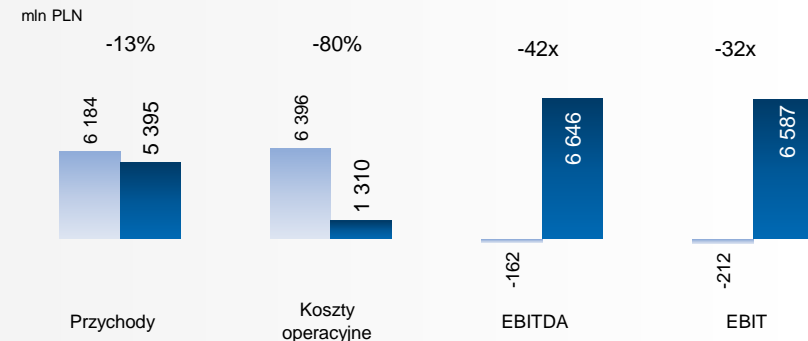
## > Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG OD i PST



## > Wyniki segmentu za 2018 vs 2019

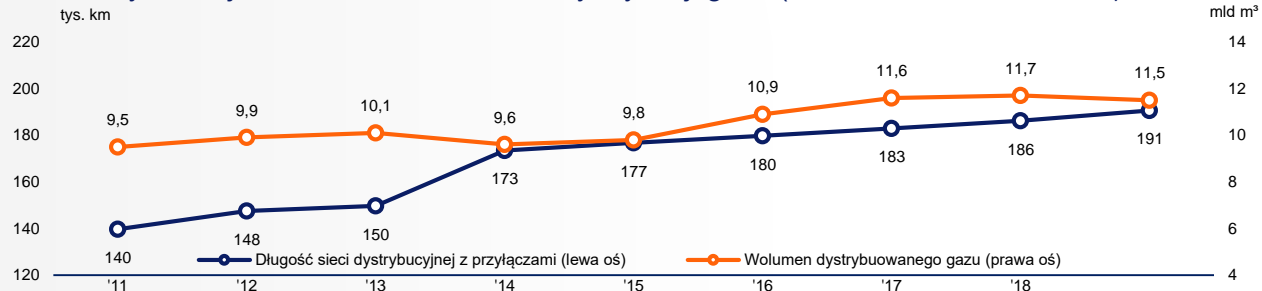


## > Wyniki segmentu za Q2 2019 vs Q2 2020



- > 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. 64,4% Polski)



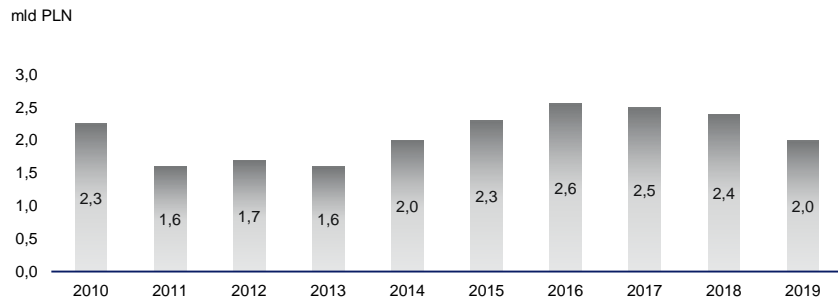
## > Taryfa:

- > 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)

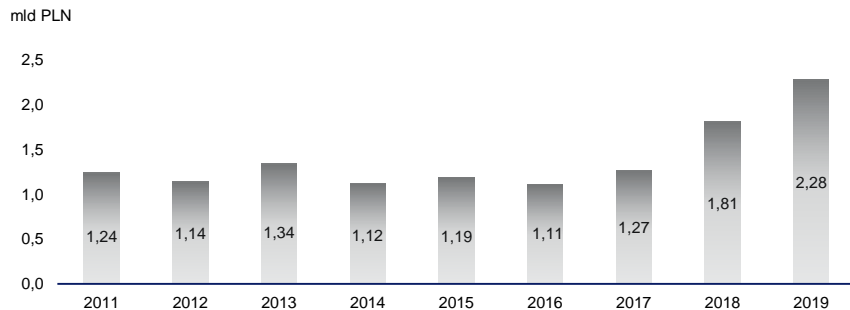
# Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja



