





# Q1 2022

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za I kwartał 2022 r.

19 maja 2022 r.

# Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q1 2022
- > 4. Segmenty – omówienie:
  -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
  -  > Obrót i Magazynowanie
  -  > Dystrybucja
  -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki



# Kluczowe wydarzenia Q1 2022

3

01  
> styczeń



> Zawarcie umowy kredytu z bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce



> Zgoda UOKiK na utworzenie z ORLEN Południe spółki celowej w obszarze biometanu



> Złożenie przez PGNiG odpowiedzi na wezwanie PAO Gazprom i OOO Gazprom Export na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym ad hoc z siedzibą w Sztokholmie



> Zawarcie umów kredytowych z konsorcjum banków Bank of China Limited i Bank of China (Europe) oraz z bankami Deutsche Bank Polska i Credit Agricole Bank Polska

02  
> luty



> Rekompensata dla PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wypłaty Różnicy Cen



> Oddalenie skargi Gazprom w sprawie o uchylenie wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 30 marca 2020 r.

03  
> marzec



> Warunkowa decyzja UOKiK w sprawie koncentracji między PGNiG i PKN ORLEN



> Zawarcie przez PGNiG umowy z Rządową Agencją Rezerw Strategicznych



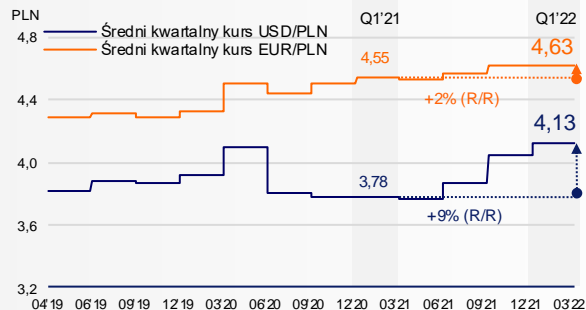
> Złożenie zamówienia na usługi regazyfikacji w ramach Open Season FSRU Gdańsk

# Czynniki zewnętrzne i rynkowe

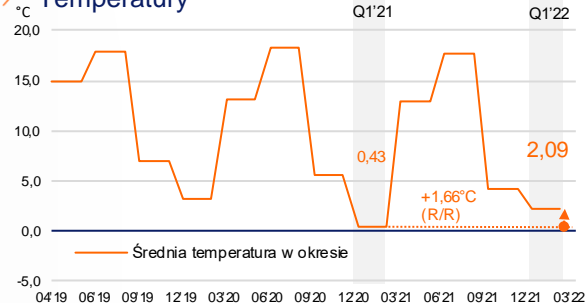
4

- > Wzrost kursu USD/PLN w Q1 2022 r. o +9% R/R, do poziomu 4,13 PLN.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q1 2022 r. o +2% R/R, do poziomu 4,63 PLN.
- > Wzrost średniej temperatury\* w Q1 2022 r. o +1,7°C R/R.

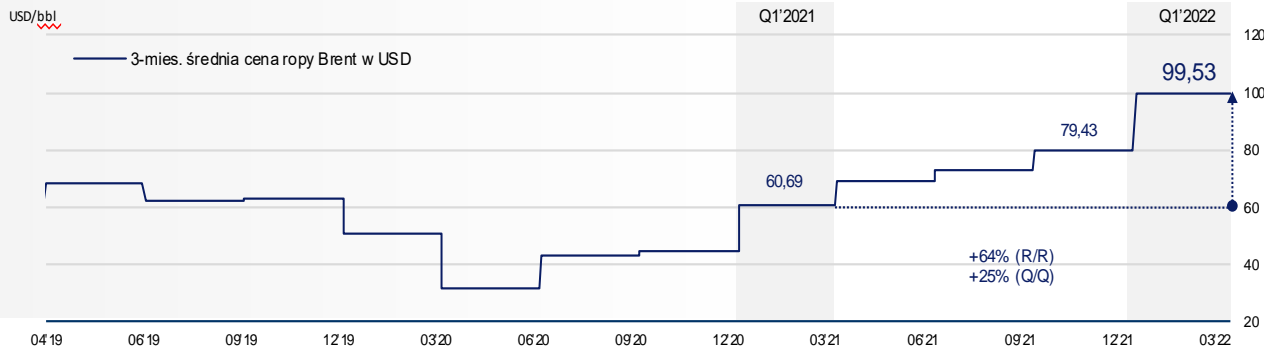
## > Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN



## > Temperatury\*



## > 3-miesięczna cena ropy naftowej



- > Wzrost 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o +64% R/R, do poziomu 99,5 dolarów za baryłkę.

