

Q2 2021

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za II kwartał 2021 r.

2 września 2021 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q2 2021
- > 4. Segmenty – omówienie:



> Poszukiwanie i Wydobycie



> Obrót i Magazynowanie



> Dystrybucja



> Wytwarzanie

> 5. Załączniki



Kluczowe wydarzenia Q2 2021

04 > kwiecień



- > Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny – wzrost ceny za paliwo gazowe o 5,6% dla wszystkich grup taryfowych



- > Zgoda UOKiK na utworzenie przez PGNiG, PKN Orlen i Energa wspólnego przedsiębiorcy CCGT Ostrołęka powołanego dla realizacji projektu budowy bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym

05 > maj



- > Rekomendacja Zarządu PGNiG w sprawie wypłaty dywidendy z zysku za 2020 r. w wysokości 0,21 zł na akcję



- > Umowa o współpracy pomiędzy PKN Orlen, Grupą Lotos, PGNiG oraz Skarbem Państwa dot. przyjęcia scenariusza przejęcia kontroli przez PKN Orlen nad Grupą Lotos i PGNiG

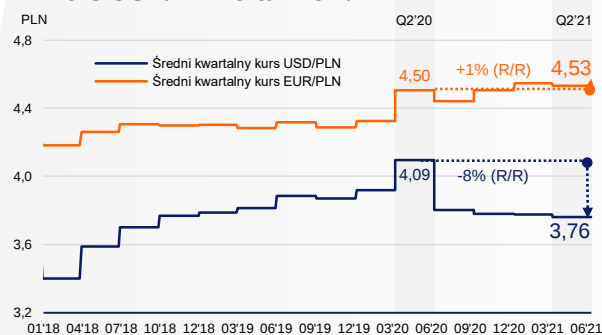


- > List intencyjny z Orlen Południe w sprawie możliwości realizacji wspólnej inwestycji w obszarze biometanu

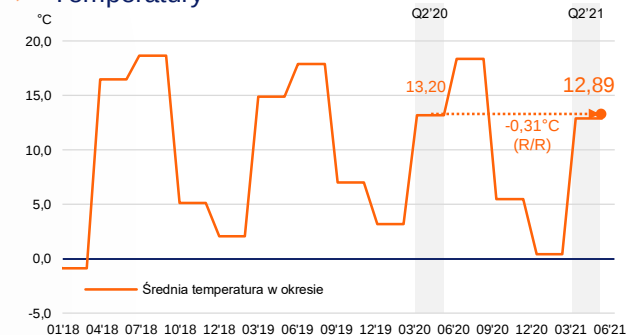
Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > Spadek kursu USD/PLN w Q2 2021 r. o -8% R/R, do poziomu 3,76 PLN.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q2 2021 r. o +1% R/R, do poziomu 4,53 PLN.
- > Spadek średniej temperatury* w Q2 2021 o -0,31°C R/R.

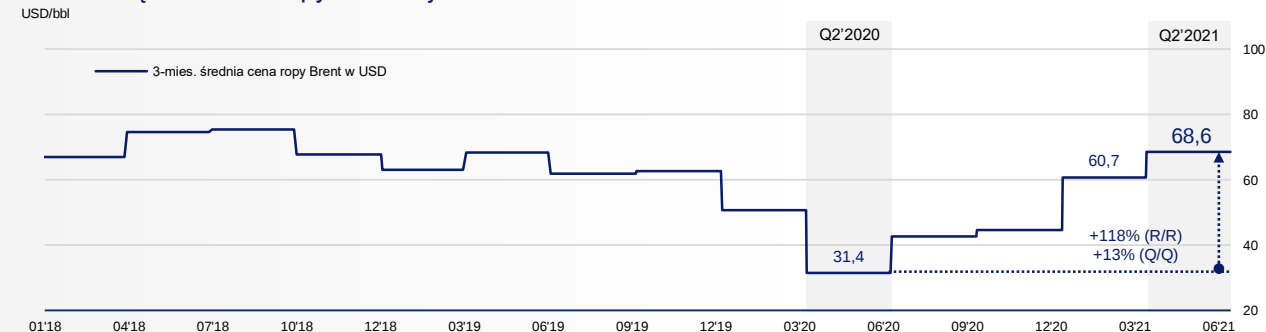
> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN



> Temperatury*



> 3-miesięczna cena ropy naftowej



- > Wzrost 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o +118% R/R, do poziomu 68,6 dolarów za baryłkę.

