





Q1 2020

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za I kwartał 2020 r.

4 czerwca 2020 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q1 2020
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobycie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki



Kluczowe wydarzenia Q1 2020

3

01
> styczeń



- > Trzy nowe koncesje poszukiwawcze PGNiG Upstream Norway na Norweskim Szelfie Kontynentalnym w ramach corocznej rundy koncesyjnej (APA 2019).
- > Finalizacja zakupu dodatkowych 10% udziałów w złożu Duva

02
> luty



- > Umowa z Aker BP na nabycie udziałów w złożu Alve Nord i zwiększenie dotychczasowego udziału w eksploatowanym złożu Gina Krog o 3,3 p.p.

03
> marzec



- > Uruchomienie produkcji ze złoża Skogul – ok. 115 tys. ton w 2020 r.



- > Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa – wzrost cen i stawek opłat sieciowych średnio o 3,5% od 3 kwietnia 2020 r.

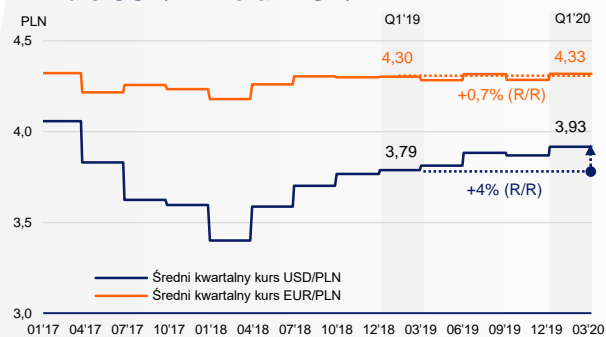


- > **Wydanie przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie korzystnego wyroku końcowego dla PGNiG SA w postępowaniu arbitrażowym przeciwko spółce Gazprom. Rozliczenia dostaw w marcu 2020 r. wedle nowej formuły cenowej.**

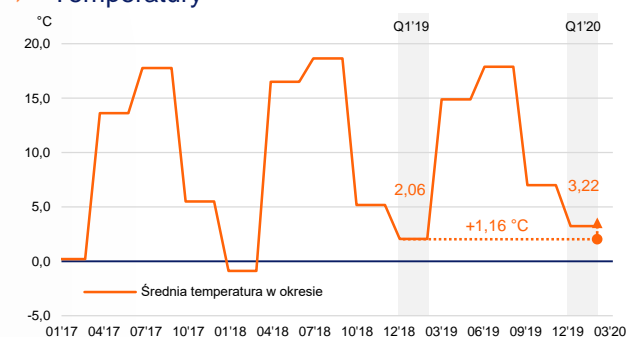
Czynniki zewnętrzne i rynkowe

- > Wzrost kursu USD/PLN w Q1 2020 r. o 4% R/R, do poziomu 3,93 zł.
- > Wzrost kursu EUR/PLN w Q1 2020 r. o 0,7% R/R, do poziomu 4,33 zł.
- > Wzrost średniej temperatury* w Q1 2020 o 1,2°C R/R.

> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN

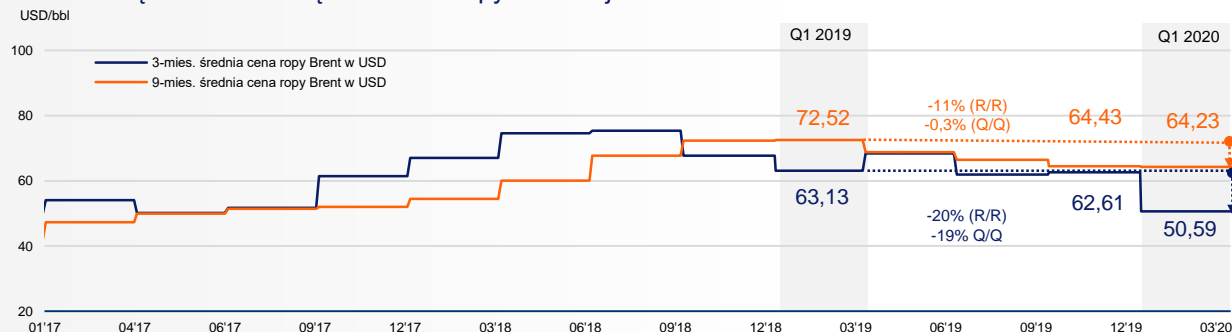


> Temperatury*



- > Spadek 3-miesięcznej (kwartalnej) średniej ceny ropy o 20% R/R, do poziomu 50,59 dolarów za baryłkę.

