





Q2 2020

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za Q2 i H1 2020 r.

20 sierpnia 2020 r.

Spis Treści

- > 1. Kluczowe wydarzenia
- > 2. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe – Q2 2020
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobycie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki



Kluczowe wydarzenia Q2 2020

04 > kwiecień



> Otrzymanie od Gazprom deklaracji stosowania nowych warunków cenowych kontraktu Jamalskiego



> PGNiG Upstream Norway rozpoczęło produkcję ze złoża Ærfugl w Norwegii

05 > maj



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

06 > czerwiec



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



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



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

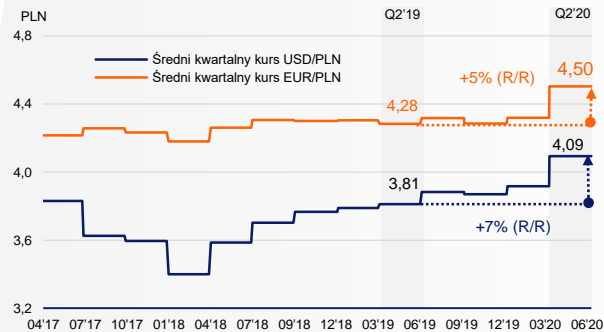


> Decyzja Prezesa URE w sprawie Taryfy Detalicznej PGNiG Obrót Detaliczny

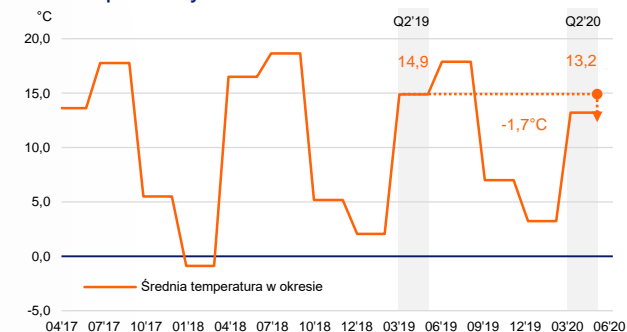
Czynniki zewnętrzne i rynkowe

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

> Kurs USD/PLN oraz EUR/PLN

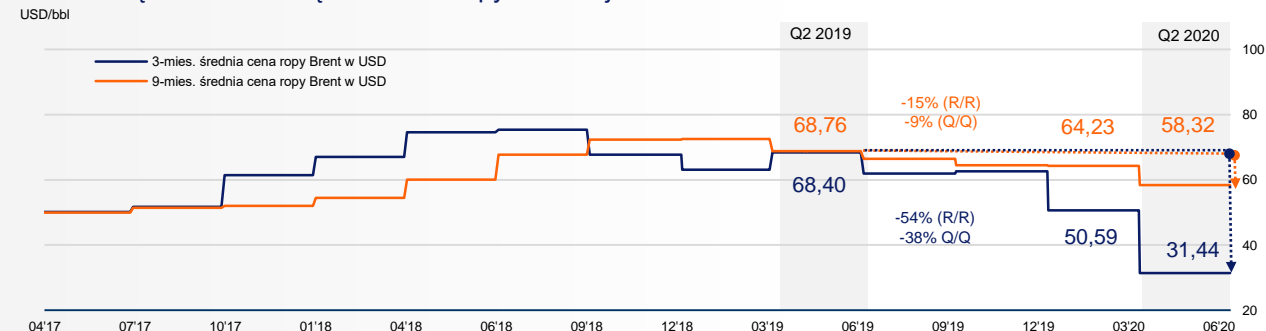


> Temperatury*



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

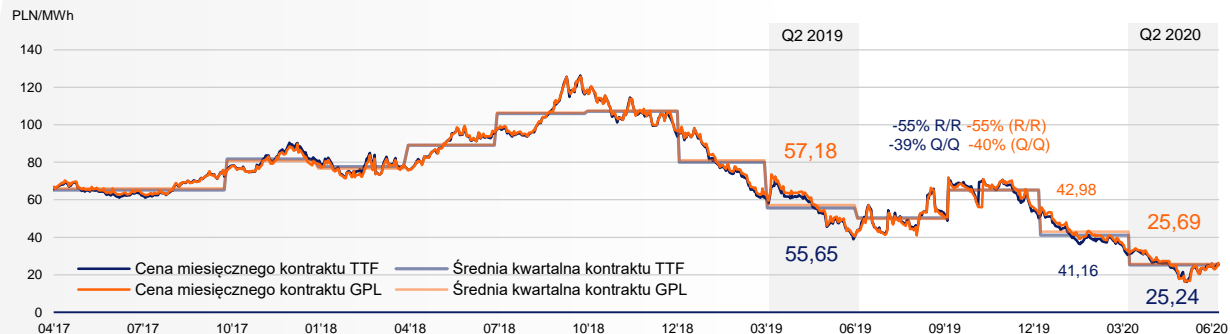
> 3-miesięczna i 9-miesięczna cena ropy naftowej



