





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za IV kwartał i 2019 rok



12 marca 2020 r.

Spis Treści

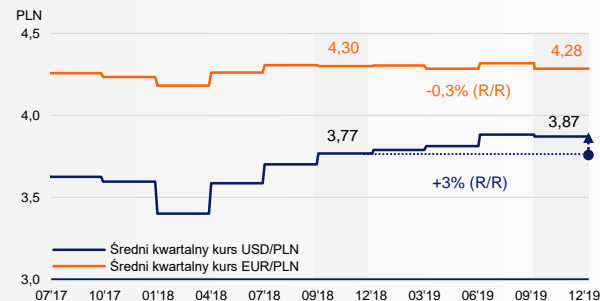
- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe – Q4 2019
- > 3. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 4. Załączniki



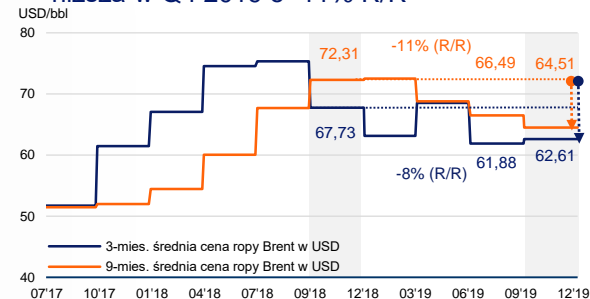
Czynniki wpływające na wynik finansowy

- › Niższe notowania cen produktów, w tym kwartalnej średniej ceny ropy oraz ceny gazu RDN na TGE.

› Słabszy PLN wobec USD R/R



› 9-miesięczna średnia cena ropy Brent niższa w Q4 2019 o -11% R/R



› Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



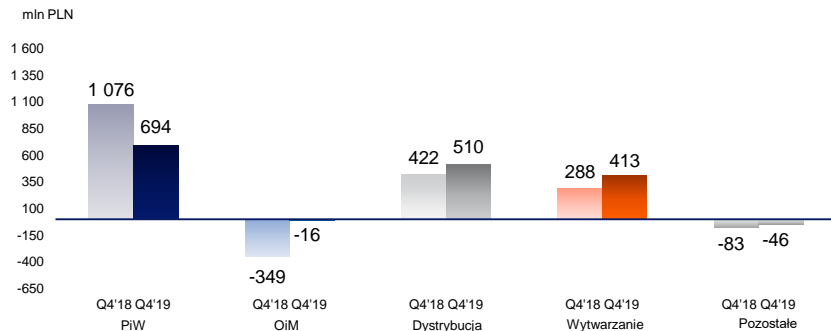
Uwagi:

- › 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 Q4 2019

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	12 753	12 370	-3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-11 406	-10 795	-5%
EBITDA	1 347	1 575	+17%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	1 574	1 801	+14%
Amortyzacja	-751	-943	+26%
EBIT	596	632	+6%
Wynik na działalności finansowej	-14	-17	+20%
Zysk netto	388	30*	-92%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q4 2019 vs Q4 2018**



* W dniu 14 lutego 2020 r. PGNiG TERMIKA S.A. – spółka zależna PGNiG – rozpoznała odpis z tytułu aktualizacji wartości posiadanego pakietu akcji Polskiej Grupy Górniczej S.A. („PGG”). Wpływ wyceny metodą praw własności udziałów w PGG na skonsolidowany wynik netto Grupy Kapitałowej PGNiG w Q4 2019 roku wyniósł -272 mln PLN.

**Eliminacje w Q4 2018: -6 mln PLN oraz w Q4 2019: +20 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -579 mln PLN (-43% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -20 mln PLN (-3% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na majątek trwały: -212 mln PLN wobec -239 mln PLN w Q4 2018.

Obrót i Magazynowanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -7% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o -13% R/R, przy wyższym o +7% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +188 mln PLN vs +45 mln PLN w Q4 2018.
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie -339 mln PLN. W Q4 2018 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -15 mln PLN.