> 3-miesięczna i 9-miesięczna cena ropy naftowej

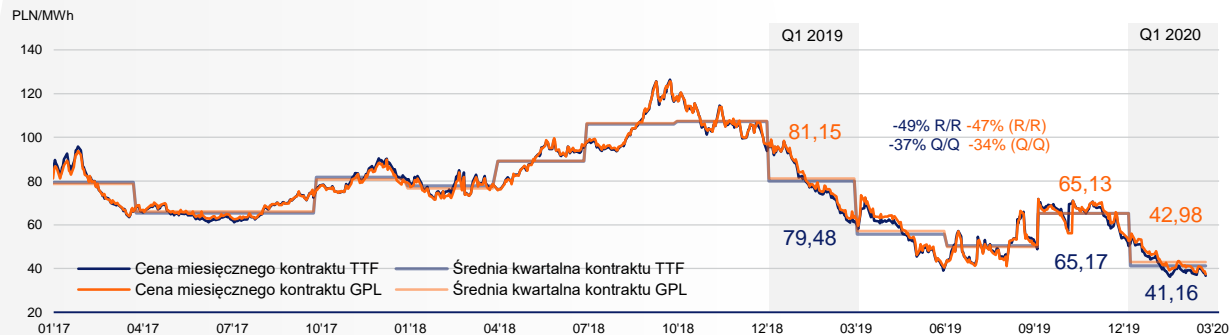


- > Spadek 9-miesięcznej średniej ceny ropy o 11% R/R do poziomu 64,23 dolarów za baryłkę na koniec Q1 2020.

* punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów

- > Spadek cen gazu TTF i GPL (kontrakt Month-Ahead) w Q1 2020 denominowane w PLN odpowiednio o -49% i -47% R/R.
- > Spadek średnioważonej wolumenem ceny kontraktów na TGE o 20%, a RDN o 40% R/R.
- > Wolumen obrotu na TGE w Q1 2020, z uwzględnieniem wszystkich kontraktów i wg terminu wykonania, wyższy o około 3% R/R.

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



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



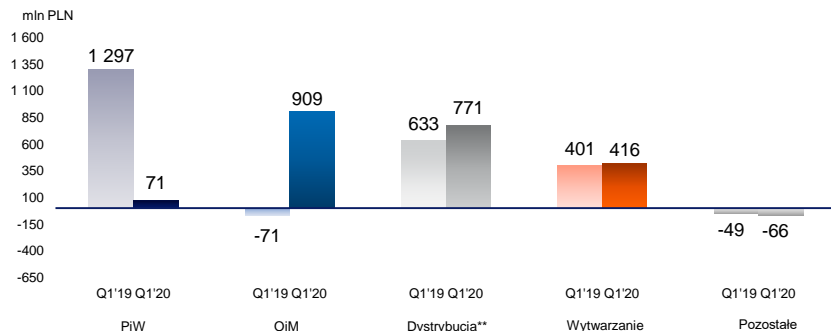
Uwagi:

- > 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.

Podstawowe wyniki finansowe w Q1 2020

[mln PLN]	Q1 2019**	Q1 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	14 340	13 756	-4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-12 122	-11 678	-4%
EBITDA	2 218	2 078	-6%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	2 200	2 835	+29%
Amortyzacja	-789	-871	+10%
EBIT	1 429	1 207	-16%
Wynik na działalności finansowej	6	-270	-44x
Zysk netto	1 100	779	-29%

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2020 vs Q1 2019*



*Eliminacje w Q1 2019: 7 mln PLN oraz w Q1 2020: -23 mln PLN

**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.

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -396 mln PLN (-35% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -103 mln PLN (-22% R/R).
- Zawiązanie odpisu na majątek trwały w Q1 2020 na poziomie -758 mln PLN wobec rozwiązania odpisu w Q1 2019 na poziomie +18 mln PLN.