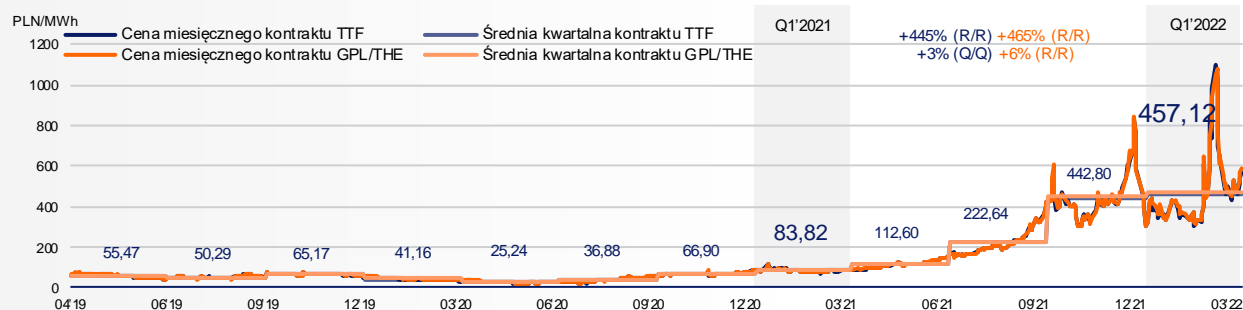
# Rynki gazu

> Ceny gazu TTF i GPL/THE (kontrakt Month-Ahead) w Q1 2022 denominowane w PLN:

- > styczeń: +313% i +337% R/R,
- > luty: +374% i +379% R/R,
- > marzec: +666% i +662% R/R.

> Wolumen obrotu na TGE w Q1 2022, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, niższy o około -3% R/R.

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



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



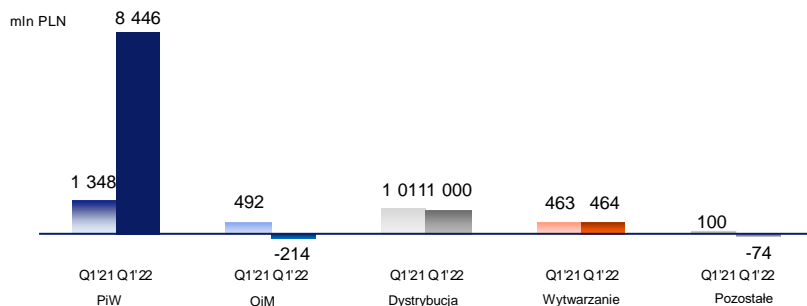
## Uwagi:

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

# Podstawowe wyniki finansowe w Q1 2022

[mln PLN]	Q1 2021	Q1 2022	zm. %
Przychody ze sprzedaży	14 553	<b>47 399</b>	226%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-11 160	<b>-37 801</b>	239%
EBITDA	3 393	<b>9 598</b>	183%
<i>EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)</i>	3 117	<b>9 543</b>	206%
Amortyzacja	-956	<b>-1 588</b>	66%
EBIT	2 437	<b>8 010</b>	229%
Koszty finansowe netto	-57	<b>-290</b>	409%
Zysk netto	1 747	<b>4 093</b>	134%

## > EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2022 vs Q1 2021



\* Eliminacje w Q1 2021: -21 mln PLN oraz w Q1 2022: -24 mln PLN.

## Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu do 7 998 mln PLN (+560% R/R) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu do 1 026 mln PLN (+149% R/R).
- > Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość składników majątku trwałego w kwocie +52 mln PLN w Q1 2022 r. (w analogicznym okresie 2021 r. +269 mln PLN).

## Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu do 40 731 (+290% R/R), przy wyższym o +2% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę. Koszty paliwa gazowego wyższe o 338% R/R.
- > Wynik na wycenie i realizacji instrumentów zabezpieczających odniesiony w wynikach z działalności operacyjnej wyniósł w Q1 2022 r. łącznie -449 mln PLN vs -80 mln PLN w Q1 2021 r.

## Dystrybucja

- > Niższy o -7% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o 66 mln PLN (+4% R/R) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -34 mln PLN w Q1 2022 r. wobec -12 mln PLN rok wcześniej.