Dystrybucja

- > Niższy o -4% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz niższe o -6% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu wyższe o +134 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

- > Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła (spadek o -1% R/R) przy wyższej o 1,9°C średniej temperaturze w Q4 2019 i niższych o -9% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA.
- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o +15% R/R przy niższych o -4% wolumenach sprzedaży i wyższych notowaniach energii elektrycznej.
- > Rozwiązanie rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w kwocie +85 mln zł.

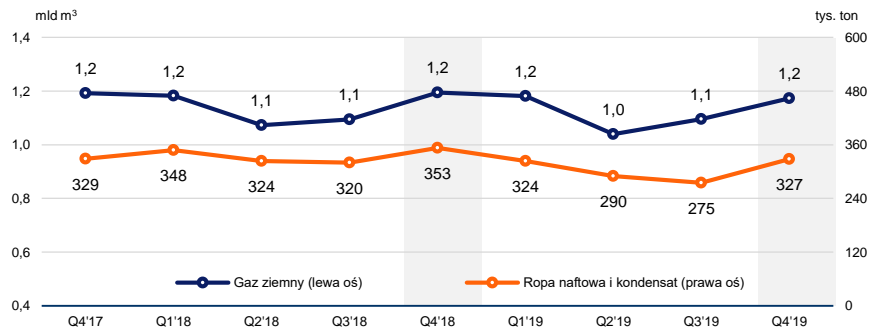


Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Spadek przychodów na skutek niższych R/R cen ropy i gazu (RDN na TGE) oraz niższych wolumenów wydobywania ropy.

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	2 156	1 586	-26%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-1 080	-892	-17%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-146	-144	-1%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	-239	-212	-11%
EBITDA	1 076	694	-36%
Amortyzacja	-289	-254	-12%
EBIT	787	440	-44%

Wolumen wydobywania gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- › Nieznacznie niższe przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-3% R/R, o -20 mln PLN) przy spadku wolumenu sprzedaży o -5% R/R oraz niższej o -8% średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- › Wolumeny wydobywania ropy w Norwegii niższe o -11% R/R na poziomie 120 tys. ton.
- › Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-43% R/R, o -579 mln PLN) w wyniku spadku o -41% ceny gazu RDN na TGE oraz niższych o -3% R/R wolumenów sprzedaży.
- › Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -144 mln PLN w Q4 2019 wobec -146 mln PLN w Q4 2018.
- › Zawiązanie odpisów na majątek trwały: -212 mln PLN w Q4 2019 wobec zawiązania odpisów na poziomie -239 w PLN w Q4 2018.
- › Pozycja *overlift / underlift* w Norwegii w Q4 2019 r. – wpływ wyceny na wynik w Q4 2019 r. na poziomie -74 mln PLN (wyższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q4 2018 r. odnotowano pozycję *overlift / underlift* – wpływ wyceny na wynik Q4 2018 r. to -16 mln PLN.

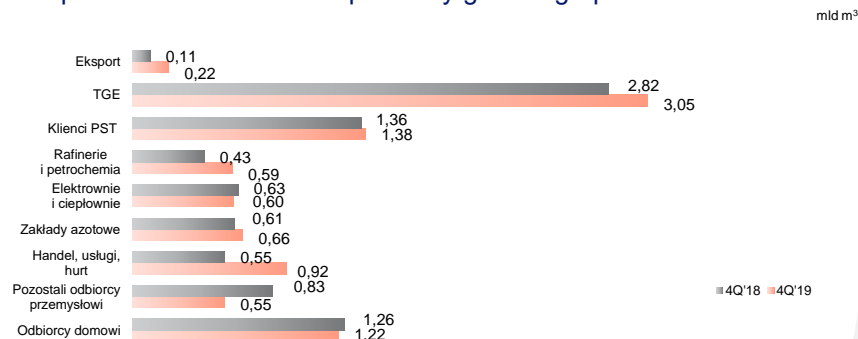


Segment – Obrót i Magazynowanie

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

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 382	10 216	-2%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-10 732	-10 232	-5%
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	-15	-339	+23x
EBITDA	-349	-16	-95%
Amortyzacja	-48	-64	+33%
EBIT	-397	-80	-80%