Obrót i Magazynowanie

- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -7% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o -15% R/R, przy wyższym o 7% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +819 mln PLN vs +179 mln PLN w Q1 2019.
- Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +255 mln PLN. W Q1 2019 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +37 mln PLN.

Dystrybucja

- Wyższy o +2% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz niższe o -1% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu wyższe o +146 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

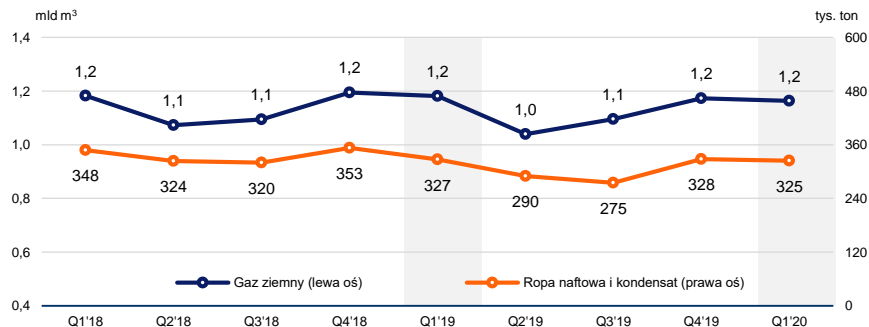
- Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła (wzrost o 2% R/R) przy wyższej o 1,2°C średniej temperaturze w Q1 2020 i niższych o -5% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA.
- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o -3% R/R przy niższych o -9% wolumenach sprzedaży (wyższa cena wykonania kontraktów na sprzedaży energii elektrycznej).

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Spadek przychodów na skutek niższych R/R cen ropy i gazu (RDN na TGE) przy stabilnych wolumenach wydobycia ropy i gazu.

[mln PLN]	Q1 2019	Q1 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 712	1 271	-26%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-415	-1 200	+189%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-13	-17	+31%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	18	-758	-45x
EBITDA	1 297	71	-95%
Amortyzacja	-278	-275	-1%
EBIT	1 019	-204	-120%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-35% R/R, o -396 mln PLN) w wyniku spadku o -40% średniej ceny gazu RDN na TGE przy stabilnych (spadek o -1% R/R) wolumenach sprzedaży.
- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-22% R/R, o -103 mln PLN) przy spadku wolumenu sprzedaży o -4% R/R oraz niższej o -20% średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -4% R/R na poziomie 200 tys. ton; w Norwegii: wyższe o +7% R/R na poziomie 125 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -17 mln PLN w Q1 2020 wobec -13 mln PLN w Q1 2019.
- Zawiązanie odpisów na majątek trwały: -758 mln PLN w Q1 2020 wobec rozwiązania odpisów na poziomie +18 mln PLN w Q1 2019.
- Pozycja *overlift / underlift* w Norwegii w Q1 2020 r.: wpływ wyceny na wynik w Q1 2020 r. na poziomie +72 mln PLN (niższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q1 2019 r. odnotowano pozycję *overlift / underlift* – wpływ wyceny na wynik Q1 2019 r. to +64 mln PLN.

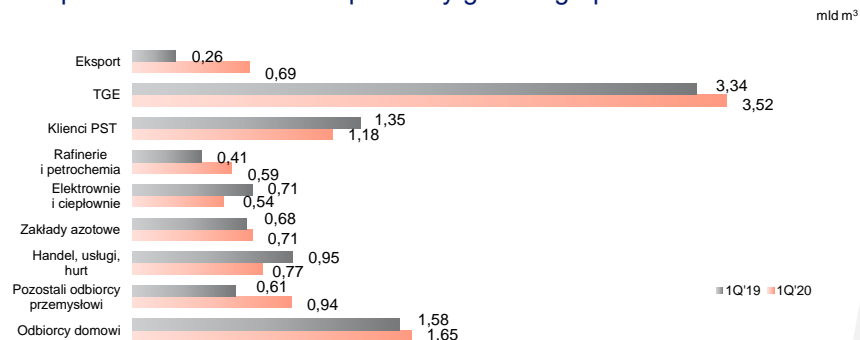


Segment – Obrót i Magazynowanie

Wyniki segmentu pod wpływem wyższych wolumenów sprzedaży poza Grupę oraz niższych R/R kosztów paliwa gazowego.