## Wytwarzanie

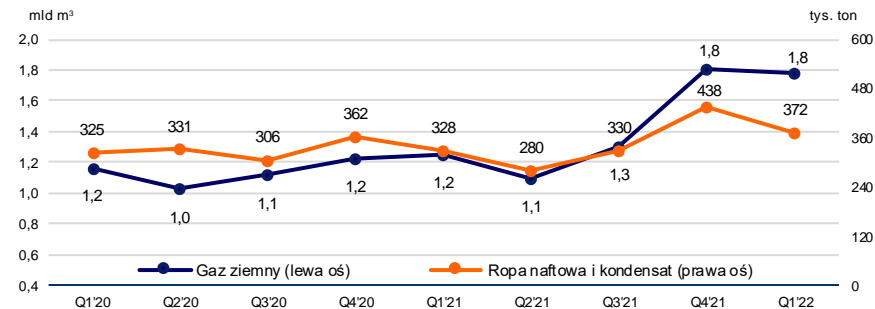
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 168 mln PLN (+26% R/R) przy wyższej o 1,66°C średniej temperaturze w Q1 2022 r. i porównywalnych R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na wytwarzanie i przesył ciepła.
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 723 mln PLN (+239% R/R) przy wyższych o +41% R/R wolumenach sprzedaży.

# Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Wzrost przychodów i poziomu EBITDA, przy wyższych R/R cenach ropy i istotnie wyższych cenach gazu na TGE (+387%) i TTF (+445%)

[mln PLN]	Q1 2021	Q1 2022	zm.%
Przychody ze sprzedaży	1 786	<b>9 353</b>	424%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-438	<b>-907</b>	107%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-260	<b>-73</b>	-72%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	270	<b>52</b>	-81%
<b>EBITDA</b>	1 348	<b>8 446</b>	527%
Amortyzacja	-302	<b>-659</b>	118%
<b>EBIT</b>	1 046	<b>7 787</b>	644%

## Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



## Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (+560% R/R, o 6 786 mln PLN) w wyniku wzrostu wyrażonej w PLN średniej arytmetycznej ceny gazu RDN na TGE i MA na TTF odpowiednio o +387% i +445% R/R przy wzroście wolumenów wydobycia w Norwegii do poziomu 765 mln m<sup>3</sup> (+244% R/R).
- EBITDA wygenerowana w Q1 2022 r. przez PGNiG Upstream Norway AS na poziomie 4,2 mld PLN vs 0,3 mld PLN w analogicznym okresie poprzedniego roku.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (+149% R/R, o +614 mln PLN) przy wyższym wolumenie sprzedaży o 27% R/R oraz wyższej o +64% R/R średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -6% R/R na poziomie 164 tys. ton, w Norwegii wyższe o +35% R/R na poziomie ok. 209 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -73 mln PLN w Q1 2022 r. wobec -260 mln PLN w Q1 2021 r.
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w kwocie +52 mln PLN w Q1 2022 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego rozwiązano odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę +270 mln PLN).
- Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q1 2022 r.: wpływ wyceny na wynik w Q1 2022 r. na poziomie +220 mln PLN (niższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q1 2021 r. wpływ wyceny na wynik wyniósł +143 mln PLN.



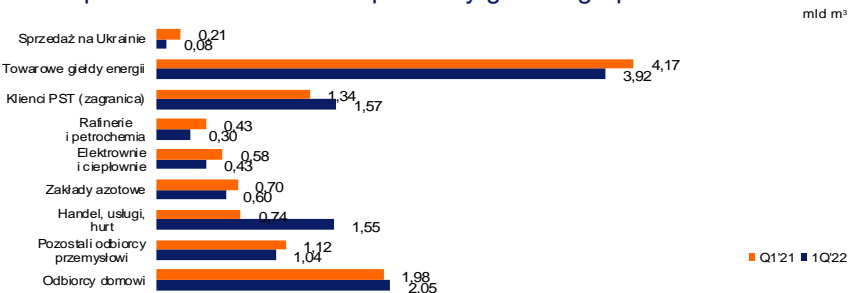


# Segment – Obrót i Magazynowanie

Wyniki segmentu pod wpływem wyższego wolumenu sprzedaży gazu oraz wyższych jednostkowych kosztów gazu

[mln PLN]	Q1 2021	Q1 2022	zm. %
Przychody ze sprzedaży	11 488	<b>44 804</b>	290%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-10 996	<b>-45 018</b>	309%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	9	<b>56</b>	522%
EBITDA	492	<b>-214</b>	-143%
Amortyzacja	-54	<b>-49</b>	-9%
EBIT	438	<b>-263</b>	-160%