* punkt referencyjny pomiaru temperatury: Rzeszów

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

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



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



Uwagi:

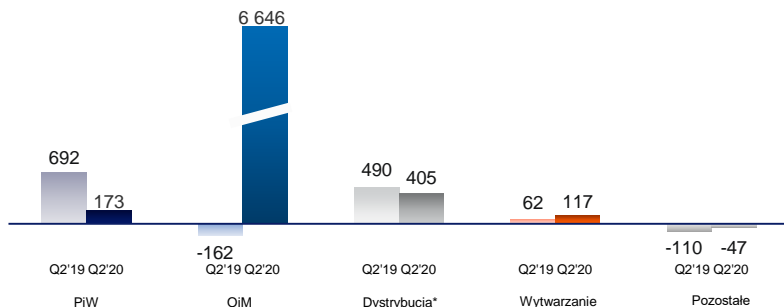
- > Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- > Ważoną wolumenem średnią kwartalną cen kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

Podstawowe wyniki finansowe w Q2 2020

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

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

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.

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

Poszukiwanie i Wydobywanie

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

Obrót i Magazynowanie

- > Pomniejszenie kosztów operacyjnych dot. gazu w wyniku ujęcia wpływu rozliczenia wynikającego z zawarcia aneksu do kontraktu jamalskiego w kwocie 5 689 mln PLN oraz zysk na różnicach kursowych z wyceny ww. rozliczeń 300 mln PLN.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -16% R/R przy wyższym o 4% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +171 mln PLN (w II kwartale 2019 r.: +102 mln PLN).
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +108 mln PLN. W Q2 2019 r. zawiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie -152 mln PLN.

Dystrybucja

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

Wytwarzanie

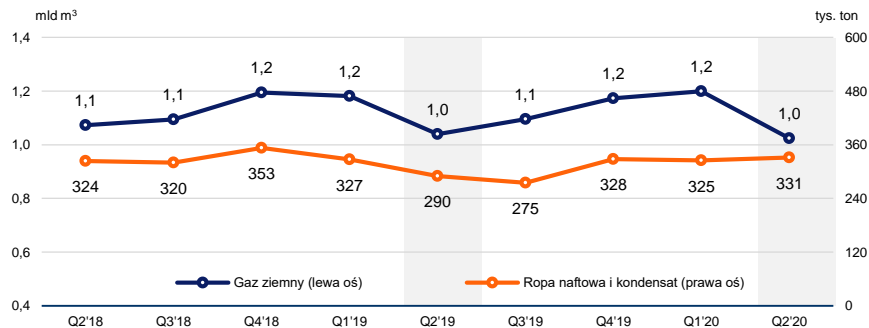
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 18% R/R przy niższej o 1,7°C średniej temperaturze w Q2 2020 i wyższych o +12% R/R wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -13% R/R przy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

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Spadek przychodów na skutek niższych R/R cen ropy i gazu (RDN na TGE) przy stabilnym wolumenie wydobycia gazu i rosnącym wolumenie wydobycia ropy naftowej

[mln PLN]	Q2 2019	Q2 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 279	851	-33%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-588	-678	15%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-11	-61	6x
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	-206	-94	-54%
EBITDA	692	173	-75%
Amortyzacja	-261	-321	23%
EBIT	431	-148	-134%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