Rynki gazu

> Ceny gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q2 2021 denominowane w PLN:

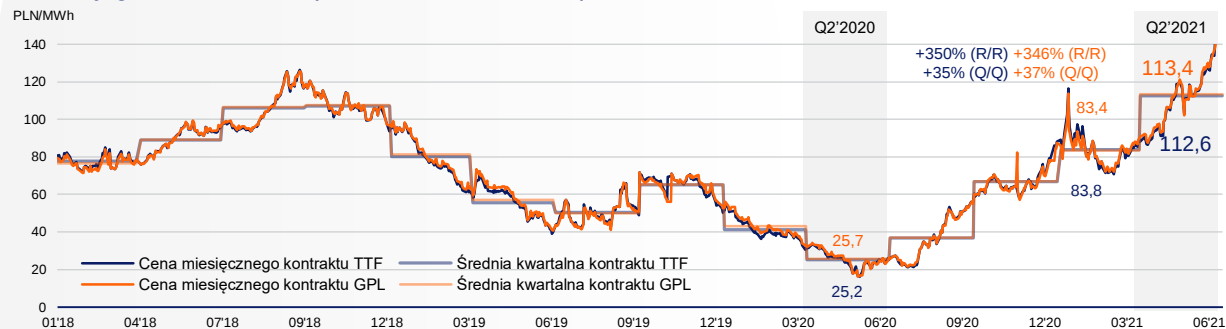
- > kwiecień: +211% i +206% R/R,
- > maj: +409% i +393% R/R,
- > czerwiec: +460% i +472% R/R.

> Wolumen obrotu na TGE w Q2 2021, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, wyższy o około +20% 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 pełnią 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

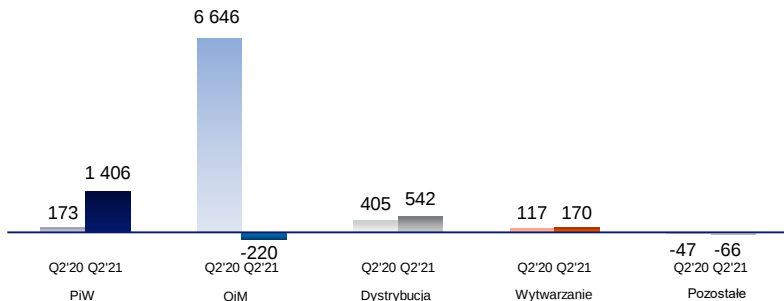


Podstawowe wyniki finansowe w Q2 2021

[mln PLN]	Q2 2020	Q2 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 282	10 432	43%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8	-8 630	1079x
EBITDA	7 274	1 802	-75%
EBITDA (bez odpisów aktualizujących wartość środków trwałych)	7 371	1 536	-79%
Amortyzacja	-825	-822	0%
EBIT	6 449	980	-85%
Koszty finansowe netto	149	-30	-120%
Zysk netto	5 141	687	-87%

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q2 2021 vs Q2 2020

mln PLN



* Eliminacje w Q2 2020: -20 mln PLN oraz w Q2 2021: -31 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 793 mln PLN (+203% R/R) oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 356 mln PLN (+112% R/R).
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w budowie o +296 mln PLN w Q2 2021 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego zawiązano odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę -94 mln PLN).

Obrót i Magazynowanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +51% R/R, przy wyższym o +9% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę w segmencie. Koszty paliwa gazowego skorygowane w Q2 2020 o wpływ rozliczenia retroaktywnego w ramach aneksu do kontraktu jamalskiego za 2014-2020 w kwocie 5 689 mln zł wyższe o 85% R/R.
- Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w wynik finansowy w wysokości -185 mln PLN (w II kw. 2020 r.: +171 mln PLN), (2) wynik ujęty w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania wyniósł +67 mln PLN (w II kw. 2020 r.: -68 mln PLN).
- Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -8 mln PLN w Q2 2021 r., przy rozwiązaniu odpisu na +108 mln PLN w Q2 2020 r.