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



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

Komentarz

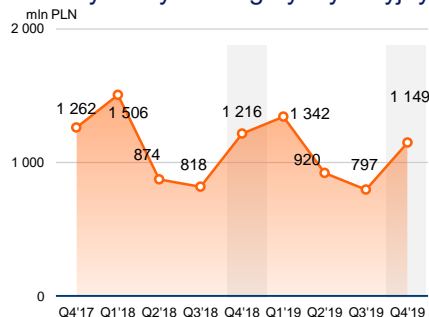
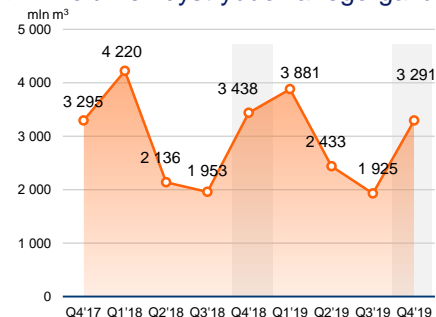
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,7 mld PLN tj. o -7% (do 8,8 mld PLN w Q4 2019) oraz spadek kosztów paliwa gazowego o 1,2 mld zł tj. o -13% R/R (do 8,3 mld PLN w Q4 2019) przy wyższym wolumenie sprzedaży o +7% R/R w segmencie poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń w wysokości +188 mln PLN w Q4 2019 vs +45 mln PLN w Q4 2018
- > Wyższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q4 2019: 2,65 mld m³ vs Q4 2018: 1,10 mld m³) oraz LNG (+0,2 mld m³ R/R). Niższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q4 2019: 0,36 mld m³ vs Q4 2018: 1,09 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 770 mln PLN, wzrost o 178 mln PLN R/R (+30% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 214 mln PLN (+38% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q4 2019 na poziomie -339 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q4 2018 na poziomie -15 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q4 2019 wyniósł -376 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -46 mln PLN w Q4 2019 wobec -31 mln PLN R/R w Q4 2018.

Segment – Dystrybucja

Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy, niższych wolumenów dystrybuowanego gazu oraz niższego ujemnego salda z tytułu bilansowania systemu.

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 156	1 154	-
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-734	-644	-12%
EBITDA	422	510	+21%
Amortyzacja	-239	-292	+22%
EBIT	183	218	+20%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

- > Nieznacznie niższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o -4% R/R) sięgający 3,29 mld m³, przy wyższej średniej temperaturze w kwartale o 1,8°C R/R.
- > Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 67 mln PLN (-6% R/R), na skutek niższego poziomu taryfy od 15 lutego 2019 r. (ok. -5% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -174 mln PLN w Q4 2019 wobec -308 mln PLN rok wcześniej.
- > Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 45 mln PLN (+15% R/R).



Segment – Wytwarzanie

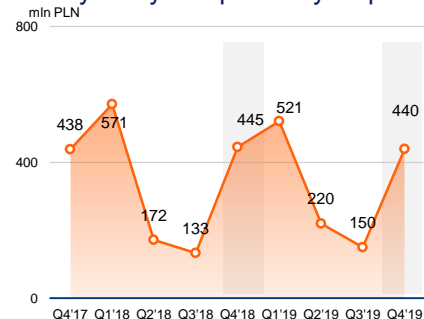
Wyniki segmentu pod wpływem niższych wolumenów sprzedaży, wyższej taryfy na sprzedaż ciepła oraz wyższych rynkowych cen energii

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	820	845	+3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-533	-432	-19%
EBITDA	288	413	+44%
Amortyzacja	-158	-316	+2x
EBIT	129	97	-25%