[mln PLN]	Q1 2019	Q1 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	11 693	11 042	-6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-11 764	-10 133	-14%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	37	255	7x
EBITDA	-71	909	15x
Amortyzacja	-50	-53	+8%
EBIT	-121	856	9x

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Komentarz

- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,7 mld PLN tj. o -7% (do 10,2 mld PLN w Q1 2020) oraz spadek kosztów paliwa gazowego o 1,6 mld zł tj. o -15% R/R (do 9,2 mld PLN w Q1 2020) przy wyższym wolumenie sprzedaży o +7% R/R w segmencie poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń w wysokości +819 mln PLN w Q1 2020 vs +179 mln PLN w Q1 2019.
- > Wyższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q1 2020: 1,92 mld m³ vs Q1 2019: 1,79 mld m³) oraz LNG (+0,26 mld m³ R/R). Niższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q1 2020: 0,56 mld m³ vs Q1 2019: 1,15 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 750 mln PLN, wzrost o 82 mln PLN R/R (+12% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 83 mln PLN (+13% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q1 2020 na poziomie +255 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q1 2019 na poziomie +37 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q1 2020 wyniósł -121 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -82 mln PLN w Q1 2020 wobec -77 mln PLN R/R w Q1 2019.



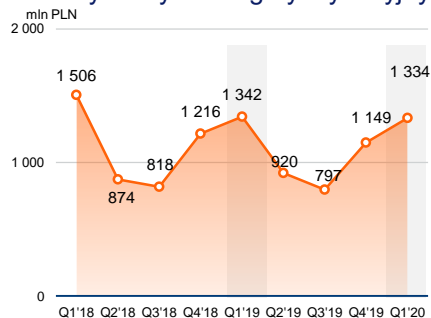
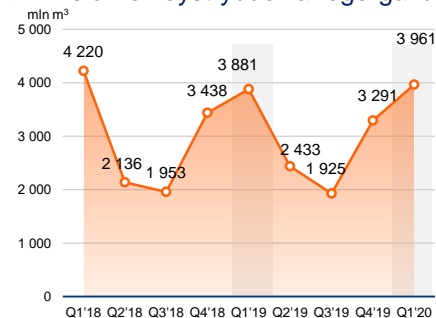
* Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PiW i OiM.

Segment – Dystrybucja

Wyniki segmentu pod wpływem wyższych wolumenów dystrybuowanego gazu i zmian regulacji w zakresie bilansowania systemu.

[mln PLN]	Q1 2019*	Q1 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 388	1 399	+1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-755	-628	-17%
EBITDA	633	771	+22%
Amortyzacja	-242	-260	+7%
EBIT	391	511	+31%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

- > Nieznacznie wyższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o 2% R/R) sięgające 3,96 mld m³, przy wyższej średniej temperaturze w kwartale o 1,2°C R/R.
- > Stabilny poziom przychodów ze świadczenia usługi dystrybucyjnej (spadek o -8 mln PLN, czyli -1% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +16 mln PLN w Q1 2020 wobec -131 mln PLN rok wcześniej:
 - > nowa instrukcja tzw. IRiESD, wprowadzająca zmiany do systemu bilansowania handlowego w dystrybucji gazu ziemnego od dnia 1 stycznia 2020 r. - zmiany objęły m.in. wprowadzenie rocznego okresu rozliczeń różnicy między alokacjami rozliczeniowymi a usługą dystrybucyjną, z uwzględnieniem średniorocznej ceny gazu na TGE – odejście od miesięcznego rozliczania różnicy między gazem wprowadzonym a pobranym z sieci i wprowadzenie tzw. procedury wyrównania, w ramach której raz do roku będzie przeprowadzony proces porównania ilości wprowadzonych i odebranych z sieci.
- > Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 37 mln PLN (+11% R/R).