Dystrybucja

- Wyższy o +25% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o 176 mln PLN (+19% R/R) przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -25 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

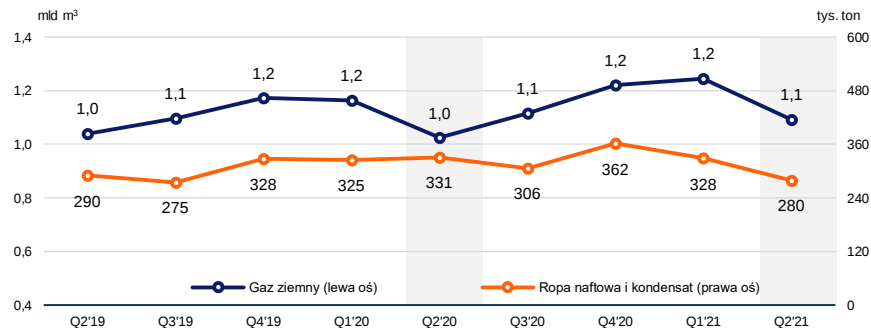
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 36 mln PLN (+14% R/R) przy niższej o 0,31°C średniej temperaturze w Q2 2021 r. i niższych o -4% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na wytwarzanie i przesył ciepła.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o 16 mln PLN (11% R/R) przy niższych o -4% R/R wolumenach sprzedaży.

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Wzrost przychodów i poziomu EBITDA, przy wyższych R/R cenach ropy i istotnie wyższych cenach gazu TGE RDN (+267% R/R) i TTF MA (+344% R/R).

[mln PLN]	Q2 2020	Q2 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	851	2 005	136%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-678	-599	-12%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-61	-166	172%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	-94	296	-4x
EBITDA	173	1 406	+8x
Amortyzacja	-321	-278	-13%
EBIT	-148	1 128	+9x

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (+203% R/R, o 793 mln PLN) w wyniku wzrostu o +267% średniej arytmetycznej ceny gazu RDN na TGE i wyższych wolumenach sprzedaży: w Norwegii do poziomu 168 mln m³ (+59% R/R) oraz w Pakistanie do poziomu ponad 80 mln m³ (+45% R/R).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (+112% R/R, o +356 mln PLN) przy spadku wolumenu sprzedaży o -1% R/R oraz wyższej o +118% R/R średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -9% R/R na poziomie 151 tys. ton; w Norwegii niższe o -22% R/R na poziomie ok. 128 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -166 mln PLN w Q2 2021 r. wobec -61 mln PLN w Q2 2020 r.
- Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w budowie o +296 mln PLN w Q2 2021 r. (w analogicznym okresie roku poprzedniego zawiązano odpisy na rzeczowy majątek trwały na kwotę -94 mln PLN).
- Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q2 2021 r.: wpływ wyceny na wynik w Q2 2021 r. na poziomie -179 mln PLN (wyższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q2 2020 r. wpływ wyceny na wynik wyniósł -29 mln PLN.

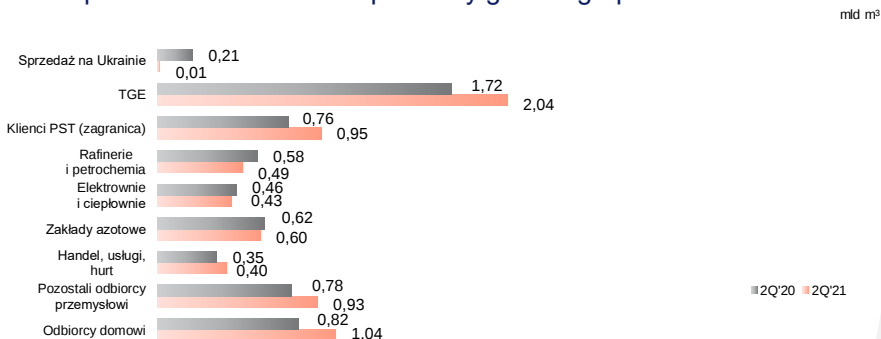


Segment – Obrót i Magazynowanie

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

[mln PLN]	Q2 2020	Q2 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 395	7 971	48%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	1 251	-8 191	-7x
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	+108	-8	-107%
<i>Pomniejszenie kosztów gazu w wyniku rozliczenia retroaktywnego w ramach aneksu do kontraktu jamalskiego</i>	+5 689	-	
EBITDA	6 646	-220	-103%
Amortyzacja	-59	-56	-5%
EBIT	6 587	-276	-104%