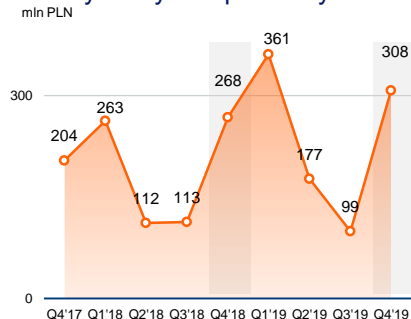
Komentarz

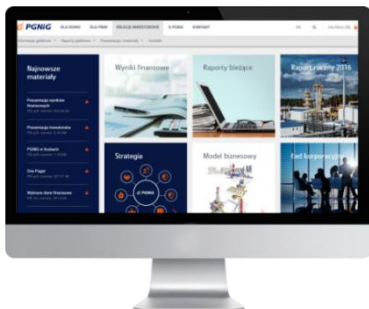
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o +15% R/R do poziomu 308 mln PLN przy wyższych cenach rynkowych i niższym wolumenie sprzedaży (-4% R/R).
- Niższe przychody ze sprzedaży ciepła o -1% R/R na poziomie 440 mln PLN na skutek wyższej średniej temperatury, niższych wolumenów sprzedaży ciepła (-9% R/R) oraz 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 158 mln PLN R/R m.in. w wyniku rozwiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w kwocie +85 mln PLN.
- Wolumen sprzedaży w Q4 2019:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 12,98 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 1,27 TWh.

> Przychody ze sprzedaży ciepła



> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.





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

Weronika Zajac

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 46 51

kom.: +48 885 888 870

e-mail: weronika.zajac@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Anna Galińska

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 41 09

kom.: +48 723 514 086

e-mail: anna.galinska@pgnig.pl

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 jakiejkolwiek 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 zwróć 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.

Załączniki

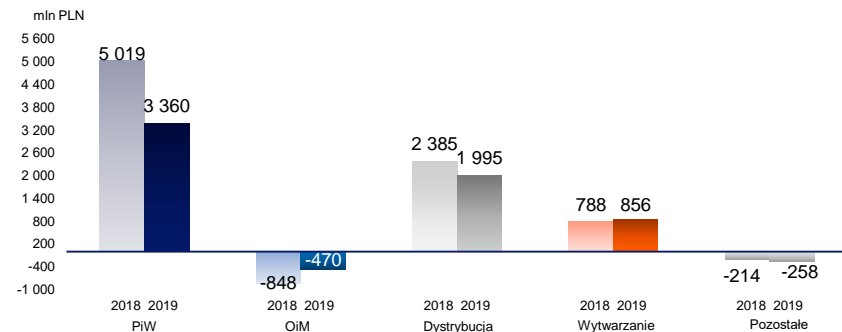
- > 1. Podstawowe wyniki finansowe za 2019 rok
- > 2. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne



Podstawowe wyniki finansowe za 2019 rok

[mln PLN]	2018	2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	41 234	42 023	+2%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-34 119	-36 519	+7%
EBITDA	7 115	5 504	-23%
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	6 891	5 904	-14%
Amortyzacja	-2 720	-3 056	+12%
EBIT	4 395	2 448	-44%
Wynik na działalności finansowej	-4	-54	+14x
Zysk netto	3 209	1 371*	-57%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w 2019 vs 2018**



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -1 450 mln PLN (-32% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -442 mln PLN (-17% R/R).
- > Odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego -354 mln PLN wobec +203 mln PLN w 2018.
- > Koszty sejsmiki oraz spisanych odwiertów: -258 mln PLN wobec -687 mln PLN w 2018.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +3% R/R (z uwzgl. transakcji zabezpieczających) oraz kosztów paliwa gazowego o +1% R/R, przy wyższym o +6% wolumenie sprzedaży gazu z segmentu poza Grupę.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +571 mln PLN vs -362 mln PLN w 2018.
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu o -305 mln PLN. W 2018 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -21 mln PLN.

Dystrybucja

- > Stabilny wolumen dystrybuowanego gazu (-2% R/R) oraz niższe o -5% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w związku z niższą stawką taryfy dystrybucyjnej od 15 lutego 2019 r. (ok. -5% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu: -30 mln PLN wobec -57 mln PLN w 2018.