Segment – Wytwarzanie

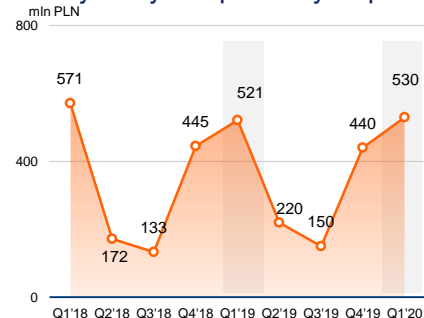
Wyniki segmentu pod wpływem wyższej temperatury, niższych wolumenów sprzedaży oraz wyższej taryfy na sprzedaż ciepła.

[mln PLN]	Q1 2019	Q1 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	952	973	+2%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-551	-557	+1%
EBITDA	401	416	+4%
Amortyzacja	-204	-268	+32%
EBIT	197	148	-25%

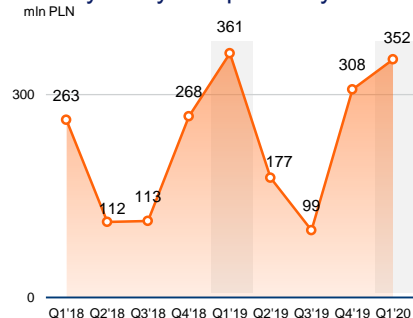
Komentarz

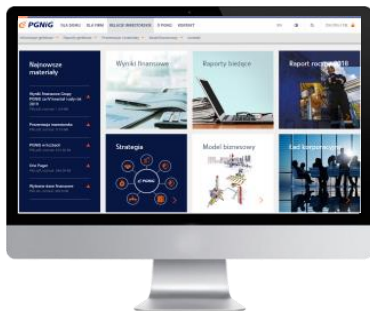
- Spadek przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o -3% R/R do poziomu 352 mln PLN i niższym wolumenie sprzedaży (-9% R/R).
- Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +2% R/R na poziomie 530 mln PLN przy wyższej średniej temperaturze, niższych wolumenach sprzedaży ciepła (-5% R/R) z uwzględnieniem średniego wzrostu taryfy na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA w stosunku do dotychczas obowiązującej o około +7,3% (obowiązuje od 1 września 2019 r.).
- Wzrost kosztów amortyzacji w segmencie o 65 mln PLN R/R m.in. w wyniku amortyzacji uprawnień do emisji CO₂.
- Wolumen sprzedaży w Q1 2020:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 16,05 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 1,38 TWh.

> Przychody ze sprzedaży ciepła



> Przychody ze sprzedaży Ee z wyt.





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

Anna Galińska

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 41 09

kom.: +48 723 514 086

e-mail: anna.galinska@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 47 97

kom.: +48 723 239 162

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

faks: +48 22 691 81 23

www.pgnig.pl

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, oceny i prognozy zawarte w niniejszej prezentacji (Prezentacja) są przygotowywane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) S.A. na podstawie publicznie dostępnych informacji. Informacje zawarte w Prezentacji mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia, mogą być niepełne lub skrócone, oraz mogą nie zawierać wszystkich istotnych informacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią oferty inwestycyjnej, rekomendacji inwestycyjnej ani oferty świadczenia jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierżeń 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.

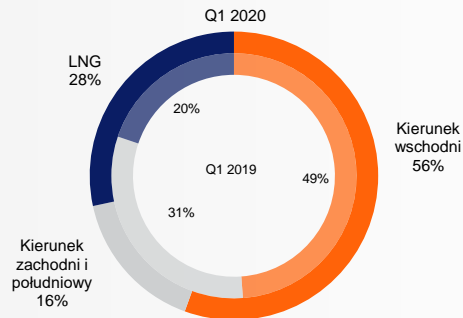
- > 1. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 2. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 3. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 4. Wolumeny operacyjne



Sprzedaż i struktura importu gazu

- Wzrost udziału kierunku wschodniego wynikający oraz LNG przy spadku udziału kierunku zachodniego i południowego. W Q1 2020 r. rozładowano 10 gazowców, w tym: 3 z kontraktu z Qatargas oraz 7 ładunków spot.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG SA (istotny wzrost eksportu).