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 2,39 mld PLN tj. o +51% (do 7,09 mld PLN w Q2 2021 r.) przy wyższym wolumenie sprzedaży poza Grupę o +9% R/R w segmencie.
- > Koszt gazu w segmencie po eliminacji wpływu rozliczenia retroaktywnego w ramach aneksu do kontraktu jamalskiego za okres 2014 - 02.2020 w kwocie 5 689 mln PLN wyższy o 85% R/R na poziomie -7,01 mld zł.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w wynik finansowy w wysokości -185 mln PLN (w II kw. 2020 r.: +171 mln PLN), (2) wynik ujęty w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania wyniósł +67 mln PLN (w II kw. 2020 r.: -68 mln PLN).
- > Wyższa o 5,6% średnia cena za paliwo gazowe w taryfie detalicznej obowiązującej od 1 maja 2021 r., przy wyższych o +26% R/R wolumenach sprzedaży do odbiorców domowych na poziomie 1,04 mld m³ w Q2 2021 r.
- > Wyższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q2 2021 r.: 2,57 mld m³ vs Q2 2020 r.: 2,19 mld m³) oraz gazu LNG (Q2 2021 r.: 1,24 mld m³ vs Q2 2020 r.: 1,21 mld m³). Niższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q2 2021 r.: 0,34 mld m³ vs Q2 2020 r.: 0,61 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 752 mln PLN, wzrost o 122 mln PLN R/R (+19% R/R) przy wzroście kosztów energii na cele handlowe o -152 mln PLN (+26% R/R) na poziomie -745 mln zł.
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -8 mln PLN w Q2 2021 r., przy rozwiązaniu odpisu na +108 mln PLN w Q2 2020 r. Stan odpisu na koniec Q2 2021 r. wyniósł -17 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -54 mln PLN w Q2 2021 r. wobec -42 mln PLN w Q2 2020 r.



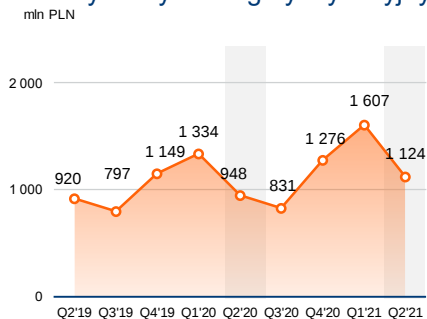
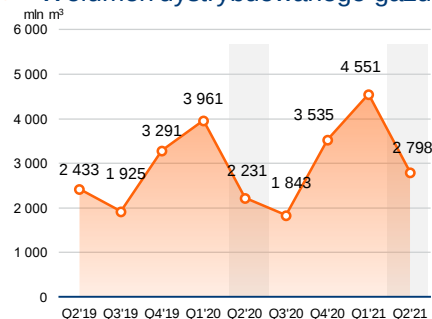
*Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i OIM.

Segment – Dystrybucja

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

[mln PLN]	Q2 2020	Q2 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 015	1 199	18%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-610	-657	8%
EBITDA	405	542	34%
Amortyzacja	-267	-300	12%
EBIT	138	242	75%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

- > Wyższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o +25% R/R) sięgające 2,80 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o -0,31°C R/R.
- > Wyższa o +3,6% taryfa za usługę dystrybucji gazu, która obowiązuje od 1 lutego 2021 r.
- > Wzrost poziomu przychodów ze świadczenia usługi dystrybucyjnej (o +176 mln PLN, czyli +19% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -23 mln PLN w Q2 2021 r. wobec +2 mln PLN rok wcześniej.
- > Koszt świadczeń pracowniczych wyższy o 6% R/R na poziomie -359 mln PLN.



Segment – Wytwarzanie

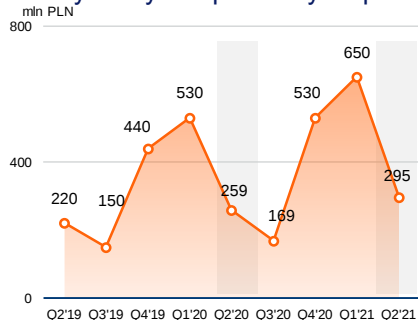
Wyniki segmentu pod wpływem niższych wolumenów sprzedaży oraz wyższej taryfy na wytwarzanie i przesył ciepła

[mln PLN]	Q2 2020	Q2 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	505	589	17%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-388	-419	8%
EBITDA	117	170	45%
Amortyzacja	-163	-171	4%
EBIT	-47	-1	-98%