Wytwarzanie

- > Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła (+1% R/R) przy wyższej średniej temperaturze w okresie (+0,6°C R/R) i niższych wolumenach sprzedaży (-3% R/R).
- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o +25% R/R przy wyższych cenach ee i niższym wolumenie sprzedaży (-1% R/R).

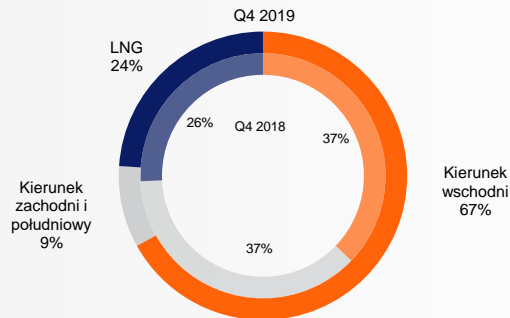
* W dniu 14 lutego 2020 r. PGNiG TERMIKA S.A. – spółka zależna PGNiG – rozpoznała odpis z tytułu aktualizacji wartości posiadanego pakietu akcji Polskiej Grupy Górniczej S.A. („PGG”). Wpływ wyceny metodą praw własności udziałów w PGG na skonsolidowany wynik netto Grupy Kapitałowej PGNiG w 2019 roku wyniósł -239 mln PLN.

**Eliminacje w 2018: -15 mln PLN oraz w 2019: +21 mln PLN

Sprzedaż i struktura importu gazu

- Wzrost udziału kierunku wschodniego wynikający z formuły take or pay oraz LNG przy spadku udziału kierunku zachodniego i południowego. W Q4 2019 r. rozładowano 9 gazowców, w tym 5 z kontraktu z Qatargas, 4 ładunki spot.
- Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PGNiG SA i PST.

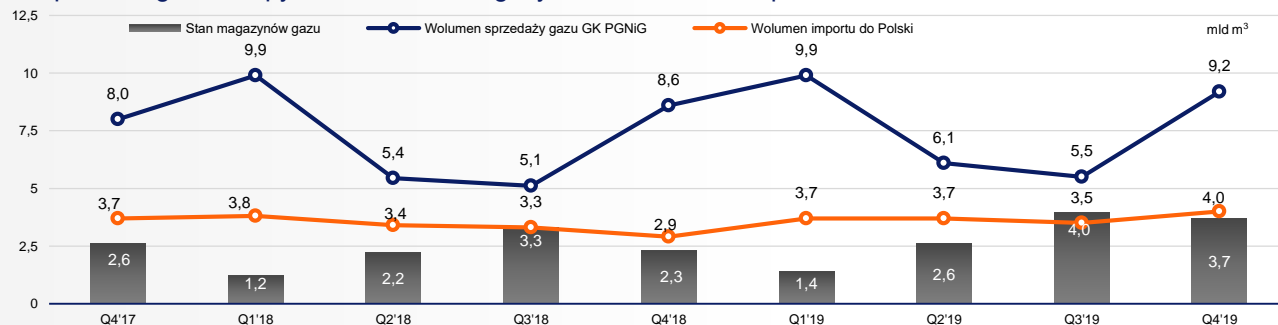
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Grupa PGNiG:	8 583	9 182	+7%
PGNiG SA	4 847	5 389	+11%
PGNiG OD	2 375	2 306	-3%
PST	1 360	1 487	+9%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



Komentarz:

- Zapás LNG w terminalu: 71 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.12.2019 r.).