## > Grupa PGNiG\* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



## Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 30,29 mld PLN tj. o +290% (do 40,73 mld PLN w Q1 2022 r.) przy wyższym wolumenie sprzedaży poza Grupę o +2% R/R w segmencie.
- > Wpływ rekompensaty z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny dla PGNiG OD na przychody Q1 2022 r. wyniósł +1 060 mln zł.
- > Koszt gazu w segmencie wyższy o +338% R/R na poziomie -41,73 mld PLN.
- > Wynik na wycenie i realizacji instrumentów zabezpieczających odniesiony w wynik z działalności operacyjnej wyniósł w Q1 2022 r. łącznie -449 mln zł, w tym: -867 mln zł ujęte w przychodach ze sprzedaży (w Q1 2021 r. -175 mln zł); +113 mln zł ujęte w kosztach gazu (w Q1 2021 r. +149 mln zł) w wysokości odpowiadającej rozchodowi zapasu gazu do sprzedaży w okresie sprawozdawczym; +305 mln zł ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto (w Q1 2021 r. -54 mln zł).
- > Od 1 stycznia 2022 r. taryfa detaliczna wyższa o 83,7% w porównaniu do poprzedniej taryfy, obowiązującej od 1 października 2021 r do 31 grudnia 2021 r.
- > Sprzedaż w marcu przez PGNiG 10,06 TWh gazu ziemnego stanowiącego zapas obowiązkowy do Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych o wartości 5 955 mln zł.
- > Niższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q1 2022 r.: 2,15 mld m³ vs Q1 2021 r.: 2,26 mld m³) oraz z kier. zachodniego i południowego (Q1 2022 r.: 0,82 mld m³ vs Q1 2021 r.: 1,05 mld m³). Wyższy wolumen importu LNG (Q1 2022 r.: 1,07 mld m³ vs Q1 2021 r.: 0,80 mld m³)
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 1 887 mln PLN, wzrost o 1 023 mln PLN R/R (+118% R/R) przy wzroście kosztów energii na cele handlowe o 959 mln PLN (+110% R/R) na poziomie -1 828 mln PLN.
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +56 mln PLN w Q1 2022 r., przy rozwiązaniu odpisu na +9 mln PLN w Q1 2021 r. Stan odpisu na koniec Q1 2022 r. wyniósł -50 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -101 mln PLN w Q1 2022 r. wobec -97 mln PLN w Q1 2021 r.



\*Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i Oim. Sprzedaż PST poza GK PGNiG zagranicą w Q1 2022 r.: 1,57 mld m³ (z czego 0,84 mld m³ to sprzedaż na giełdach energii); w Q1 2021 r.: 1,34 mld m³ (z czego 0,59 mld m³ to sprzedaż na giełdach energii).



# Segment – Dystrybucja

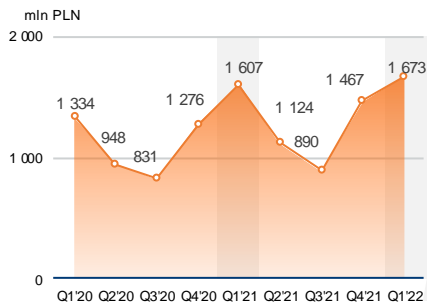
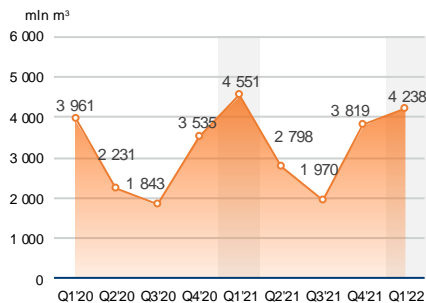
Wyniki segmentu pod wpływem wyższej temperatury, niższych wolumenów dystrybuowanego gazu oraz wyższej taryfy dystrybucyjnej.

[mln PLN]	Q1 2021	Q1 2022	zm.%
Przychody ze sprzedaży	1 669	<b>1 754</b>	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-658	<b>-754</b>	15%
EBITDA	1 011	<b>1 000</b>	-1%
Amortyzacja	-295	<b>-313</b>	6%
EBIT	716	<b>687</b>	-4%

## Komentarz

- › Niższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o -7% R/R) sięgające 4,24 mld m<sup>3</sup>, przy wyższej średniej temperaturze w kwartale o +1,7°C R/R.
- › Wyższa o +3,6% taryfa za usługę dystrybucji gazu, która obowiązuje od 1 stycznia 2022 r.
- › Wzrost poziomu przychodów ze świadczenia usługi dystrybucyjnej (o +66 mln PLN, czyli +4% R/R).
- › Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -34 mln PLN w Q1 2022 r. wobec -12 mln PLN rok wcześniej.

## › Wolumen dystrybuowanego gazu › Przychody z usług dystrybucyjnych



# Segment – Wytwarzanie

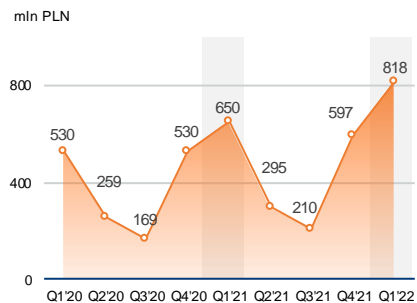
Wyniki segmentu pod wpływem wyższych wolumenów sprzedaży ee z wytwarzania oraz wyższej taryfy na wytwarzanie i przesył ciepła.