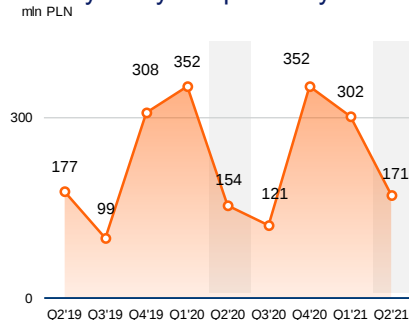
Komentarz

- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o +11% R/R do poziomu 171 mln PLN przy niższym wolumenie sprzedaży (-4% R/R).
- Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +14% R/R na poziomie 295 mln PLN przy niższej średniej temperaturze w Q2 2021 r. (o -0,31°C R/R), niższych wolumenach sprzedaży ciepła (-4% R/R) oraz wyższych taryfach dla PGNiG TERMIKA SA i PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA.
- Wzrost kosztów amortyzacji w segmencie o 8 mln PLN (+5% R/R), w tym amortyzacja uprawnień do emisji CO₂ na poziomie -89 mln PLN w Q2 2021 r.
- Wolumen sprzedaży w Q2 2021 r.:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 6,5 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 0,6 TWh.

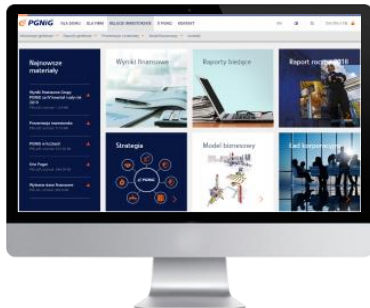
> Przychody ze sprzedaży ciepła



> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.



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

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Agnieszka Bajdzińska

Młodszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 80 82

e-mail: agnieszka.bajdzinska@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 jakiegokolwiek decyzji lub jakiegokolwiek 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.

Anna Galińska

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 41 09

kom.: +48 723 514 086

e-mail: anna.galinska@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 47 97

kom.: +48 723 239 162

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

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

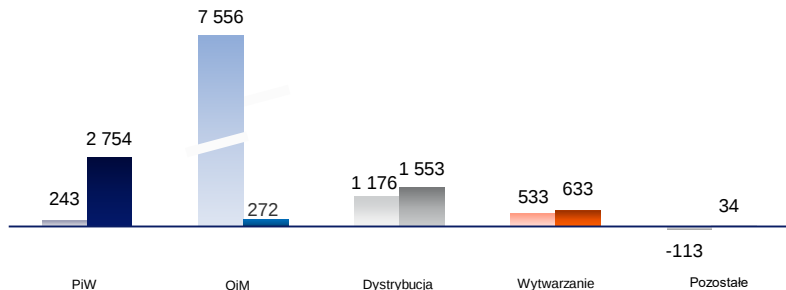


Podstawowe wyniki finansowe w H1 2021

[mln PLN]	H1 2020	H1 2021	Δ%
Przychody ze sprzedaży	21 038	24 985	19%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-11 686	-19 790	69%
EBITDA	9 352	5 195	-44%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	10 206	4 653	-54%
Amortyzacja	-1 696	-1 778	5%
EBIT	7 656	3 417	-55%
Koszty finansowe netto	-121	-87	-28%
Zysk netto	5 920	2 434	-59%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w H1 2021 vs H1 2020

mln PLN



*Eliminacje w H1 2020: -43 mln PLN oraz w H1 2021: -52 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobycie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o +1 295 mln PLN (+118% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o +394 mln PLN (+57% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na majątek trwały w H1 2021 na poziomie +565 mln PLN wobec zawązania odpisu w H1 2020 na poziomie -853 mln PLN.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o +17% R/R przy wyższym o +7% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > W H1 2020 ujęto kwotę 5 689 mln PLN rozliczenia retroaktywnego w ramach aneksu do kontraktu jamalskiego za 2014-02.2020, w tym 4 915 mln PLN za lata 2014-2019.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń: (1) ujętych w wynik finansowy w wysokości -360 mln PLN (w H1 2020 r.: +990 mln PLN), (2) wynik ujęty w zapasie gazu jako zmniejszenie kosztu pozyskania wyniósł +239 mln PLN (w H1 2020 r.: -283 mln PLN).
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +0,5 mln PLN. W H1 2020 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +363 mln PLN.

Dystrybucja

- > Wyższy o +19% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz wyższe o +20% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -53 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

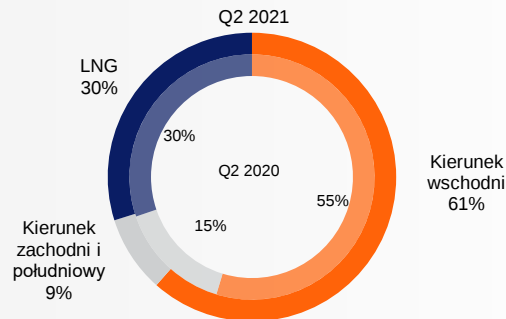
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (wzrost o +20% R/R) przy niższej o 1,55°C średniej temperaturze w H1 2021 i wyższych R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA i PGNiG TERMIKA EP.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z produkcji o -7% R/R przy niższych o -9% wolumenach sprzedaży.