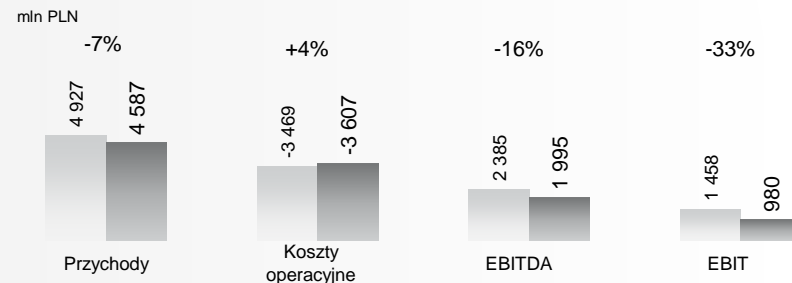
## > EBITDA segmentu Dystrybucja



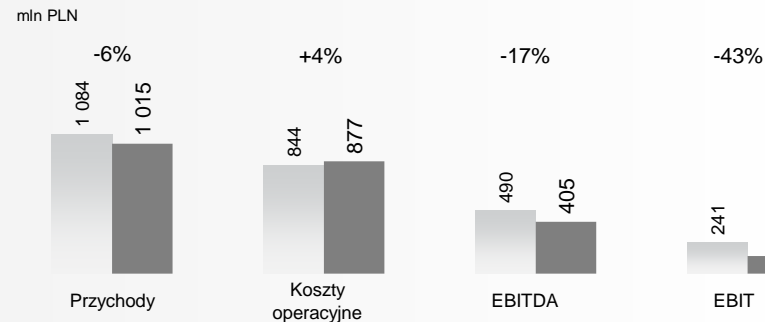
## > CAPEX segmentu Dystrybucja



## > Wyniki segmentu za 2018 vs 2019



## > Wyniki segmentu za Q2 2019 vs Q2 2020



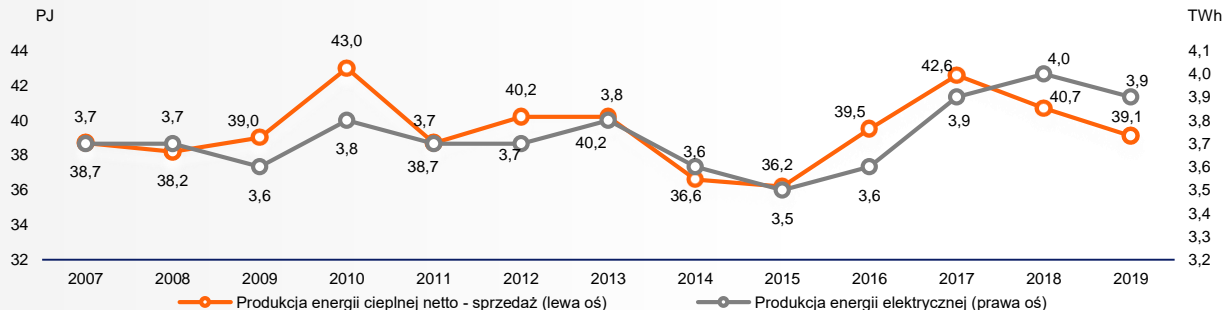


- > **Udział na rynku krajowym\*:**
  - > moc cieplna 10%
  - > wolumen sprzedaży ciepła 11%
- > **Udział na rynku warszawskim:**
  - > największy producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji
  - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ciepło ok 70%
  - > szacunkowe pokrycie całkowitego 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	5,1 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

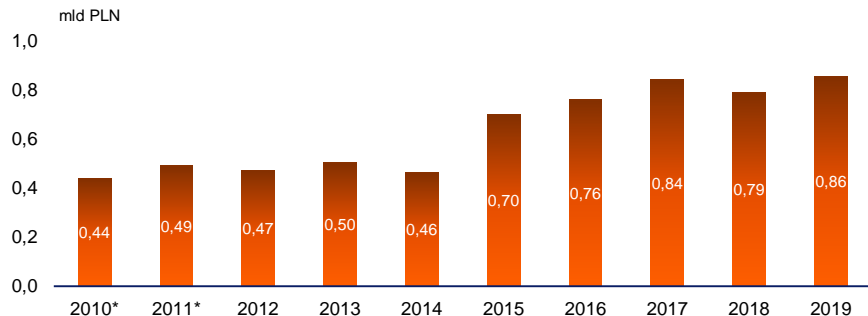




# Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie



## > EBITDA segmentu Wytwarzanie



## > Inwestycje

> Budowa bloku gazowego 500 MWe – EC Żerań w Warszawie

(H2 2020 r.)

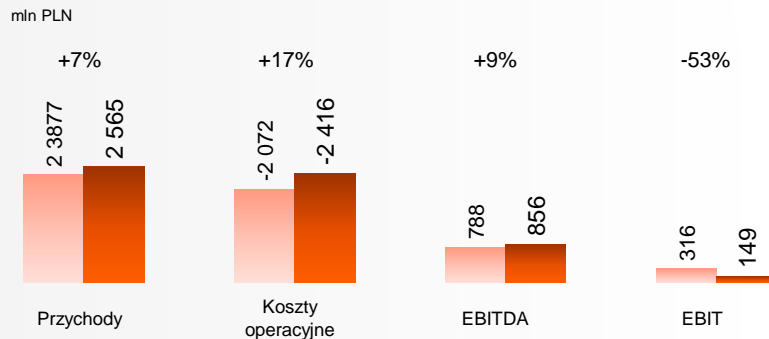
> Elektrociepłownia kogeneracyjna Stalowa Wola (H2 2020 r.)

- > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł
- > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu przez 14 lat
- > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt

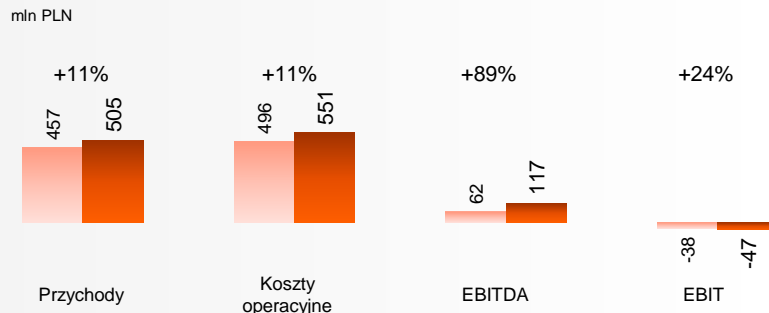
> Zakończono prace budowlano-montażowe kotłowni szczytowej w EC Żerań, składającej się z trzech kotłów gazowych o mocy 130 MWt każdy.

> Nakłady inwestycyjne na CO<sub>2</sub> w 2019 wyniosły 493 mln PLN.

## > Wyniki segmentu za 2018 vs 2019



## > Wyniki segmentu za Q2 2019 vs Q2 2020





# 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 „Jamału” w roku 2022

#### Inwestycje produkcyjne

w Norwegii ukierunkowane na zwiększenie wydobycia gazu do ok. 2,5 mld m<sup>3</sup> 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