[mln PLN]	Q1 2021	Q1 2022	zm.%
Przychody ze sprzedaży	1 097	<b>2 221</b>	102%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-634	<b>-1 757</b>	177%
EBITDA	463	<b>464</b>	0%
Amortyzacja	-289	<b>-549</b>	90%
EBIT	174	<b>-85</b>	-149%

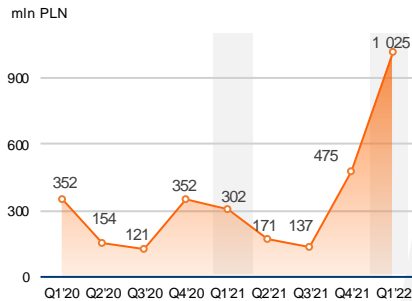
## Komentarz

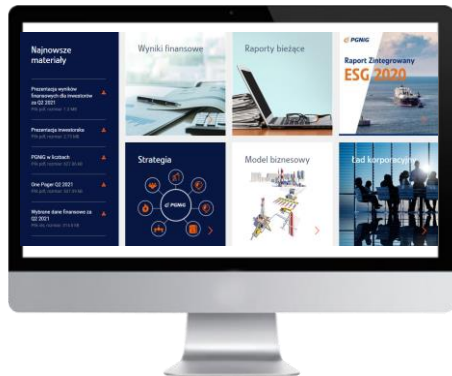
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o +240% R/R do poziomu 1 025 mln PLN przy wyższym wolumenie sprzedaży (+41% R/R).
- Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +26% R/R na poziomie 818 mln PLN przy wyższej średniej temperaturze w Q1 2022 r. (o +1,7°C R/R), stabilnych wolumenach sprzedaży ciepła, z uwzględnieniem wyższej taryfy na sprzedaż ciepła dla PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA od 1 sierpnia 2021 r. o ok. +5% oraz dla PGNiG TERMIKA SA o ok. 15,4% od 1 stycznia 2022 r.
- Wzrost kosztów amortyzacji w segmencie o 261 mln PLN (+90% R/R), w tym amortyzacja uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wyższa o 246 mln PLN na poziomie -452 mln PLN w Q1 2022 r.
- Zawiązanie rezerw na brakujące uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> na poziomie -50 mln PLN w Q1 2022 r. vs -13 mln PLN w Q1 2021 r. wykazywanych jako element kosztów działalności podstawowej oraz ewidencjonowanych w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych.
- Wolumen sprzedaży w Q1 2022 r.:
  - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 17,03 PJ.
  - Energia elektryczna z produkcji: 1,73 TWh.

## > Przychody ze sprzedaży ciepła



## > Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.





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)

## Piotr Gałek

Starszy 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

Starszy 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.

- > 1. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne



# Koszty operacyjne w Q1 2022 vs Q1 2021

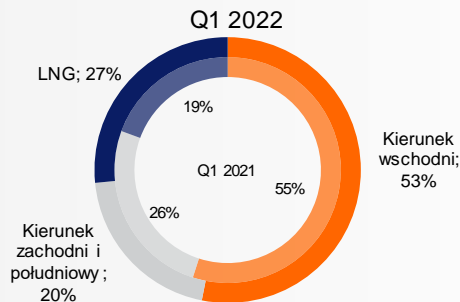
[mln PLN]	Q1 2021	Q1 2022	zm.%
Koszt gazu	-8 543	<b>-34 266</b>	301%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-376	<b>-334</b>	-11%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-714	<b>-850</b>	19%
Świadczenia pracownicze	-837	<b>-887</b>	6%
Usługa przesyłowa	-269	<b>-359</b>	33%
Pozostałe usługi obce	-404	<b>-780</b>	93%
Usługi regazyfikacji LNG	-85	<b>-94</b>	11%
Podatki i opłaty	-633	<b>-819</b>	29%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	316	<b>319</b>	1%
Zmiana stanu odpisów na zapasy	4	<b>55</b>	1275%
Zmiana stanu rezerw	-150	<b>-145</b>	-3%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	16	<b>-18</b>	-213%
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	-260	<b>-73</b>	-72%
Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego	276	<b>55</b>	-80%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	284	<b>193</b>	-32%
Amortyzacja	-956	<b>-1 588</b>	66%
<b>Koszty operacyjne ogółem</b>	<b>-12 116</b>	<b>-39 389</b>	<b>225%</b>
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	-3 573	<b>-5 123</b>	43%