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

Koszty operacyjne w Q4 2019 vs Q4 2018

[mln PLN]	Q4 2018	Q4 2019	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-8 531	-7 810	-8%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-314	-310	-1%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-437	-625	+43%
Świadczenia pracownicze	-852	-924	+8%
Usługa przesyłowa	-262	-265	+1%
Pozostałe usługi obce	-564	-509	-10%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-93	-96	+4%
Podatki i opłaty	-112	-80	-28%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne**	-235*	-231*	-2%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-56	-332	+6x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-79	39	-149%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-374	-371	-1%
<i>Koszt odwertów negatywnych i sejsmiki</i>	-146	-144	-1%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	-227	-226	-
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	275*	330*	+20%
Amortyzacja	-751	-943	+26%
Koszty operacyjne ogółem	-12 157	-11 738	-3%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 626	-3 928	+8%

Komentarz

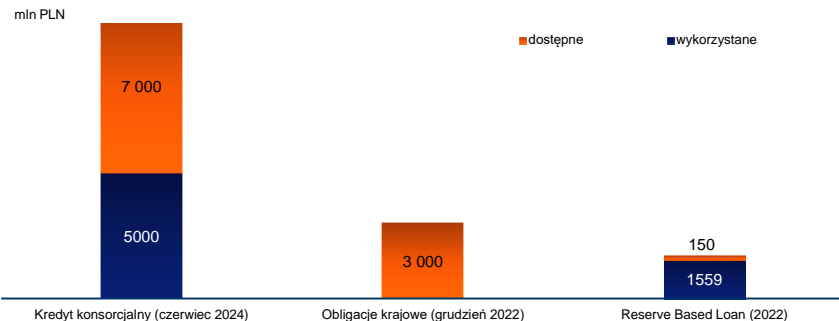
- Spadek kosztów sprzedanego gazu o -8% R/R – niższy o -11% R/R poziom 9-miesięcznej ceny ropy Brent wyrażonej w USD.
- Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do 463 mln PLN, czyli o 66% R/R) na skutek wyższych cen energii elektrycznej R/R.
- Stabilny poziom kosztów związanych z zakupem surowców (głównie węgla) do produkcji ciepła i energii.
- Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+8% R/R) głównie na skutek wzrostu świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.
- Stabilne R/R koszty odwertów negatywnych i sejsmiki (-1% R/R). W Q4 2019 spisano 5 odwertów negatywnych. W Q4 2018 spisano 11 odwertów negatywnych (-146 mln PLN).
- Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -226 mln PLN w Q4 2019. W Q4 2018 zawiązanie odpisu na poziomie -227 mln PLN.
- Wyższy poziom zmiany stanu rezerw o 118 mln PLN m.in. na skutek rozwiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ (+85 mln PLN w Q4 2019).
- Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -51 mln PLN w Q4 2019. W Q4 2018 zawiązanie rezerwy na poziomie -33 mln PLN.
- Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q4 2019 na poziomie -339 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q4 2018 na poziomie -15 mln PLN.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej -18 mln PLN w Q4 2019 vs. -51 mln PLN w Q4 2018.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +161 mln PLN w Q4 2019 vs +183 mln PLN w Q4 2018.

* Zmiana prezentacji kosztu nabycia uprawnień do emisji CO₂ w kwocie 470 mln PLN w Q4 2019 i 158 mln PLN w Q4 2018 z pozycji wartość sprzedanych towarów i materiałów w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych do pozycji koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby.

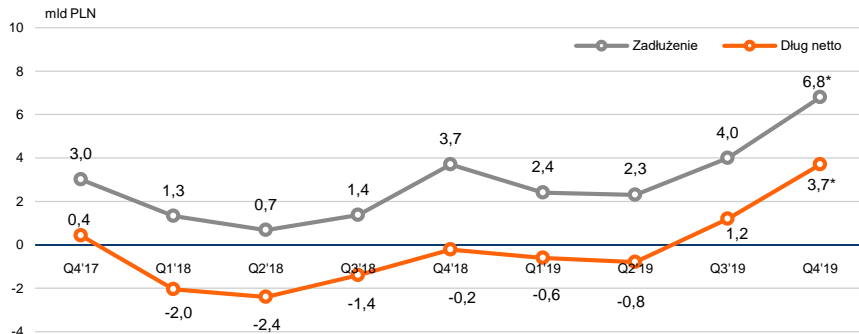
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.12.2019 r.)