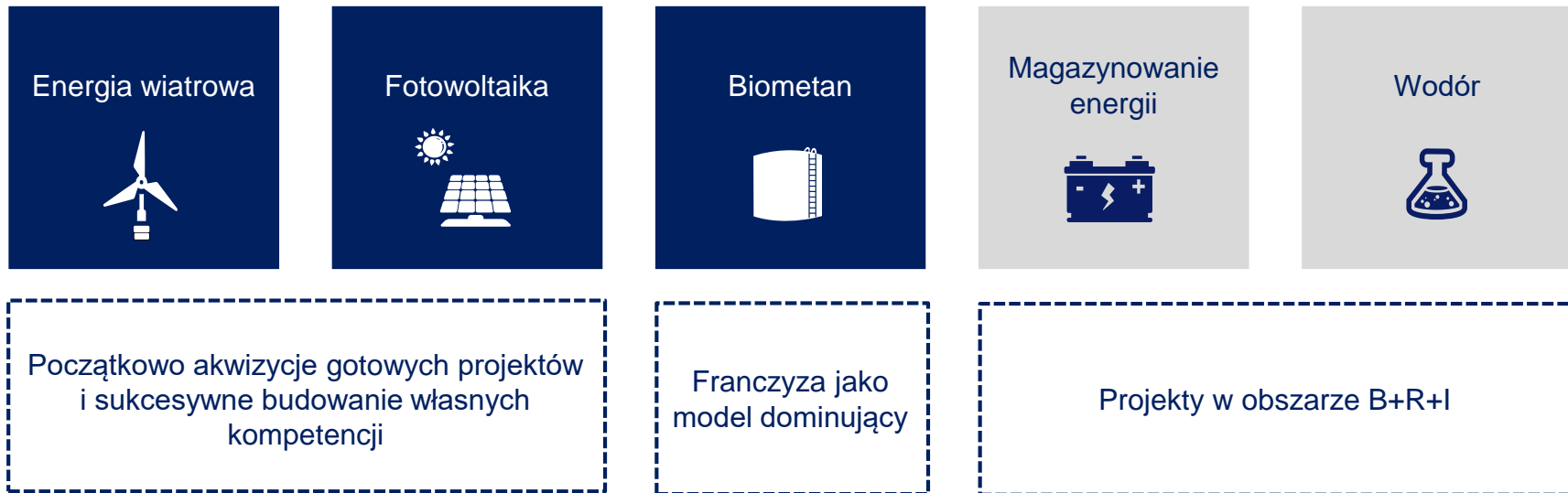
- > Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym
- > Utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na poziomie 67-69 TWh/rok



## 6. Energetyka i ciepłownictwo

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

# Obszary zainteresowań Grupy PGNiG w segmencie OZE



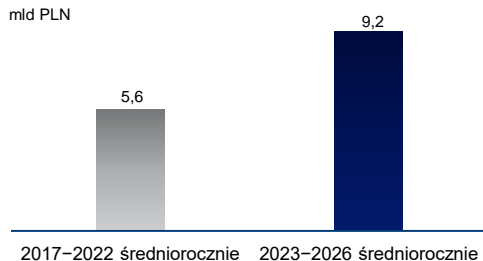
W Grupie PGNiG zespół doświadczonych ekspertów i analityków OZE poszukuje nowych potencjalnych obszarów rozwoju.

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

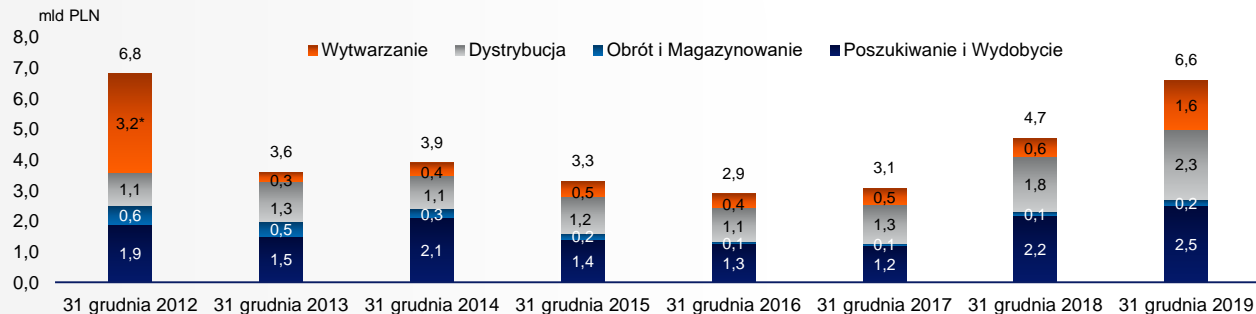


> Skumulowany wynik EBITDA około 33,7 mld PLN

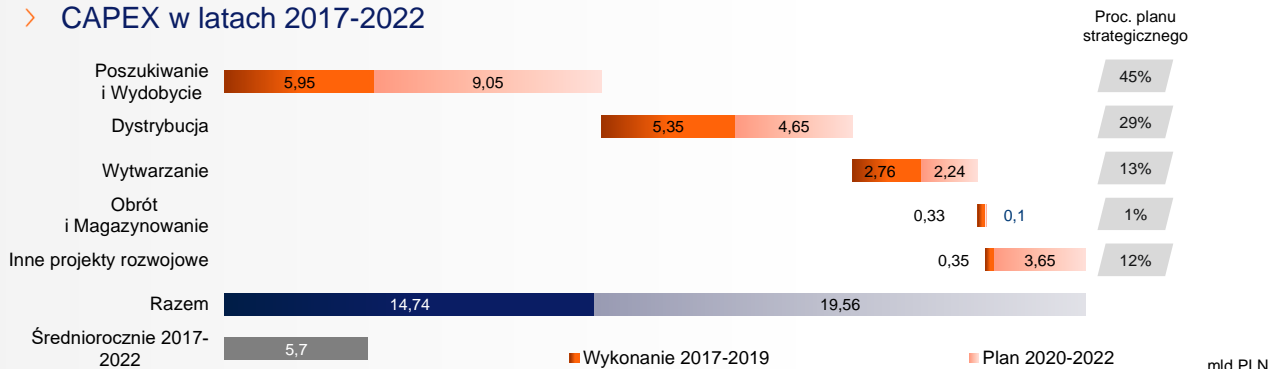
> Ambitny program inwestycyjny umożliwi długoterminowy wzrost wyniku EBITDA Grupy, szczególnie w latach 2023-2026 (ok. 9,2 mld PLN średniorocznie)

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

> CAPEX w latach 2012-2019



> CAPEX w latach 2017-2022





# Załączniki

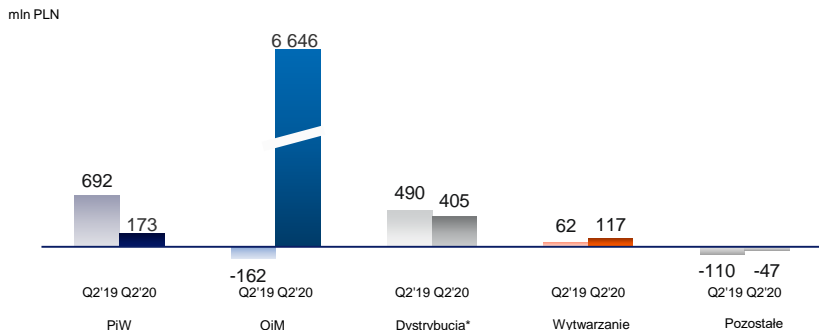
- > 1. Podstawowe wyniki finansowe w Q2 2020
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 4. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 5. Kierunki dostaw gazu
- > 6. Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- > 7. Zmiany na polskim rynku gazu
- > 8. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 9. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 10. Wolumeny operacyjne