- Spadek przychodów z sprzedaży gazu w segmencie (-40% R/R, o -274 mln PLN) w wyniku spadku o -49% średniej ceny gazu RDN na TGE przy stabilnych (spadek o -1% R/R) wolumenach sprzedaży.
- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-35% R/R, o -171 mln PLN) przy wzroście wolumenu sprzedaży o +39% R/R oraz niższej o -51% średniej kwartalnej cenie ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Polsce niższe o -6% R/R na poziomie 167 tys. ton; w Norwegii: wyższe o +46% R/R na poziomie 165 tys. ton.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -61 mln PLN w Q2 2020 wobec -11 mln PLN w Q2 2019.
- Zawiązanie odpisów na majątek trwały: -94 mln PLN w Q2 2020 wobec zawiązania odpisów na poziomie -206 mln PLN w Q2 2019.
- Pozycja *overlift / underlift* w Norwegii w Q2 2020 r.: wpływ wyceny na wynik w Q2 2020 r. na poziomie -29 mln PLN (wyższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q2 2019 r. odnotowano pozycję *overlift / underlift* – wpływ wyceny na wynik Q2 2019 r. to +41 mln PLN.

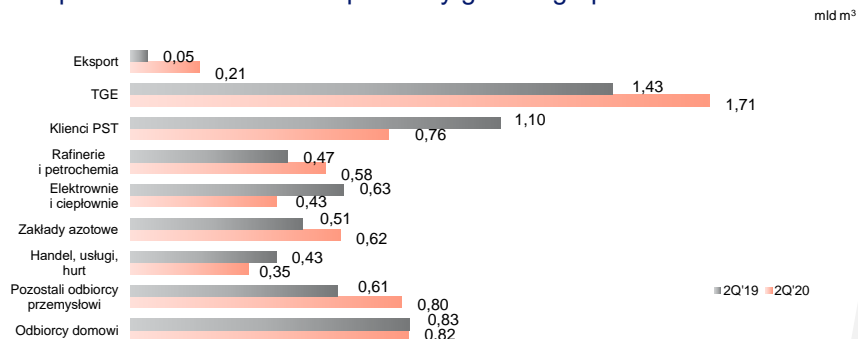


Segment – Obrót i Magazynowanie

Wyniki segmentu pod wpływem pomniejszenia kosztów gazu w wyniku rozliczenia retroaktywnego w ramach aneksu do kontraktu jamalskiego oraz spadku kosztów paliwa gazowego

[mln PLN]	Q2 2019	Q2 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 184	5 395	-13%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-6 346	1 251	-120%
<i>Pomniejszenie kosztów gazu w wyniku rozliczenia retroaktywnego w ramach aneksu do kontraktu jamalskiego</i>	-	5 689	-
<i>Odpis aktualizujący zapasy gazu</i>	-152	108	-2x
EBITDA	-162	6 646	-42x
Amortyzacja	-50	-59	19%
EBIT	-212	6 587	-32x

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Komentarz

- > W związku z realizacją postanowień wyroku oraz aneksu do kontraktu jamalskiego, spółka w czerwcu 2020 roku otrzymała korekty faktur za dostawy w kwocie 5 689 mln PLN i pomniejszyła koszty operacyjne dot. gazu, w tym:
 - > kwota 4 915 mln zł dotyczy kosztów gazu w latach 2014-19;
 - > kwota 774 mln zł dotyczy kosztów gazu w 2020 r.
- > Ponadto na wyniki finansowe wpłynął dodatni wynik na różnicach kursowych z wyceny bilansowej wzajemnych rozliczeń (ok. 300 mln zł).
- > przychodów ze sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,9 mld PLN tj. o -16% (do 4,7 mld PLN w Q2 2020) przy wyższym wolumenie sprzedaży o +4% R/R w segmencie poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +171 mln PLN (w Q2 2019 r.: +102 mln PLN).
- > Stabilny wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q2 2020: 2,19 mld m³ vs Q2 2019: 2,19 mld m³) oraz wyższy wolumen LNG (+0,17 mld m³ R/R). Wyższy wolumen importu z kier. zachodniego i południowego (Q2 2020: 0,61 mld m³ vs Q2 2019: 0,48 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 631 mln PLN, wzrost o 94 mln PLN R/R (+17% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 67 mln PLN (+13% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q2 2020 na poziomie +108 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q2 2019 na poziomie -152 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q2 2020 wyniósł +13 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -41 mln PLN w Q2 2020 wobec -25 mln PLN R/R w Q2 2019.