- > Wzrost kosztów sprzedanego gazu (do -34 266 mln PLN, czyli o +301% R/R), przy wyższym o +2% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych: -82 mln PLN w Q1 2022 r. vs. +186 mln PLN w Q1 2021 r.
- > Wzrost kosztów związanych z zużyciem pozostałych surowców i materiałów, głównie w wyniku wzrostu kosztów zakupu energii na cele handlowe o +20% R/R, do -709 mln PLN.
- > Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych w Grupie o +6% R/R.
- > Niższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-73 mln PLN w Q1 2022 r. vs -260 mln PLN w Q1 2021 r.). W Q1 2022 spisano 2 odwierty negatywne.
- > Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +55 mln PLN w Q1 2022 r. W Q1 2021 r. rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +276 mln PLN.
- > Rezerwa na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -101 mln PLN w Q1 2022 r. vs -97 mln PLN w Q1 2021 r.
- > Zawiązanie rezerw na brakujące uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> na poziomie -50 mln PLN w Q1 2022 r. vs -13 mln PLN w Q1 2021 r.
- > Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q1 2022 na poziomie +57 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q1 2021 na poziomie +9 mln PLN.
- > Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q1 2022 r.: niższe pozostałe koszty operacyjne netto na poziomie +220 mln PLN vs. +143 mln PLN w Q1 2021 r.

# Sprzedaż i struktura importu gazu

- Wzrost importu LNG, przy spadku importu z kierunku wschodniego, zachodniego i południowego. W Q1 2022 r., w porcie w Świnoujściu rozładowano 10 gazowców, w tym: 3 z kontraktów z Qatargas i 7 ładunków spot.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PST.

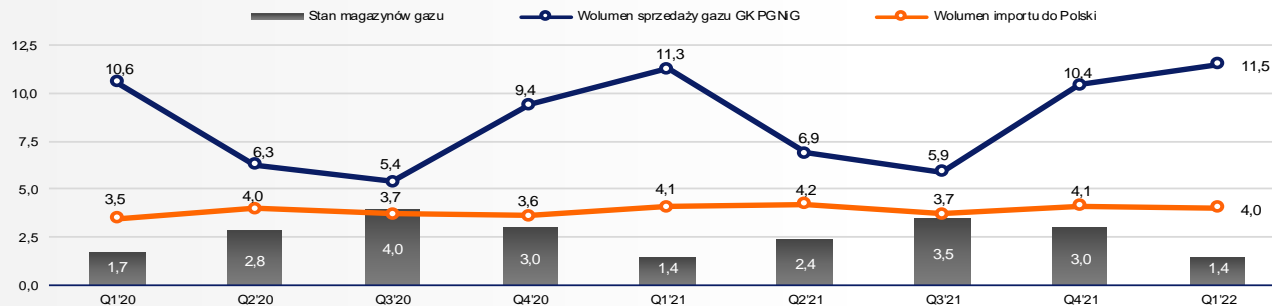
## Import gazu do Polski



## Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m <sup>3</sup> ]	Q1 2021	Q1 2022	zm.%
Grupa PGNiG:	11 277	<b>11 538</b>	2%
PGNiG SA	6 257	<b>6 340</b>	1%
PGNiG OD	3 507	<b>3 466</b>	-1%
PST	1 513	<b>1 732</b>	14%

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



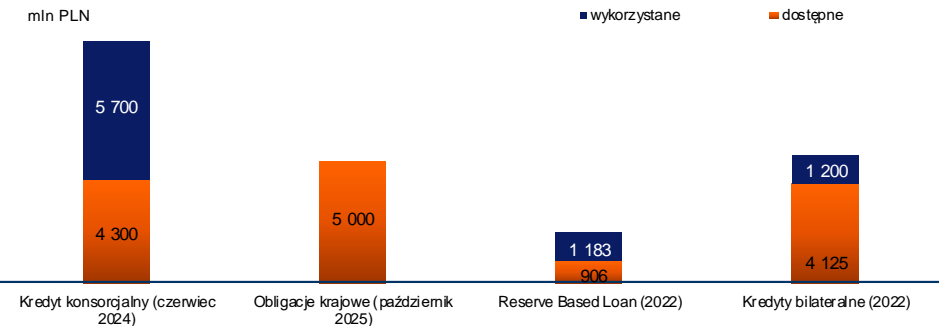
## Komentarz:

- Zapasy LNG w terminalach: 53 mln m<sup>3</sup> po regazyfikacji (stan na 31.03.2022 r.).