# Podstawowe wyniki finansowe w Q2 2020

[mln PLN]	Q2 2019*	Q2 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	8 284	<b>7 282</b>	-12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-7 322	<b>-8</b>	-100%
EBITDA	962	<b>7 274</b>	8x
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	<i>1 202</i>	<i>7 371</i>	<i>6x</i>
Amortyzacja	-677	<b>-825</b>	22%
EBIT	285	<b>6 449</b>	23x
Koszty finansowe netto	7	<b>149</b>	21x
Zysk netto	232	<b>5 141</b>	22x

## > EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q2 2020 vs Q2 2019\*\*



\*Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2019 roku.

\*\*Eliminacja w Q2 2019: -10 mln PLN oraz w Q2 2020: -20 mln PLN

## Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -274 mln PLN (-40% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -171 mln PLN (-35% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na majątek trwały w Q2 2020 na poziomie -94 mln PLN wobec zawiązania odpisu w Q2 2019 na poziomie -206 mln PLN.

## Obrót i Magazynowanie

- > Pomniejszenie kosztów operacyjnych dot. gazu w wyniku 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.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -16% R/R przy wyższym o 4% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +171 mln PLN (w II kwartale 2019 r.: +102 mln PLN).
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +108 mln PLN. W Q2 2019 r. zawiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie -152 mln PLN.

## Dystrybucja

- > Niższy o -8% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o +3% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -179 mln PLN R/R.

## Wytwarzanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 18% R/R przy niższej o 1,7°C średniej temperaturze w Q2 2020 i wyższych o +12% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -13% R/R przy niższych o -14% wolumenach sprzedaży.

# Koszty operacyjne w Q2 2020 vs Q2 2019

[mln PLN]	Q2 2019*	Q2 2020	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-4 846	-2 764	-43%
Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019	-	4 915	-
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-168	-155	-8%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-460	-516	12%
Świadczenia pracownicze	-834	-801	-4%
Usługa przesyłowa	-258	-260	1%
Pozostałe usługi obce	-441	-440	-
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-95	-97	2%
Podatki i opłaty	-45	-66	46%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne**	-265	14	-105%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-94	108	-2x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-62	-62	-
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-251	-158	-37%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-11	-61	6x
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-240	-97	-60%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	246	223	-9%
Amortyzacja	-677	-825	22%
<b>Koszty operacyjne ogółem</b>	<b>- 7 999</b>	<b>-833</b>	<b>-90%</b>
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	<i>-3 153</i>	<i>1 931</i>	<i>-2x</i>

## Komentarz

- W czerwcu 2020 r. ujęto pomniejszenie kosztów operacyjnych o kwotę 5 689 mln PLN w następujący sposób:
  - kwota 4 915 mln zł dotyczy kosztów gazu w latach 2014-19;
  - kwota 774 mln zł dotyczy kosztów gazu w 2020 r.;
- Dodatkowo pomniejszono wartości zapasów o kwotę 42 mln PLN oraz 5 mln wartości środków trwałych.
- Ponadto wpływ na wyniki finansowe Q2 kwartału 2020 roku ma dodatni wynik na różnicach kursowych z wyceny bilansowej wzajemnych rozliczeń (o 300 mln PLN R/R).
- Powyższe czynniki i wprowadzona od 1 marca zmiana w formule cenowej kontraktu jamalskiego, przy niższych cenach gazu ziemnego na towarowych giełdach energii, spowodowała spadek kosztów sprzedanego gazu o -43% R/R.
- Wzrost kosztów związanych z zużyciem pozostałych surowców i materiałów, głównie na wzrostu kosztów energii na cele handlowe o -74 mln PLN, +21% R/R.
- Niższe koszty z tytułu świadczeń pracowniczych (-4% R/R) głównie na skutek spadku świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.
- Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-61 mln PLN w Q2 2020 vs -11 mln PLN w Q2 2019). W Q2 2020 spisano 3 otwory.
- Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -97 mln PLN w Q2 2020. W Q2 2019 zawiązanie odpisu na poziomie -240 mln PLN.
- Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q2 2020 na poziomie +108 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q2 2019 na poziomie -152 mln PLN.
- Wzrost amortyzacji głównie w segmencie PiW (Norwegia) oraz Wytwarzanie (głównie certyfikaty CO<sub>2</sub>).

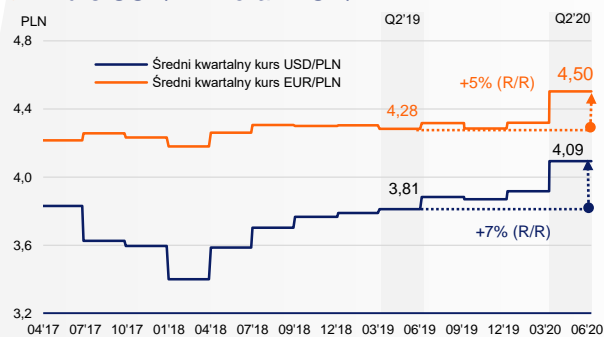
\* Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2019 roku

\*\* 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.

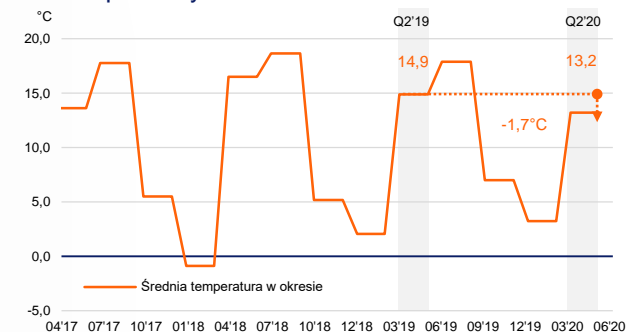
# Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > Wzrost kursu USD/PLN w Q2 2020 r. o 7,4% R/R, do poziomu 4,09 zł.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q2 2020 r. o 5,1% R/R, do poziomu 4,50 zł.
- > Spadek średniej temperatury\* w Q2 2020 o 1,7°C R/R.

## > Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN

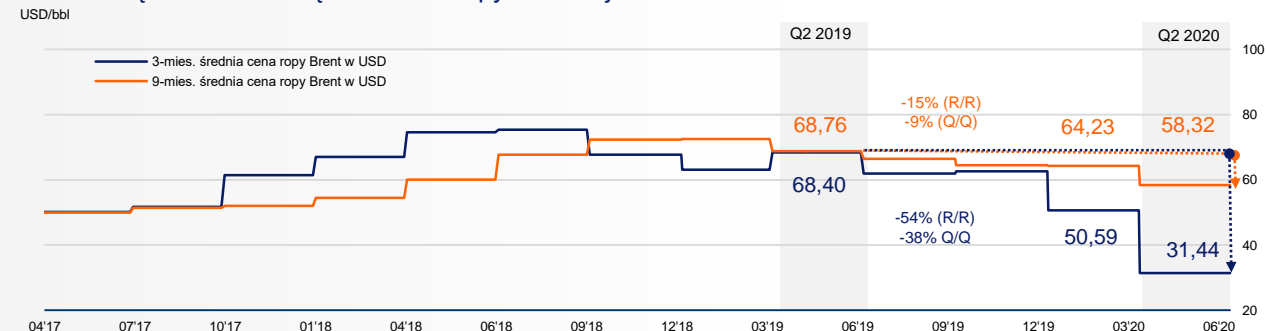


## > Temperatury\*



- > Spadek 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o 54% R/R, do poziomu 31,44 dolarów za baryłkę.

## > 3-miesięczna i 9-miesięczna cena ropy naftowej

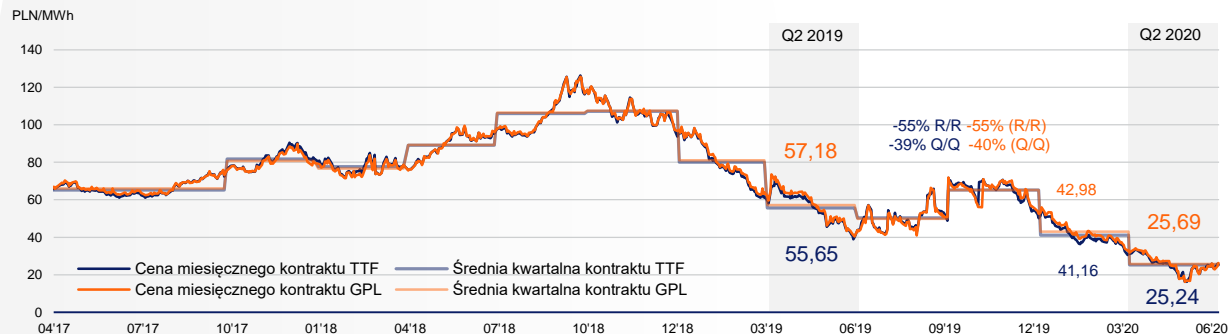


\* punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów

# Rynki gazu

- > Spadek cen gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q2 2020 denominowane w PLN o 55%.
- > Wolumen obrotu na TGE w Q2 2020, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, wyższy o około 6% R/R.
- > Spadek średnioważonej wolumenem ceny kontraktów na TGE o 23%, a RDN o 49% R/R.

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



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



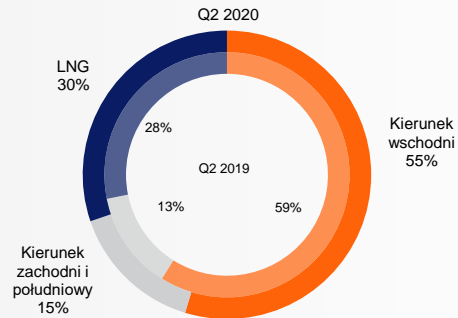
## Uwagi:

- > 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

- > Spadek udziału w imporcie gazu z kierunku wschodniego oraz wzrost udziału LNG i gazu importowanego z kierunków zachodniego i południowego.
- > W Q2 2020 r. w terminalu w Świnoujściu rozładowano 11 gazowców, w tym: 6 z kontraktu z Qatargas, 2 z Cheniere oraz 3 ładunki spot.
- > Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG SA na TGE oraz za granicę (eksport).

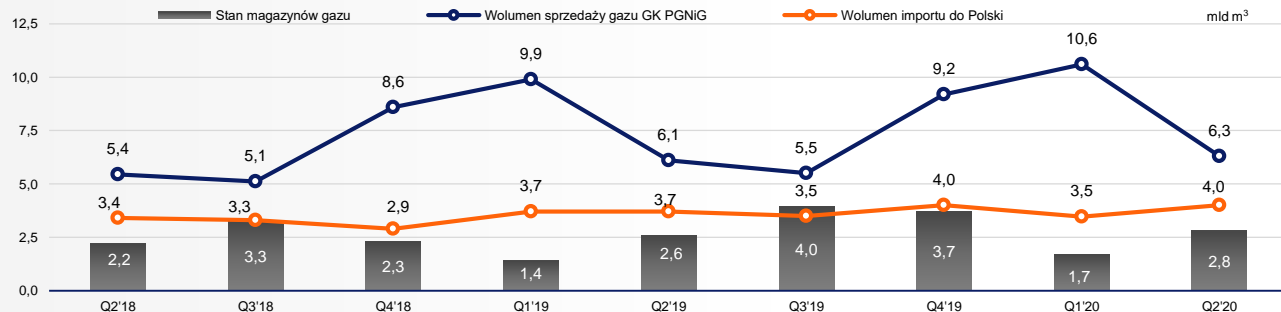
## > Import gazu do Polski



## > Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m <sup>3</sup> ]	Q2 2019	Q2 2020	Δ%
Grupa PGNiG:	6 051	<b>6 297</b>	4%
<i>PGNiG SA</i>	3 387	<b>3 795</b>	12%
<i>PGNiG OD</i>	1 566	<b>1 571</b>	-
<i>PST</i>	1 099	<b>931</b>	-15%

## > Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów\* i wolumen importu



## Komentarz:

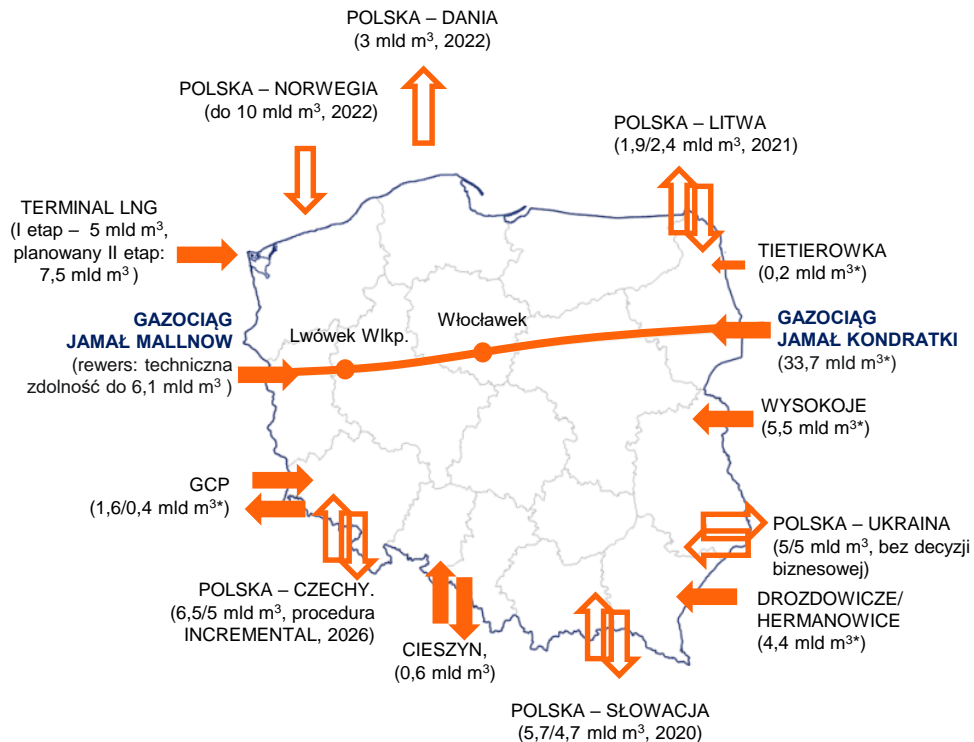
- > Zapas LNG w terminalach: ok. 47 mln m<sup>3</sup> po regazyfikacji (stan na 30.06.2020 r.).

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



# Kierunki dostaw gazu

## > Interkonektory

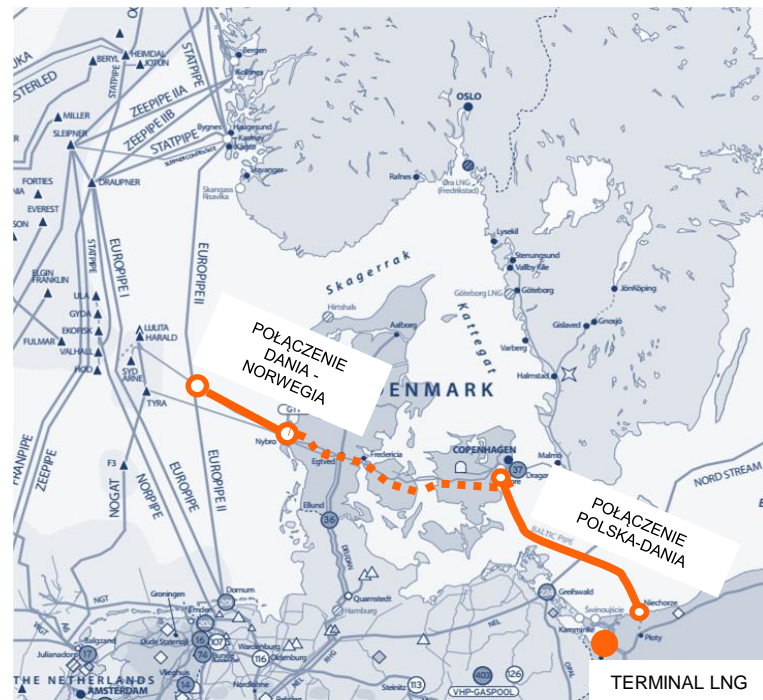


\* Przepustowość techniczna

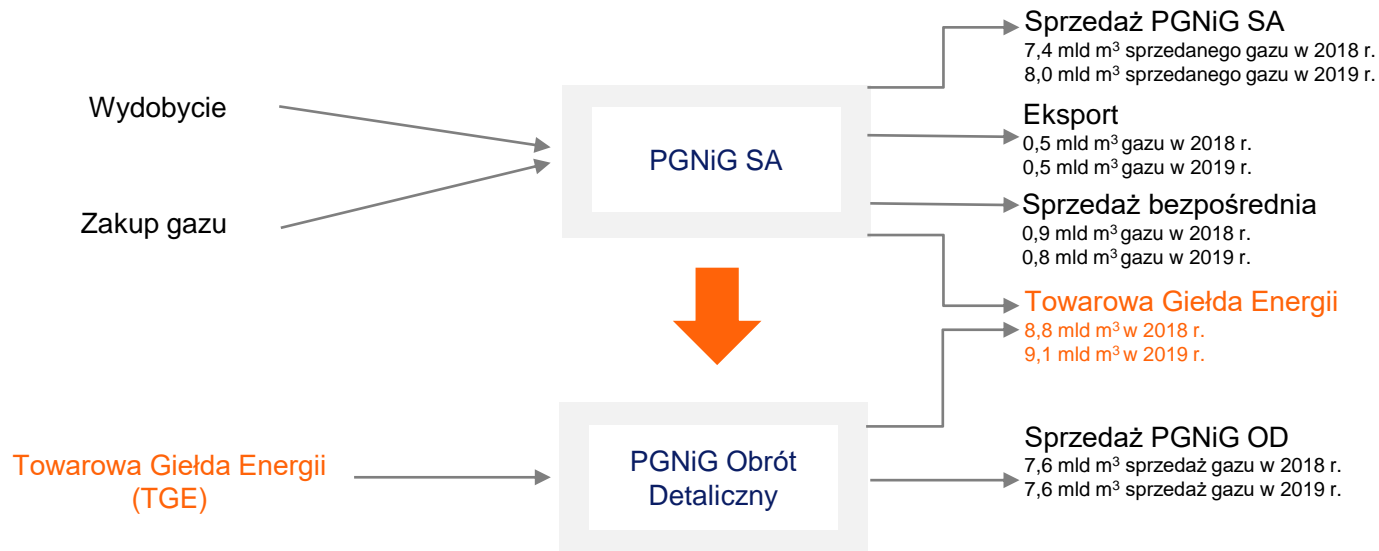
➔ Połączenia istniejące

➡ 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.