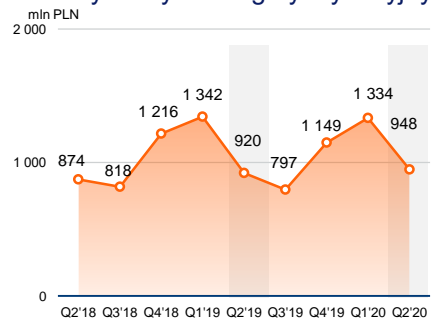
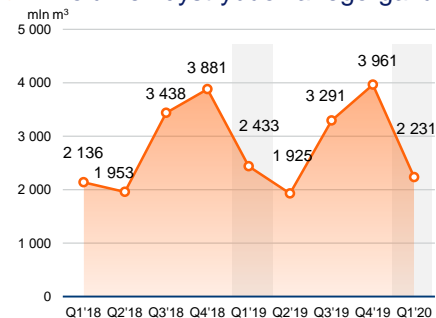
* Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i OiM.

Segment – Dystrybucja

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

[mln PLN]	Q2 2019*	Q2 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 084	1 015	-6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-594	-610	3%
EBITDA	490	405	-17%
Amortyzacja	-250	-267	7%
EBIT	241	138	-43%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

- > Niższe wolumeny dystrybuowanego gazu (o 8% R/R) sięgające 2,23 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o 1,7°C R/R.
- > Wyższy poziom przychodów ze świadczenia usługi dystrybucyjnej (wzrost o 28 mln PLN, czyli +3% R/R).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +2 mln PLN w Q2 2020 wobec +181 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.
- > Niższe koszty z tytułu świadczeń pracowniczych o 73 mln PLN (-18% R/R). W Q2 2019 nastąpił wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 98 mln PLN głównie w wyniku zmiany stanu zobowiązań na wypłatę dodatkowych świadczeń dla pracowników PSG z tytułu premii i pozostałych nagród za 2018 r. (zawiązanie w czerwcu 2019 r., rozwiązanie w lipcu 2019 r.).



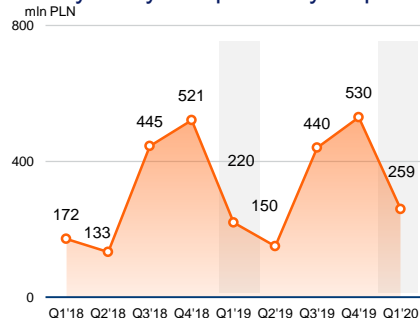
*Dane przekształcone do porównywalności w związku z analizą regulacji odnoszących się do kwestii ujęcia umów/decyzji dzierżawy dotyczących podziemnej infrastruktury oraz z uwzględnieniem wydanej przez Komitet ds. Interpretacji MSSF interpretacji przy sporządzaniu sprawozdania finansowego na dzień 31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

Segment – Wytwarzanie

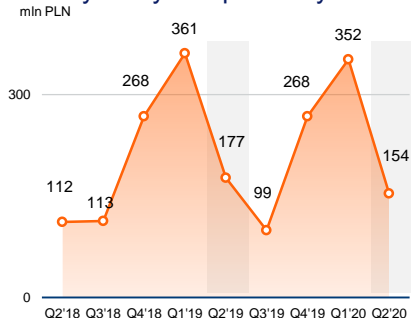
Wyniki segmentu pod wpływem niższej temperatury, wyższych wolumenów sprzedaży ciepła oraz wyższej taryfy na sprzedaż ciepła.

[mln PLN]	Q2 2019	Q2 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	457	505	11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-395	-388	-2%
EBITDA	62	117	89%
Amortyzacja	-101	-163	62%
EBIT	-38	-47	24%

> Przychody ze sprzedaży ciepła



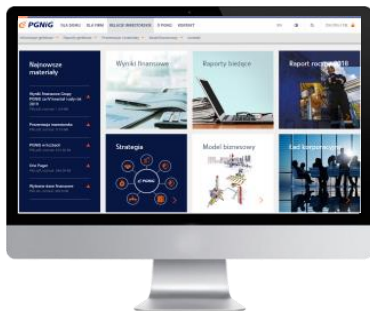
> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.



Komentarz

- > Spadek przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o -13% R/R do poziomu 154 mln PLN i niższym wolumenie sprzedaży (-14% R/R).
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +18% R/R na poziomie 259 mln PLN przy niższej średniej temperaturze, wyższych wolumenach sprzedaży ciepła (12% 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 62 mln PLN R/R m.in. w wyniku amortyzacji uprawnień do emisji CO₂.
- > Wolumen sprzedaży w Q2 2020:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 6,79 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 0,64 TWh.