Sprzedaż i struktura importu gazu

> Wzrost importu z kierunku wschodniego oraz LNG przy spadku udziału z kierunku zachodniego i południowego. W Q2 2021 r., w porcie w Świnoujściu rozładowano 11 gazowców, w tym: 6 z kontraktów z Qatargas oraz 3 ładunki spot, 1 z kontraktu z Cheniere i 1 z kontraktu z Centrica.

> Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG OD i PST.

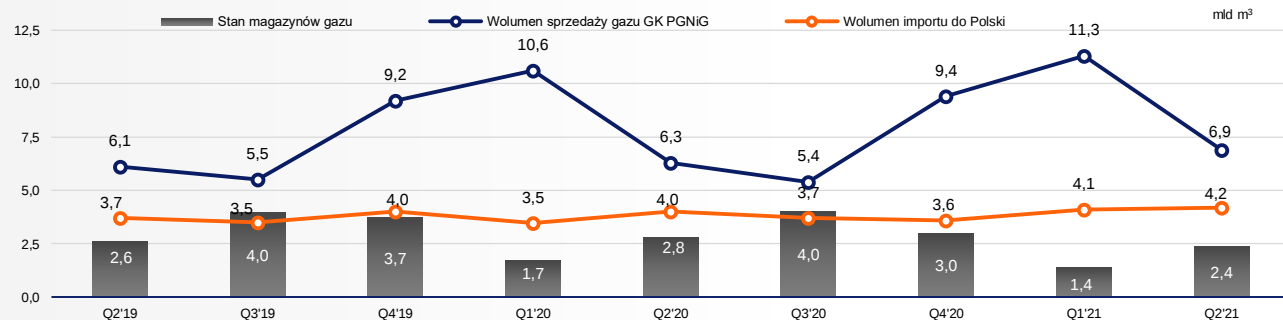
> Import gazu do Polski



> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q2 2020	Q2 2021	Δ%
Grupa PGNiG:	6 297	6 899	+10%
PGNiG SA	3 795	3 823	+1%
PGNiG OD	1 571	1 951	+24%
PST	932	1 125	+21%

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



Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 20 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.06.2021 r.).

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

Koszty operacyjne w Q2 2021 vs Q2 2020

[mln PLN]	Q2 2020	Q2 2021	Δ%
Koszt gazu	-3 538	-6 023	70%
<i>Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014- luty 2020</i>	5 689	-	-
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-155	-150	-4%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-516	-662	28%
Świadczenia pracownicze	-801	-814	2%
Usługa przesyłowa	-260	-269	3%
Pozostałe usługi obce	-440	-495	13%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-97	-90	-8%
Podatki i opłaty	-66	-98	49%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	14	-487	-36x
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	107	-27	-125%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-62	-10	-83%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-158	100	-163%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-61	-166	170%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-97	266	-4x
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	223	266	19%
Amortyzacja	-825	-822	0%
Koszty operacyjne ogółem	-833	-9 452	+11x
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 984	-3 429	15%

Komentarz

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu (do -6 023 mln PLN, czyli o +70% R/R), przy wyższym o +10% R/R wolumenie sprzedaży gazu.
- Wzrost kosztów związanych z zużyciem pozostałych surowców i materiałów, głównie w wyniku wzrostu kosztów zakupu energii na cele handlowe (do -563 mln PLN, czyli o +34% R/R).
- Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+2% R/R) w Grupie.
- Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-166 mln PLN w Q2 2021 r. vs -61 mln PLN w Q2 2020 r.). W Q2 2021 spisano 3 odwierty negatywne.
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +266 mln PLN w Q2 2021 r. W Q2 2020 r. rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -97 mln PLN.
- Wzrost zawiązanych rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -53 mln PLN w Q2 2021 r. vs -36 mln PLN w Q2 2020 r.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych: -124 mln PLN w Q2 2021 r. vs. +353 mln PLN w Q2 2020 r.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +97 mln PLN w Q2 2021 r. vs -95 mln PLN w Q2 2020 r.
- Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q2 2021 na poziomie -8 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q2 2020 na poziomie +108 mln PLN.
- Pozycja overlift / underlift w Norwegii w Q2 2021 r.: wyższe pozostałe koszty operacyjne netto na poziomie -179 mln PLN vs. -29 mln PLN w Q2 2020 r.