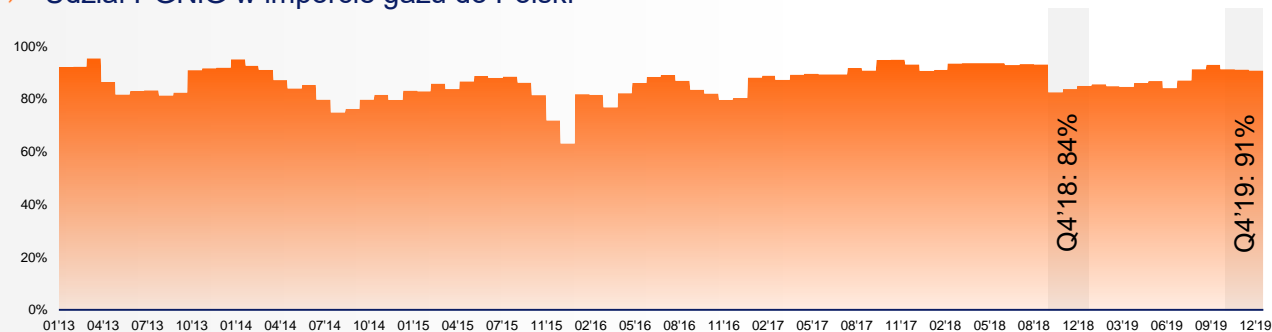
## \* Uwagi:

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

\* z eksportem, bez Pakistanu

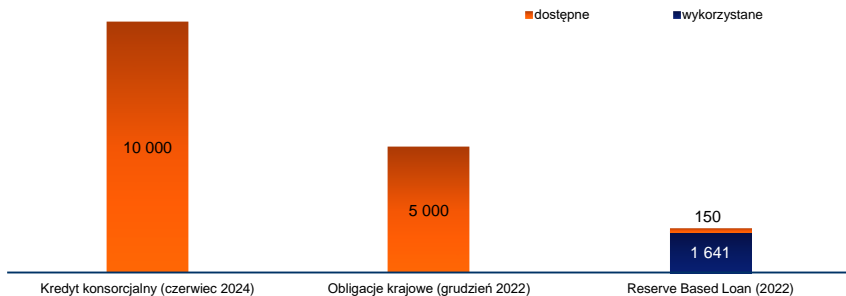
## Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski\*



# Zadłużenie i źródła finansowania

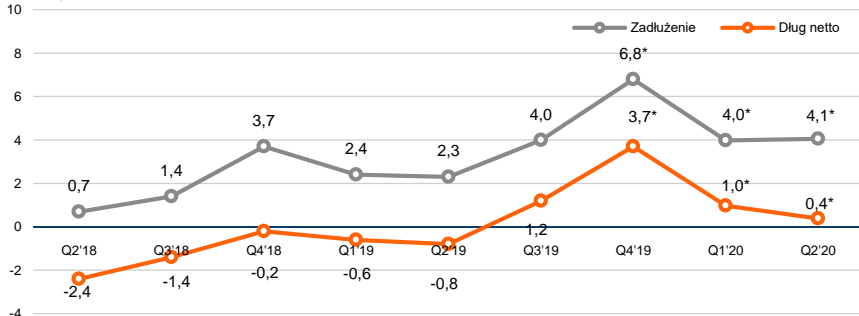
## > Źródła finansowania (stan na 30.06.2020 r.)

mln PLN



## > Zadłużenie na koniec kwartału

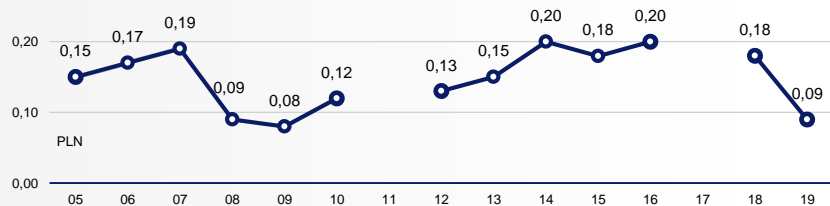
mln PLN



\*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

## > Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)

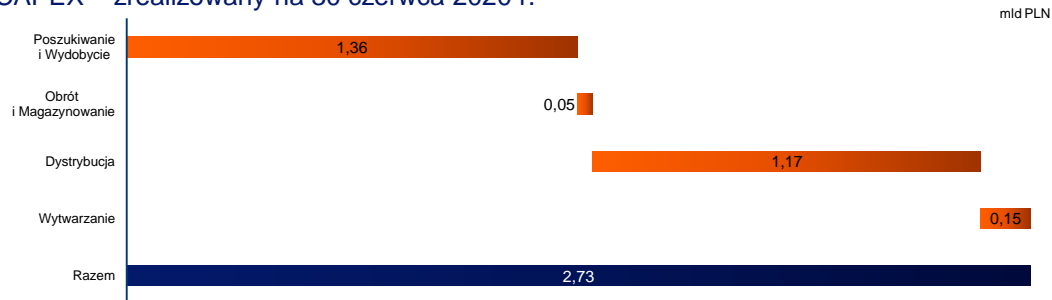
0,30



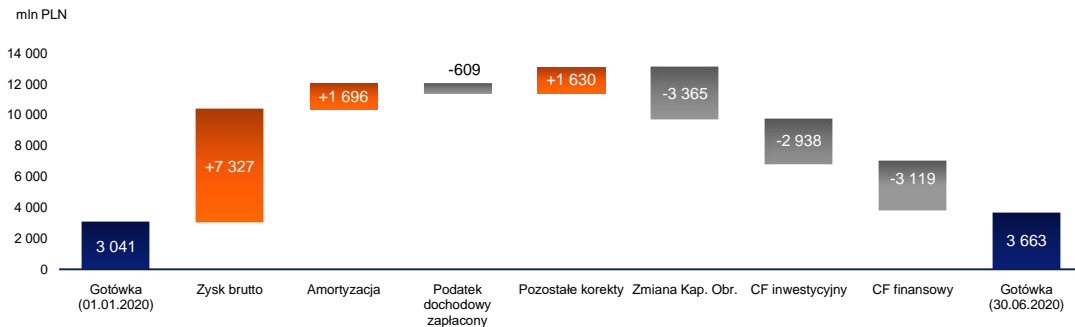
- > 24 czerwca 2020 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 21/2020 w sprawie przeznaczenia kwoty 520 048 337,13 zł z zysku netto za 2019 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,09 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 20 lipca 2020 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia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

# CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

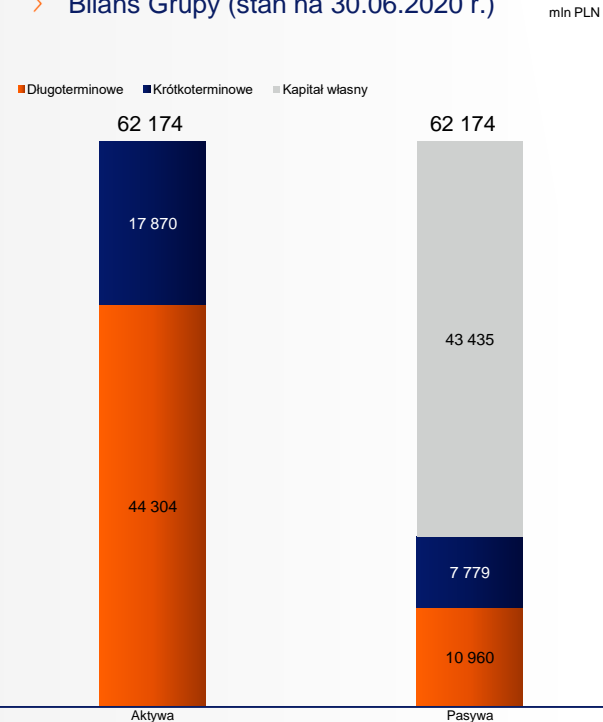
## > CAPEX – zrealizowany na 30 czerwca 2020 r.\*



## > Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2020 r. - 30.06.2020 r.)



## > Bilans Grupy (stan na 30.06.2020 r.)



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

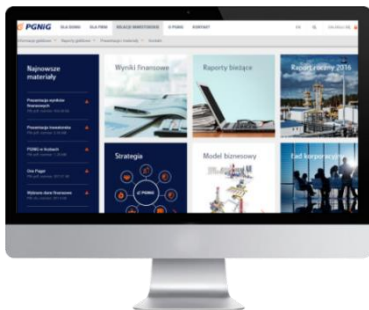
# Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m <sup>3</sup> ]	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	H1 2020	H1 2019	H1 2018	FY 2019	FY 2018	FY 2017
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	442	444	452	451	439	477	473	436	461	464	886	916	925	1 819	1 834	1 863
<i>w tym w Polsce</i>	336	343	348	337	327	326	336	323	314	323	679	653	637	1 337	1 296	1 315
<i>w tym w Norwegii</i>	106	101	104	114	112	151	137	113	147	141	207	263	288	481	538	548
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	582	719	721	645	601	704	722	659	612	719	1 301	1 305	1 331	2 671	2 712	2 674
<i>w tym w Polsce</i>	526	650	668	593	556	661	673	606	559	674	1 176	1 217	1 233	2 478	2 512	2 524
<i>w tym w Pakistanie</i>	56	69	53	52	45	43	49	53	53	45	125	88	98	193	200	150
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>1 024</b>	<b>1 163</b>	<b>1 173</b>	<b>1 096</b>	<b>1 040</b>	<b>1 181</b>	<b>1 195</b>	<b>1 095</b>	1 073	<b>1 183</b>	<b>2 187</b>	<b>2 221</b>	<b>2 256</b>	<b>4 489</b>	<b>4 546</b>	<b>4 537</b>
<b>SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m<sup>3</sup>]</b>																
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	5 955	10 119	8 735	5 175	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	16 074	15 146	14 548	29 057	27 466	25 291
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	931	1 362	1 487	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	2 293	2 451	1 714	5 242	3 929	2 186
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	342	482	447	350	336	465	442	337	308	491	824	801	799	1 597	1 578	1 496
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>6 297</b>	<b>10 601</b>	<b>9 182</b>	<b>5 525</b>	<b>6 051</b>	<b>9 896</b>	<b>8 583</b>	<b>5 114</b>	5 442	<b>9 905</b>	<b>16 898</b>	<b>15 947</b>	<b>15 347</b>	<b>30 654</b>	<b>29 044</b>	<b>26 787</b>
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	192	250	235	210	170	229	228	211	179	237	449	399	416	844	855	796
<b>IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m<sup>3</sup>]</b>																
Razem	4 012	3 462	3 965	3 508	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	7 474	7 377	7 256	14 851	13 530	13 714
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 194	1 923	2 654	2 316	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	4 117	3 977	5 584	8 946	9 038	9 656
<i>w tym: LNG</i>	1 213	982	948	706	1 044	727	759	635	815	505	2 195	1 771	1 320	3 425	2 713	1 715
<b>ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]</b>																
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	331	325	328	275	290	324	353	320	324	348	656	614	672	1 216	1 345	1 257
<i>w tym w Polsce</i>	167	200	208	184	177	208	219	202	189	208	367	385	397	776	818	787
<i>w tym w Norwegii</i>	164	125	120	91	113	116	134	118	135	140	289	229	275	440	527	470
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	369	277	361	295	266	288	378	309	294	429	646	554	723	1 210	1 410	1 270
<i>w tym w Polsce</i>	159	210	201	182	177	210	225	194	188	210	369	387	398	771	817	791
<i>w tym w Norwegii</i>	210	67	160	113	89	78	153	115	106	219	277	167	325	439	593	479
<b>WYTWARZANIE</b>																
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	6 789	16 048	12 984	3 268	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	22 837	23 010	23 462	39 263	40 659	42 607
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	637	1 382	1 266	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	2 019	2 257	2 137	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 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](http://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](mailto: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](mailto: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](mailto: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](mailto: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](mailto: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](http://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.