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

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 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. Podstawowe wyniki finansowe za H1 2020 rok
- > 2. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 3. Koszty operacyjne
- > 4. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 5. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 6. Wolumeny operacyjne

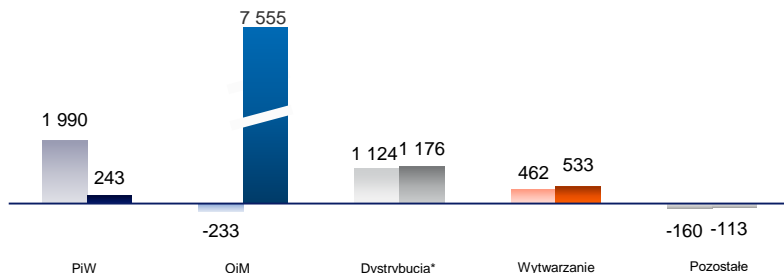


Podstawowe wyniki finansowe w H1 2020

[mln PLN]	H1 2019*	H1 2020	Δ%
Przychody ze sprzedaży	22 624	21 038	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-19 444	-11 686	-40%
EBITDA	3 180	9 352	3x
EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)	3 402	10 206	3x
Amortyzacja	-1 466	-1 696	16%
EBIT	1 714	7 656	4x
Koszty finansowe netto	13	-121	-12x
Zysk netto	1 332	5 920	4x

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w H1 2020 vs H1 2019**

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.

**Eliminacje w H1 2019: -3 mln PLN oraz w H1 2020: -42 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -670 mln PLN (-37% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -274 mln PLN (-28% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na majątek trwały w H1 2020 na poziomie -853 mln PLN wobec zawiązania odpisu w H1 2019 na poziomie -189 mln PLN.

Obrót i Magazynowanie

- > Pomniejszenie kosztów operacyjnych dot. gazu w wyniku ujęcia wpływu rozliczenia wynikającego z zawarcia aneksu do kontraktu jamalskiego w kwocie 5 689 mln PLN oraz zysk na różnicach kursowych z wyceny ww. rozliczeń 300 mln PLN.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -10% R/R przy wyższym o 6% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń ujętych w przychodach ze sprzedaży w wysokości +990 mln PLN (w I półroczu 2019 r: +280 mln PLN).
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu w kwocie +363 mln PLN. W H1 2019 r. zawiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie -115 mln PLN.

Dystrybucja

- > Niższy o -2% R/R wolumen dystrybuowanego gazu oraz stabilne przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -33 mln PLN R/R.

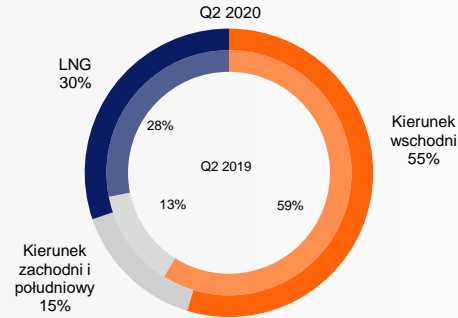
Wytwarzanie

- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła (wzrost o 7% R/R) przy niższej o 0,3°C średniej temperaturze w H1 2020 i stabilnych wolumenach sprzedaży ciepła oraz wyższej R/R taryfie na sprzedaż ciepła w PGNiG TERMIKA SA.
- > Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z wytwarzania o -6% R/R przy niższych o -11% wolumenach sprzedaży.