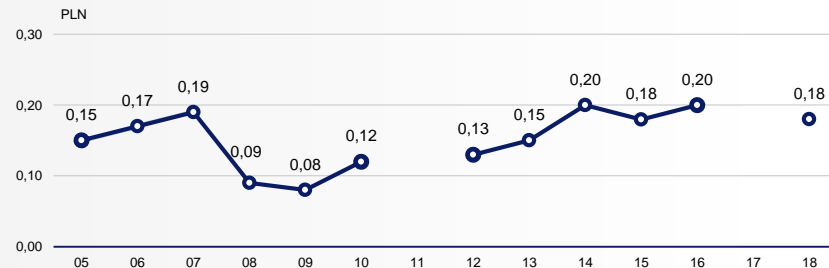
> Zadłużenie na koniec kwartału



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16. Zadłużenie oraz dług netto na koniec 2019 r. bez uwzględnienia wpływu zastosowania MSSF 16 wyniosłyby odpowiednio 4,9 mld zł oraz 1,9 mld zł.

> W dniu 24 czerwca 2019 r. Spółka zawarła umowę odnawialnego kredytu konsorcyjnego. 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.

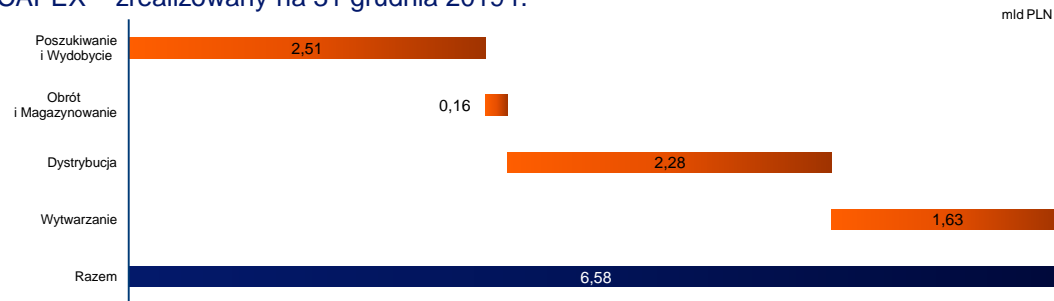
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



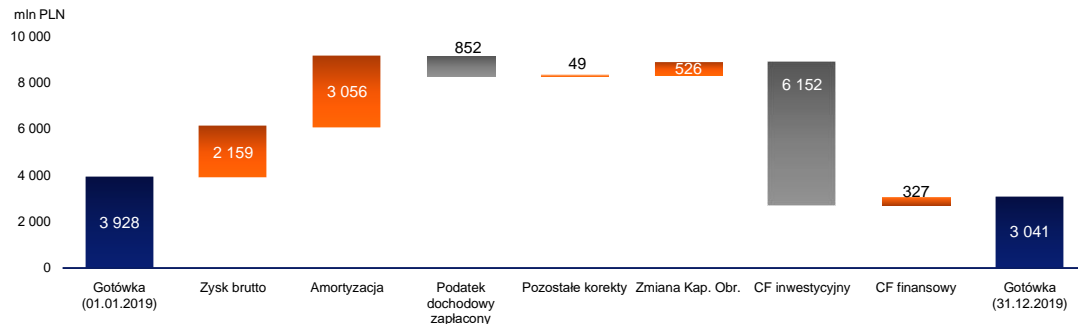
> Wypłata dywidendy za 2018 rok nastąpiła w dwóch transzach. W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Natomiast na posiedzeniu ZWZ w dniu 27 czerwca 2019 r. postanowiono wypłacić drugą część dywidendy za 2018 r. w wysokości 0,11 PLN/akcja. Wypłata pozostałej części nastąpiła w dniu 7 sierpnia 2019 r.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