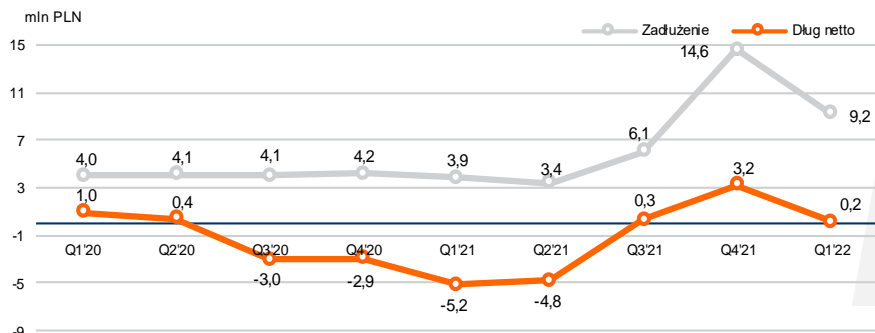
\* Dane obejmują gaz wysokometanowy, zaazotowany zmagazynowany w Polsce i za granicą oraz gaz LNG w terminalu. Dane dot. stanu magazynów za Q1 2022 nie obejmują gazu będącego w gestii Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych

# Zadłużenie i źródła finansowania

## > Źródła finansowania (stan na 31.03.2022 r.)

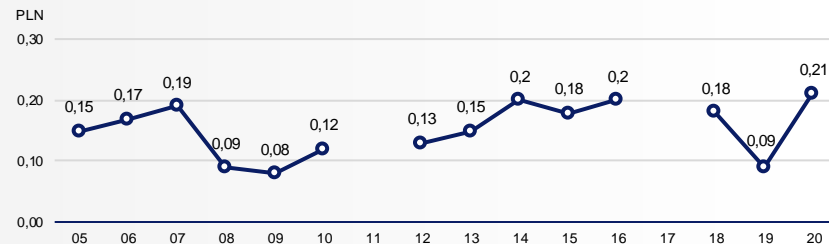


## > Zadłużenie na koniec kwartału



\*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

## > Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)

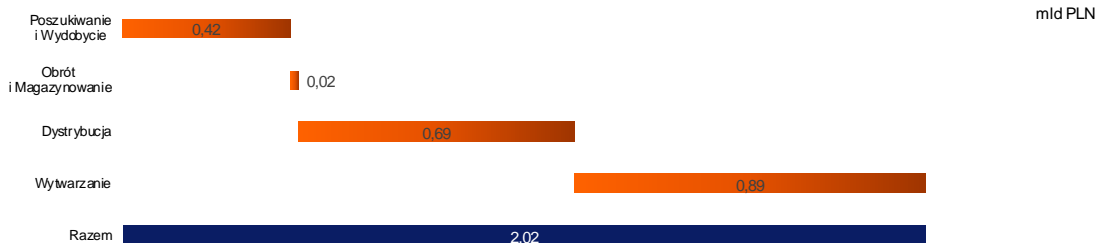


- > 10 maja 2022 roku Zarząd PGNiG podjął decyzję o rekomendowaniu Walnemu Zgromadzeniu PGNiG, po uprzednim uzyskaniu oceny Rady Nadzorczej Spółki, przeznaczenia całości zysku netto za 2021 rok w kwocie 5 120 798 108,45 zł na zwiększenie kapitału zapasowego.