Sprzedaż i struktura importu gazu

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

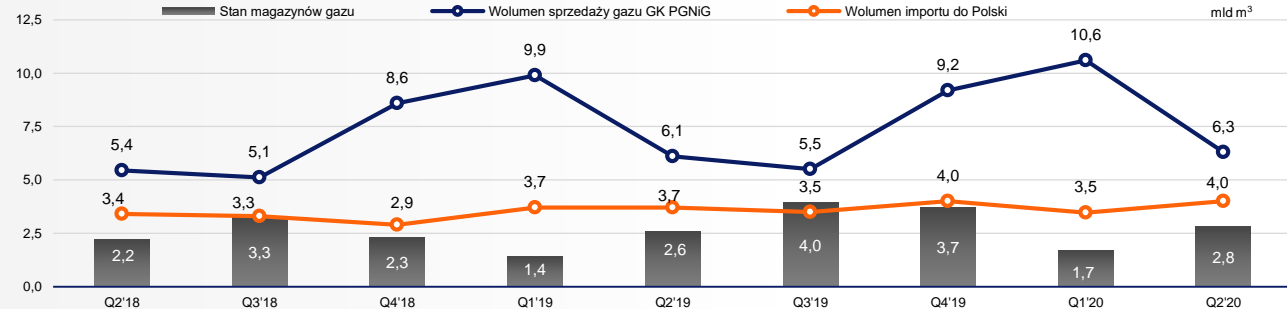
> Import gazu do Polski



> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

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

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



Komentarz:

- > Zapas LNG w terminalach: ok. 47 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.06.2020 r.).

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

Koszty operacyjne w Q2 2020 vs Q2 2019

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

Komentarz

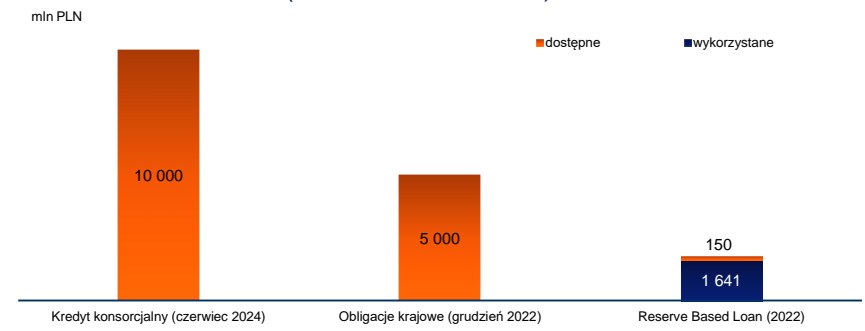
- > W czerwcu 2020 r. ujęto pomniejszenie kosztów operacyjnych o kwotę 5 689 mln PLN w następujący sposób:
 - > kwota 4 915 mln zł dotyczy kosztów gazu w latach 2014-19;
 - > kwota 774 mln zł dotyczy kosztów gazu w 2020 r.;
- > Dodatkowo pomniejszono wartości zapasów o kwotę 42 mln PLN oraz 5 mln wartości środków trwałych.
- > Ponadto wpływ na wyniki finansowe Q2 kwartału 2020 roku ma dodatni wynik na różnicach kursowych z wyceny bilansowej wzajemnych rozliczeń (o 300 mln PLN R/R).
- > Powyższe czynniki i wprowadzona od 1 marca zmiana w formule cenowej kontraktu jamalskiego, przy niższych cenach gazu ziemnego na towarowych giełdach energii, spowodowała spadek kosztów sprzedanego gazu o -43% R/R.
- > Wzrost kosztów związanych z zużyciem pozostałych surowców i materiałów, głównie na wzrostu kosztów energii na cele handlowe o -74 mln PLN, +21% R/R.
- > Niższe koszty z tytułu świadczeń pracowniczych (-4% R/R) głównie na skutek spadku świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.
- > Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-61 mln PLN w Q2 2020 vs -11 mln PLN w Q2 2019). W Q2 2020 spisano 3 otwory.
- > Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -97 mln PLN w Q2 2020. W Q2 2019 zawiązanie odpisu na poziomie -240 mln PLN.
- > Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q2 2020 na poziomie +108 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q2 2019 na poziomie -152 mln PLN.
- > Wzrost amortyzacji głównie w segmencie PiW (Norwegia) oraz Wytwarzanie (głównie certyfikaty CO₂).

* 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

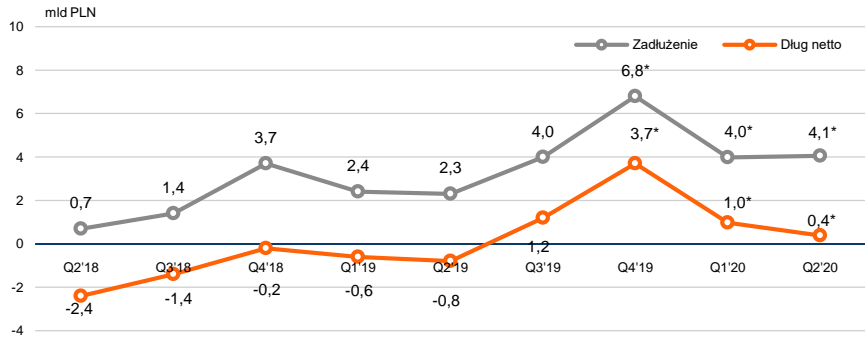
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.06.2020 r.)