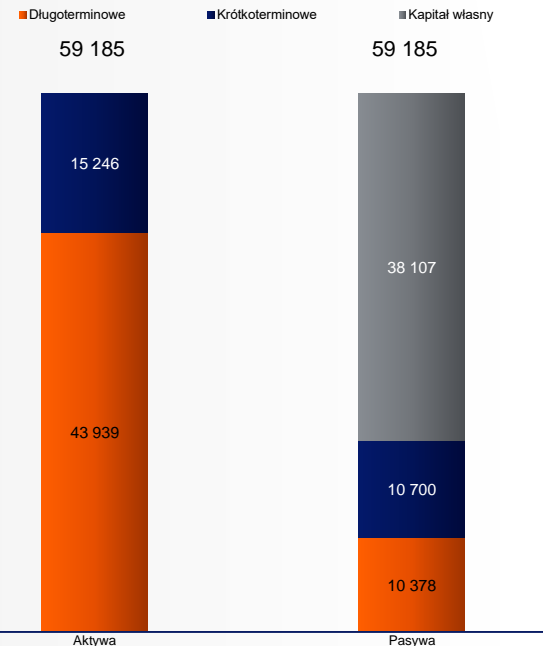
> CAPEX – zrealizowany na 31 grudnia 2019 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2019 r. - 31.12.2019 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.12.2019 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 ³]	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	FY 2019	FY 2018	FY 2017	FY 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	452	451	439	477	473	436	461	464	461	459	469	1 819	1 834	1 863	1 919
<i>w tym w Polsce</i>	348	337	327	326	336	323	314	323	335	325	327	1 337	1 296	1 315	1 401
<i>w tym w Norwegii</i>	104	114	112	151	137	113	147	141	126	134	142	481	538	548	518
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	721	645	601	704	722	659	612	719	731	664	567	2 671	2 712	2 674	2 540
<i>w tym w Polsce</i>	668	593	556	661	673	606	559	674	684	627	533	2 478	2 512	2 524	2 481
<i>w tym w Pakistanie</i>	53	52	45	43	49	53	53	45	47	37	34	193	200	150	59
RAZEM (przeliczony na E)	1 173	1 096	1 040	1 181	1 195	1 095	1 073	1 183	1 192	1 123	1 036	4 489	4 546	4 537	4 458
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]															
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	8 735	5 175	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	7 603	4 298	5 079	29 057	27 466	25 291	22 895
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 487	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	603	452	482	5 242	3 929	2 186	2 510
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	447	350	336	465	442	337	308	491	419	296	312	1 597	1 578	1 496	1 371
RAZEM (przeliczony na E)	9 182	5 525	6 051	9 896	8 583	5 114	5 442	9 905	8 022	4 594	5 391	30 654	29 044	26 787	24 266
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	235	210	170	229	228	211	179	237	226	182	161	844	855	796	718
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m ³]															
Razem	3 965	3 508	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	3 673	3 488	3 334	14 851	13 530	13 714	11 527
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 654	2 316	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	2 540	1 889	2 518	8 946	9 038	9 656	10 248
<i>w tym: LNG</i>	948	706	1 044	727	759	635	815	505	383	470	475	3 425	2 713	1 715	974
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]															
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	328	275	290	324	353	320	324	348	329	313	269	1 216	1 345	1 257	1 318
<i>w tym w Polsce</i>	208	184	177	208	219	202	189	208	220	203	148	776	818	787	763
<i>w tym w Norwegii</i>	120	91	113	116	134	118	135	140	109	110	121	440	527	470	555
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	361	295	266	288	378	309	294	429	313	251	316	1 210	1 410	1 270	1 346
<i>w tym w Polsce</i>	201	182	177	210	225	194	188	210	222	190	161	771	817	791	753
<i>w tym w Norwegii</i>	160	113	89	78	153	115	106	219	91	61	155	439	593	479	593
WYTWARZANIE															
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	12 984	3 268	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	14 195	3 476	6 848	39 263	40 659	42 607	39 527
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 266	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	1 280	407	737	3 948	3 974	3 882	3 604