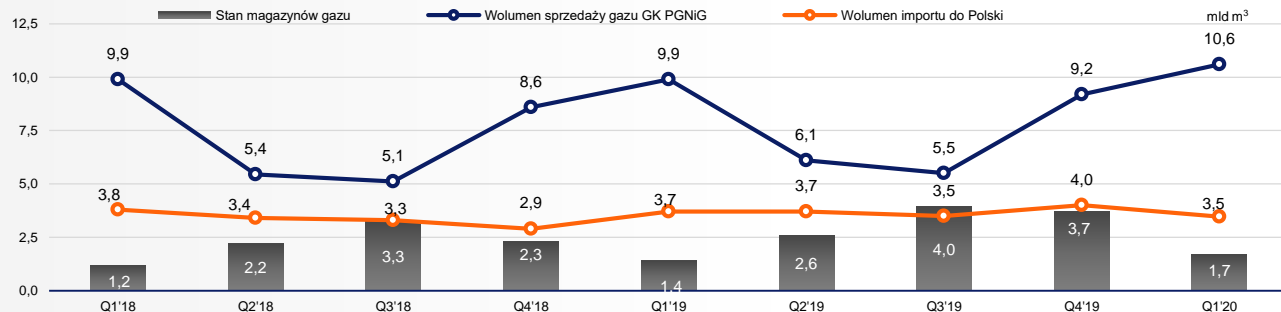
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q1 2019	Q1 2020	Δ%
Grupa PGNiG:	9 896	10 601	+7%
<i>PGNiG SA</i>	5 715	6 314	+10%
<i>PGNiG OD</i>	2 829	2 925	+3%
<i>PST</i>	1 352	1 362	+1%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



Komentarz:

- Zapas LNG w terminalu: 5 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.03.2020 r.).

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

Koszty operacyjne w Q1 2020 vs Q1 2019

[mln PLN]	Q1 2019	Q1 2020	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-9 931	-8 694	-12%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-383	-360	-6%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-416	-518	+25%
Świadczenia pracownicze	-713	-800	+12%
Usługa przesyłowa	-261	-259	-1%
Pozostałe usługi obce	-408	-419	+3%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-93	-98	+5%
Podatki i opłaty	-500*	-574	+15%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne**	248	445	+79%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	19	253	+14x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-116	-143	+23%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	5	-774	-157x
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-13	-17	+31%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	18	-757	-44x
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	237	275	+16%
Amortyzacja	-789	-871	+10%
Koszty operacyjne ogółem	-12 911	-12 549	-3%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 980	-3 855	+29%

Komentarz

- › Spadek kosztów sprzedanego gazu o -12% R/R – niższy o -11% R/R poziom 9-miesięcznej ceny ropy Brent wyrażonej w USD oraz wpływ zastosowania - od 1 marca 2020 roku - w rozliczeniach za gaz dostarczany na podstawie kontraktu jamalskiego zasądzonej formuły cenowej na podstawie wyroku Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie.
- › Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do 389 mln PLN, czyli o 32% R/R) na skutek wyższych cen energii elektrycznej R/R.
- › Spadek kosztów związanych z zakupem surowców (głównie węgla) do produkcji ciepła i energii o -22 mln PLN, czyli 6% R/R.
- › Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+12% R/R) głównie na skutek wzrostu świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.
- › Stabilne R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-17 mln PLN w Q1 2020 vs -13 mln PLN w Q1 2019). Zarówno w Q1 2020, jak i w Q1 2019 spisano 1 odwiert.
- › Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -757 mln PLN w Q1 2020. W Q1 2019 rozwiązanie odpisu na poziomie +18 mln PLN.
- › Zmiana stanu rezerw netto: -143 mln PLN w Q1 2020 vs -116 mln PLN w Q1 2019, w tym stabilnym poziomem zawiązanych rezerw na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -87 mln PLN w Q1 2020 vs -82 mln PLN w Q1 2019.
- › Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q1 2020 na poziomie +255 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q1 2019 na poziomie +37 mln PLN.
- › Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej -162 mln PLN w Q1 2020 vs. +18 mln PLN w Q1 2019.
- › Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +206 mln PLN w Q1 2020 vs +15 mln PLN w Q1 2019.