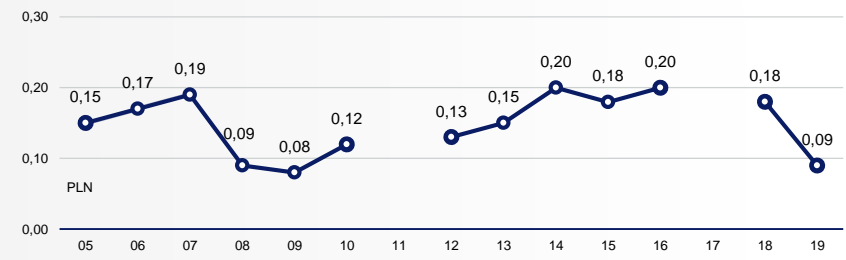


> Zadłużenie na koniec kwartału



*Dane uwzględniają wpływ zastosowania standardu MSSF 16.

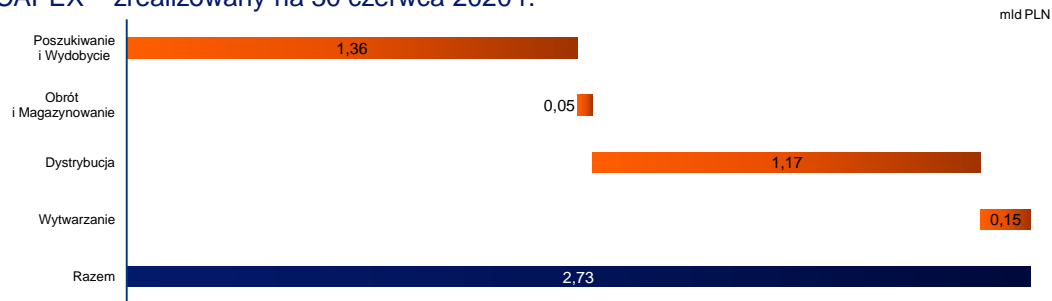
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



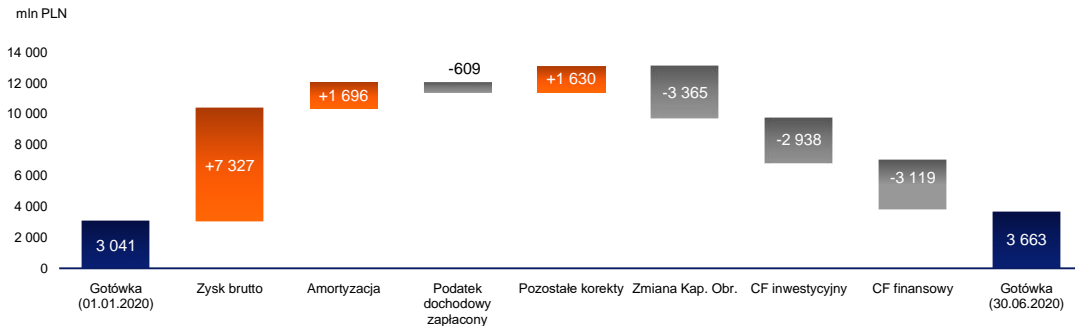
- > 24 czerwca 2020 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 21/2020 w sprawie przeznaczenia kwoty 520 048 337,13 zł z zysku netto za 2019 rok, na wypłatę dywidendy w wysokości 0,09 PLN na jedną akcję.
- > Dzień dywidendy nastąpił 20 lipca 2020 roku, natomiast wypłata nastąpiła 3 sierpnia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