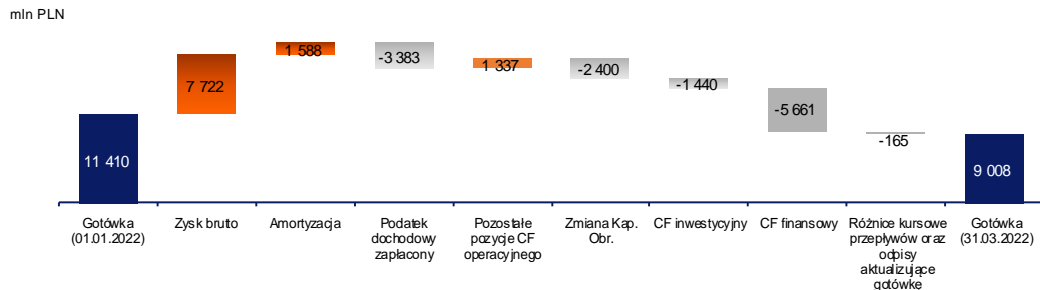


# CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

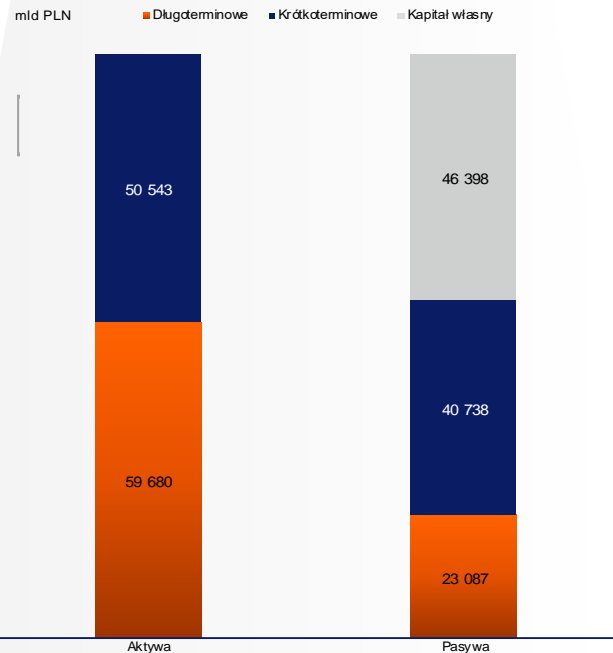
## > CAPEX – zrealizowany na 31 marca 2022 r.\*



## > Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2021 r. - 31.03.2022 r.)



## > Bilans Grupy (stan na 31.03.2022 r.)



\* CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,04 mld PLN na 31 marca 2022 r.

# Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mIn m3]	Q1 2022	Q4 2021	Q3 2021	Q2 2021	Q1 2021	Q4 2020	Q3 2020	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	FY 2021	FY 2020	FY 2019	FY 2018
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 091	1 096	582	487	539	488	441	442	444	452	451	2 704	1 815	1 819	1 834
<i>w tym w Polsce</i>	326	323	326	318	317	328	330	336	343	348	337	1 284	1 337	1 337	1 296
<i>w tym w Norwegii</i>	765	773	257	168	222	159	112	106	101	104	114	1 420	478	481	538
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	689	710	669	604	706	731	673	582	719	721	645	2 690	2 705	2 671	2 712
<i>w tym w Polsce</i>	607	632	589	522	620	642	591	526	650	668	593	2 364	2 409	2 478	2 512
<i>w tym w Pakistanie</i>	82	78	80	82	86	88	82	56	69	53	52	326	295	193	200
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>1 780</b>	<b>1 806</b>	<b>1 252</b>	<b>1 091</b>	<b>1 245</b>	<b>1 218</b>	<b>1 114</b>	<b>1 024</b>	<b>1 163</b>	<b>1 173</b>	<b>1 096</b>	<b>5 394</b>	<b>4 519</b>	<b>4 489</b>	<b>4 546</b>
<b>SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mIn m3]</b>															
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	11 040	9 938	5 539	6 495	10 745	8 866	5 022	5 955	10 119	8 735	5 175	32 717	29 962	29 057	27 466
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 732	2 076	1 303	1 125	1 513	1 252	902	931	1 362	1 487	1 305	6 017	4 447	5 242	3 929
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	498	492	330	403	532	495	357	342	482	447	350	1 758	1 676	1 597	1 578
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>11 538</b>	<b>10 429</b>	<b>5 870</b>	<b>6 899</b>	<b>11 277</b>	<b>9 361</b>	<b>5 379</b>	<b>6 297</b>	<b>10 601</b>	<b>9 182</b>	<b>5 525</b>	<b>34 476</b>	<b>31 638</b>	<b>30 654</b>	<b>29 044</b>
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	260	259	208	224	264	273	219	192	250	235	210	955	934	844	855
<b>IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mIn m3]</b>															
Razem	4 048	4 138	3 716	4 170	4 102	3 618	3 697	4 012	3 462	3 965	3 508	16 127	14 789	14 851	13 530
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 150	2 595	2 487	2 566	2 256	2 370	2 510	2 194	1 923	2 654	2 316	9 904	8 997	8 946	9 038
<i>w tym: LNG</i>	1 074	1 018	880	1 245	796	808	755	1 213	982	948	706	3 938	3 757	3 425	2 713
<b>ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]</b>															
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	372	438	330	279	328	362	306	331	325	328	275	1 376	1 324	1 216	1 345
<i>w tym w Polsce</i>	164	174	145	151	174	184	159	167	200	208	184	643	710	776	818
<i>w tym w Norwegii</i>	209	264	185	128	154	178	148	164	125	120	91	732	615	440	527
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	317	401	322	366	251	361	324	369	277	361	295	1 340	1 331	1 210	1 410
<i>w tym w Polsce</i>	169	178	145	142	178	182	161	159	210	201	182	643	712	771	817
<i>w tym w Norwegii</i>	149	223	177	224	73	179	163	210	67	160	113	697	619	439	593
<b>WYTWARZANIE</b>															
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	17 029	13 909	3 721	6 543	17 001	13 020	3 083	6 789	16 048	12 984	3 268	41 174	38 940	39 263	40 659
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 730	1 206	436	614	1 223	1 165	454	637	1 382	1 266	425	3 480	3 638	3 948	3 974