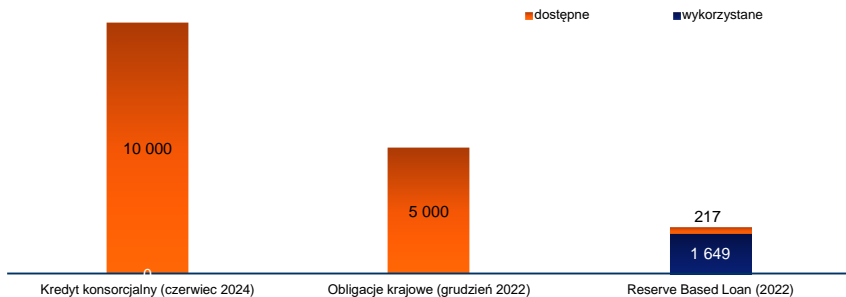
* Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31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

** 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.

Zadłużenie i źródła finansowania

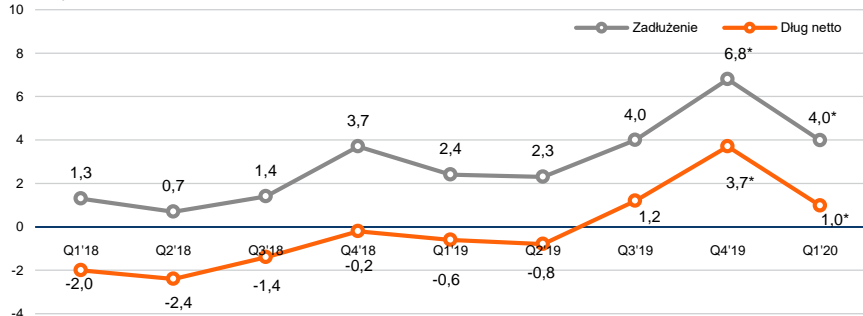
> Źródła finansowania (stan na 31.03.2020 r.)

mln PLN



> Zadłużenie na koniec kwartału

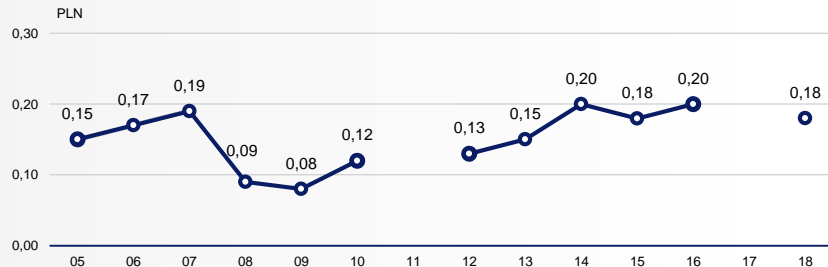
mlrd PLN



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

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

> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



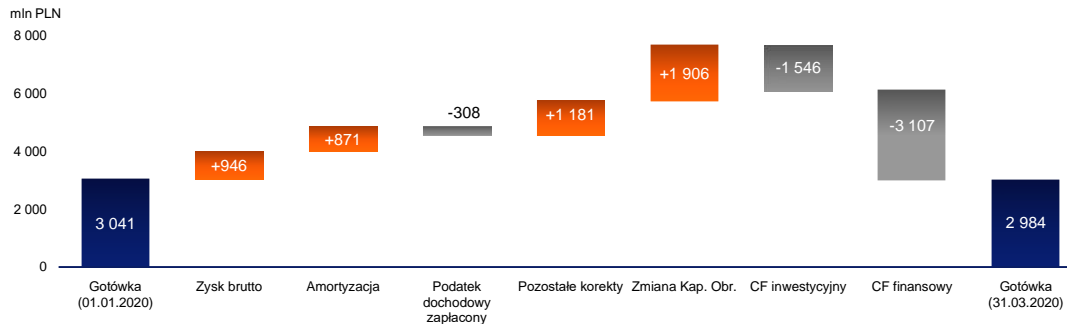
- > 26 maja 2020 r. Zarząd PGNiG podjął decyzję o rekomendowaniu Walnemu Zgromadzeniu PGNiG przeznaczenia kwoty 520 048 337,13 zł z zysku netto za 2019 rok na wypłatę dywidendy. Oznacza to wypłatę dywidendy na jedną akcję w wysokości 0,09 zł.
- > Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG zostało zwołane na 24 czerwca 2020 r.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