Zadłużenie i źródła finansowania

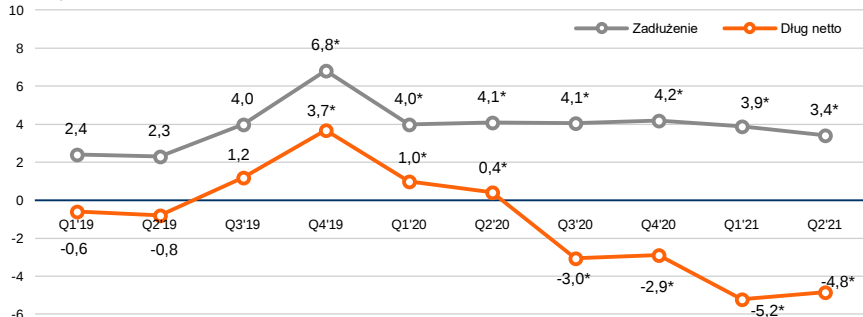
> Źródła finansowania (stan na 30.06.2021 r.)

mln PLN



> Zadłużenie na koniec kwartału

mln PLN

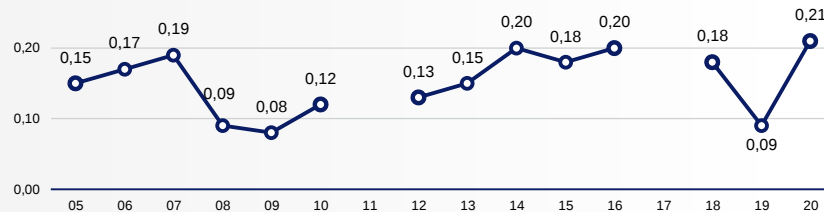


*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)

PLN

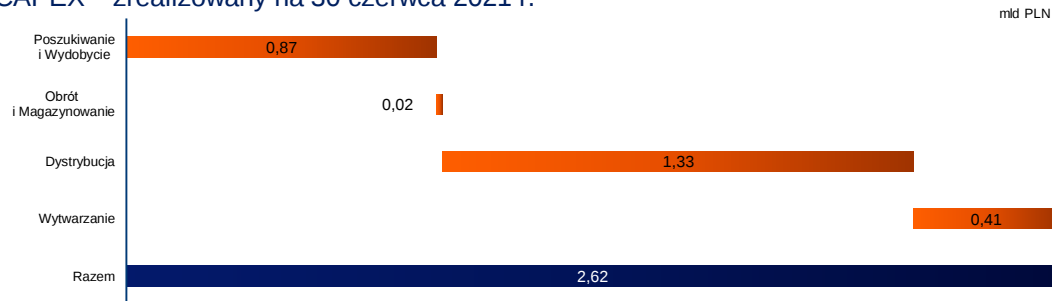
0,30



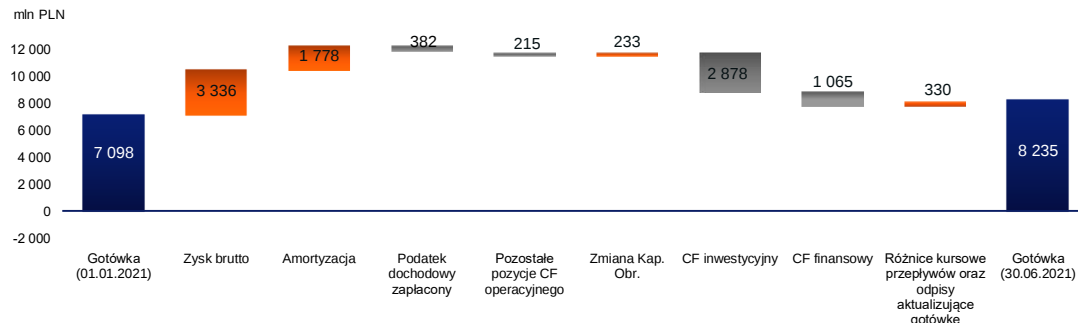
- > 9 lipca 2021 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 34/2021 w sprawie przeznaczenia kwoty 1 213 446 119,97 zł z zysku netto za 2020 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,21 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 19 lipca 2021 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia 2021 roku.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