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

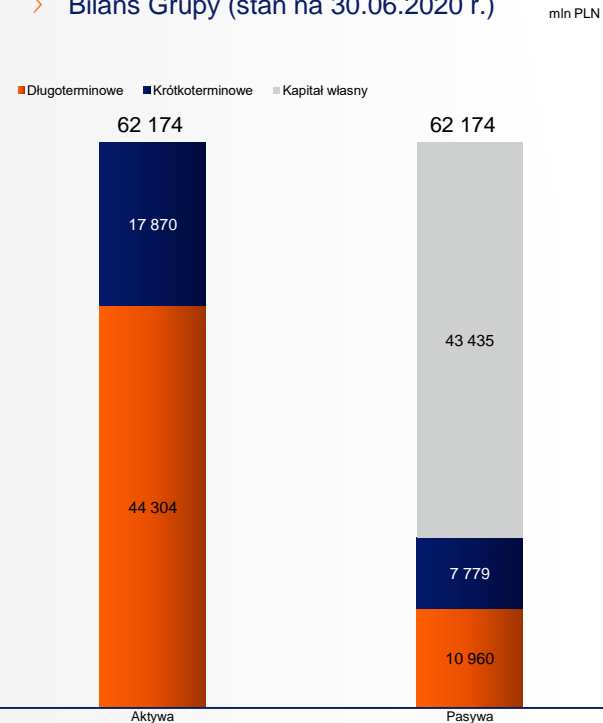
> CAPEX – zrealizowany na 30 czerwca 2020 r.*



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



> Bilans Grupy (stan na 30.06.2020 r.)



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

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q2 2020	Q1 2020	Q4 2019	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	H1 2020	H1 2019	H1 2018	FY 2019	FY 2018	FY 2017
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	442	444	452	451	439	477	473	436	461	464	886	916	925	1 819	1 834	1 863
<i>w tym w Polsce</i>	336	343	348	337	327	326	336	323	314	323	679	653	637	1 337	1 296	1 315
<i>w tym w Norwegii</i>	106	101	104	114	112	151	137	113	147	141	207	263	288	481	538	548
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	582	719	721	645	601	704	722	659	612	719	1 301	1 305	1 331	2 671	2 712	2 674
<i>w tym w Polsce</i>	526	650	668	593	556	661	673	606	559	674	1 176	1 217	1 233	2 478	2 512	2 524
<i>w tym w Pakistanie</i>	56	69	53	52	45	43	49	53	53	45	125	88	98	193	200	150
RAZEM (przeliczony na E)	1 024	1 163	1 173	1 096	1 040	1 181	1 195	1 095	1 073	1 183	2 187	2 221	2 256	4 489	4 546	4 537
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]																
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	5 955	10 119	8 735	5 175	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	16 074	15 146	14 548	29 057	27 466	25 291
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	931	1 362	1 487	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	2 293	2 451	1 714	5 242	3 929	2 186
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	342	482	447	350	336	465	442	337	308	491	824	801	799	1 597	1 578	1 496
RAZEM (przeliczony na E)	6 297	10 601	9 182	5 525	6 051	9 896	8 583	5 114	5 442	9 905	16 898	15 947	15 347	30 654	29 044	26 787
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	192	250	235	210	170	229	228	211	179	237	449	399	416	844	855	796
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]																
Razem	4 012	3 462	3 965	3 508	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	7 474	7 377	7 256	14 851	13 530	13 714
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 194	1 923	2 654	2 316	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	4 117	3 977	5 584	8 946	9 038	9 656
<i>w tym: LNG</i>	1 213	982	948	706	1 044	727	759	635	815	505	2 195	1 771	1 320	3 425	2 713	1 715
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]																
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	331	325	328	275	290	324	353	320	324	348	656	614	672	1 216	1 345	1 257
<i>w tym w Polsce</i>	167	200	208	184	177	208	219	202	189	208	367	385	397	776	818	787
<i>w tym w Norwegii</i>	164	125	120	91	113	116	134	118	135	140	289	229	275	440	527	470
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	369	277	361	295	266	288	378	309	294	429	646	554	723	1 210	1 410	1 270
<i>w tym w Polsce</i>	159	210	201	182	177	210	225	194	188	210	369	387	398	771	817	791
<i>w tym w Norwegii</i>	210	67	160	113	89	78	153	115	106	219	277	167	325	439	593	479
WYTWARZANIE																
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	6 789	16 048	12 984	3 268	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	22 837	23 010	23 462	39 263	40 659	42 607
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	637	1 382	1 266	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	2 019	2 257	2 137	3 948	3 974	3 882