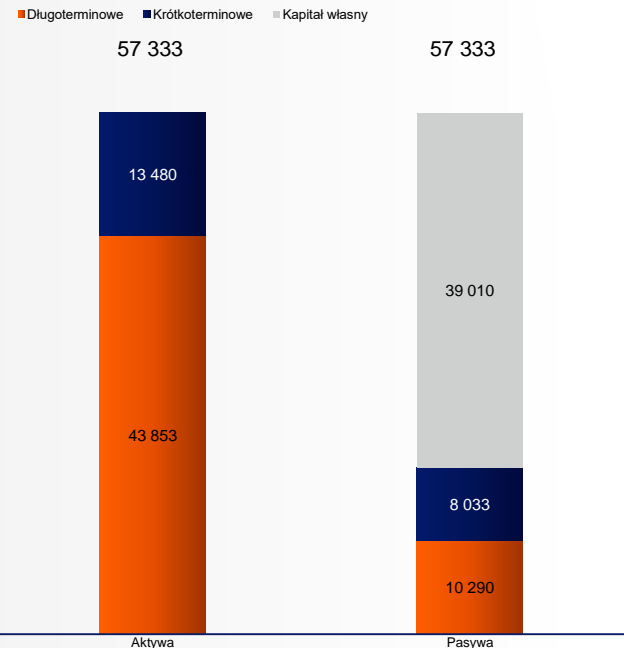
> CAPEX – zrealizowany na 31 marca 2020 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2020 r. - 31.03.2020 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.03.2020 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,03 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	Q4 2017	Q3 2017	FY 2019	FY 2018	FY 2017	FY 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	444	452	451	439	477	473	436	461	464	461	459	1 819	1 834	1 863	1 919
<i>w tym w Polsce</i>	343	348	337	327	326	336	323	314	323	335	325	1 337	1 296	1 315	1 401
<i>w tym w Norwegii</i>	101	104	114	112	151	137	113	147	141	126	134	481	538	548	518
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	719	721	645	601	704	722	659	612	719	731	664	2 671	2 712	2 674	2 540
<i>w tym w Polsce</i>	650	668	593	556	661	673	606	559	674	684	627	2 478	2 512	2 524	2 481
<i>w tym w Pakistanie</i>	69	53	52	45	43	49	53	53	45	47	37	193	200	150	59
RAZEM (przeliczony na E)	1 163	1 173	1 096	1 040	1 181	1 195	1 095	1 073	1 183	1 192	1 123	4 489	4 546	4 537	4 458
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]															
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	10 119	8 735	5 175	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	7 603	4 298	29 057	27 466	25 291	22 895
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 362	1 487	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	603	452	5 242	3 929	2 186	2 510
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	482	447	350	336	465	442	337	308	491	419	296	1 597	1 578	1 496	1 371
RAZEM (przeliczony na E)	10 601	9 182	5 525	6 051	9 896	8 583	5 114	5 442	9 905	8 022	4 594	30 654	29 044	26 787	24 266
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	250	235	210	170	229	228	211	179	237	226	182	844	855	796	718
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]															
Razem	3 462	3 965	3 508	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	3 673	3 488	14 851	13 530	13 714	11 527
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	1 923	2 654	2 316	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	2 540	1 889	8 946	9 038	9 656	10 248
<i>w tym: LNG</i>	982	948	706	1 044	727	759	635	815	505	383	470	3 425	2 713	1 715	974
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]															
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	325	328	275	290	324	353	320	324	348	329	313	1 216	1 345	1 257	1 318
<i>w tym w Polsce</i>	200	208	184	177	208	219	202	189	208	220	203	776	818	787	763
<i>w tym w Norwegii</i>	125	120	91	113	116	134	118	135	140	109	110	440	527	470	555
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	277	361	295	266	288	378	309	294	429	313	251	1 210	1 410	1 270	1 346
<i>w tym w Polsce</i>	210	201	182	177	210	225	194	188	210	222	190	771	817	791	753
<i>w tym w Norwegii</i>	67	160	113	89	78	153	115	106	219	91	61	439	593	479	593
WYTWARZANIE															
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	16 048	12 984	3 268	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	14 195	3 476	39 263	40 659	42 607	39 527
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 382	1 266	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	1 280	407	3 948	3 974	3 882	3 604