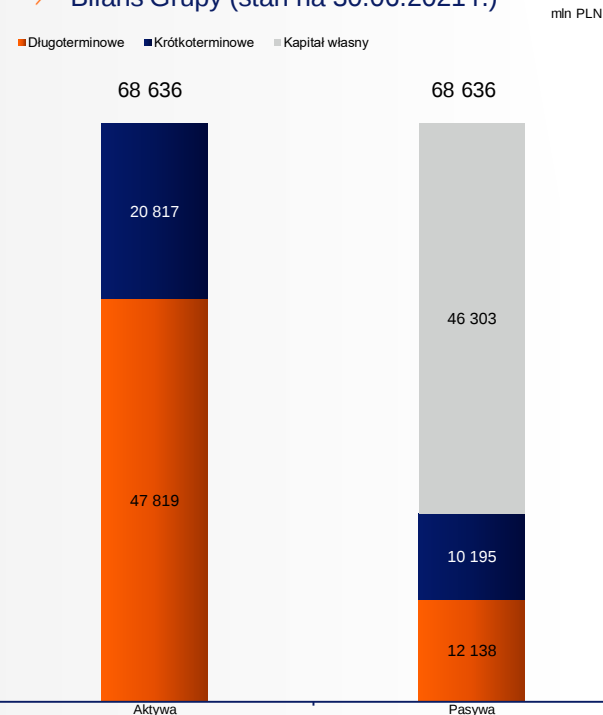
> CAPEX – zrealizowany na 30 czerwca 2021 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2021 r. - 30.06.2021 r.)



> Bilans Grupy (stan na 30.06.2021 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,07 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q2 2021	Q1 2021	Q4 2020	Q3 2020	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	FY 2020	FY 2019	FY 2018	FY 2017
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	487	539	488	441	442	444	452	451	439	1 815	1 819	1 834	1 863
<i>w tym w Polsce</i>	319	317	328	330	336	343	348	337	327	1337	1 337	1 296	1 315
<i>w tym w Norwegii</i>	168	222	159	112	106	101	104	114	112	478	481	538	548
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	604	706	731	673	582	719	721	645	601	2 705	2 671	2 712	2 674
<i>w tym w Polsce</i>	522	620	642	591	526	650	668	593	556	2 409	2 478	2 512	2 524
<i>w tym w Pakistanie</i>	82	86	88	82	56	69	53	52	45	295	193	200	150
RAZEM (przeliczony na E)	1 092	1 245	1 218	1 114	1 024	1 163	1 173	1 096	1 040	4 519	4 489	4 546	4 537
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]													
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	6 496	10 745	8 866	5 022	5 955	10 119	8 735	5 175	5 715	29 962	29 057	27 466	25 291
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 125	1 513	1 252	902	931	1 362	1 487	1 305	1 099	4 447	5 242	3 929	2 186
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	404	532	495	357	342	482	447	350	336	1 676	1 597	1 578	1 496
RAZEM (przeliczony na E)	6 899	11 277	9 361	5379	6 297	10 601	9 182	5 525	6 051	31 638	30 654	29 044	26 787
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	224	264	273	219	192	250	235	210	170	934	844	855	796
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]													
Razem	4 170	4 102	3 618	3 697	4 012	3 462	3 965	3 508	3 710	14 789	14 851	13 530	13 714
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 566	2 256	2 370	2 510	2 194	1 923	2 654	2 316	2 186	8 997	8 946	9 038	9 656
<i>w tym: LNG</i>	1 245	796	808	755	1 213	982	948	706	1 044	3 757	3 425	2 713	1 715
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]													
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	280	328	362	306	331	325	328	275	290	1324	1 216	1 345	1 257
<i>w tym w Polsce</i>	151	174	184	159	167	200	208	184	177	710	776	818	787
<i>w tym w Norwegii</i>	129	154	178	147	164	125	120	91	113	615	440	527	470
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	366	251	361	324	369	277	361	295	266	1331	1 210	1 410	1 270
<i>w tym w Polsce</i>	142	178	182	161	159	210	201	182	177	712	771	817	791
<i>w tym w Norwegii</i>	224	73	179	163	210	67	160	113	89	619	439	593	479
WYTWARZANIE													
Produkcja E.e. netto (sprzedaż) [TJ]	6 543	17 001	13 020	3 083	6 789	16 048	12 984	3 268	6 040	38 940	39 263	40 659	42 607
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	614	1 223	1 165	454	637	1 382	1 266	425	744	3 638	3 948	3 974	3 882