

Wyniki finansowe Grupy TAURON za 2020 r.

1 kwietnia 2021 r.



Kluczowe dane za 2020 r.

Wyniki finansowe		
[mln zł]	2020 vs 2019	
Przychody ze sprzedaży*	20 367	7%
EBITDA	4 223	17%
Wynik netto**	(2 485)	-
CAPEX	4 039	(2)%
Dług netto/EBITDA	2,5x	spadek o 0,3x (vs 31.12.2019)

Dane operacyjne		
	2020 vs 2019	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	50,26	(3)%
Produkcja energii elektrycznej z OZE [TWh]	1,94	41%
Produkcja energii elektrycznej z jednostek węglowych [TWh]	10,56	(15)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	11,63	7%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	32,43	(4)%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	4,54	20%

* z działalności kontynuowanej

** przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe dane za IV kw. 2020 r.

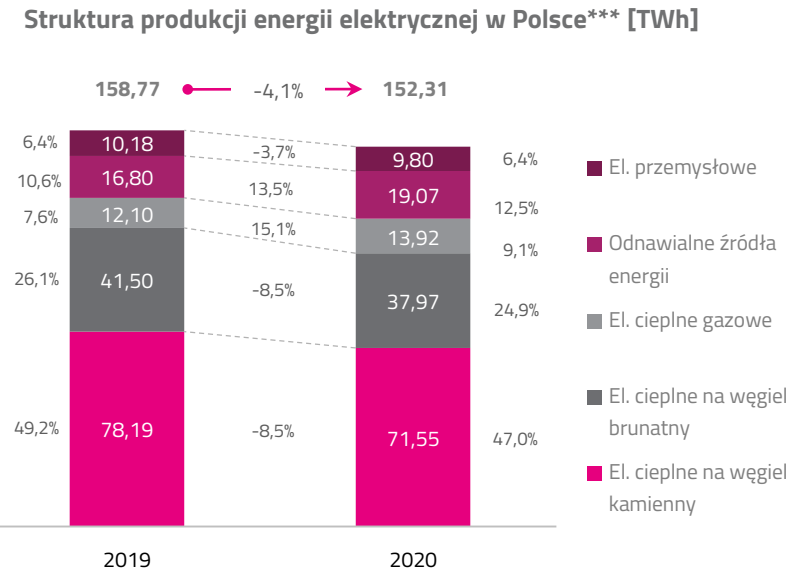
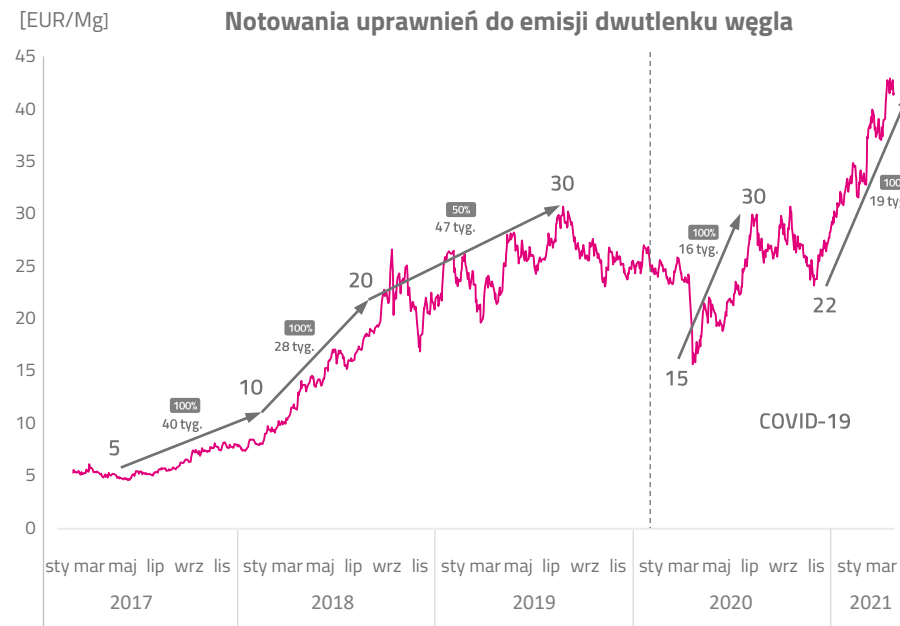
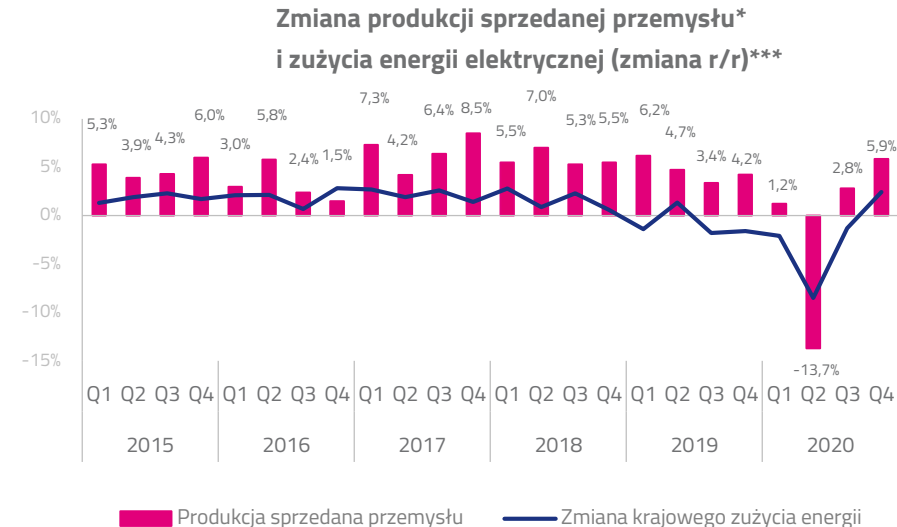
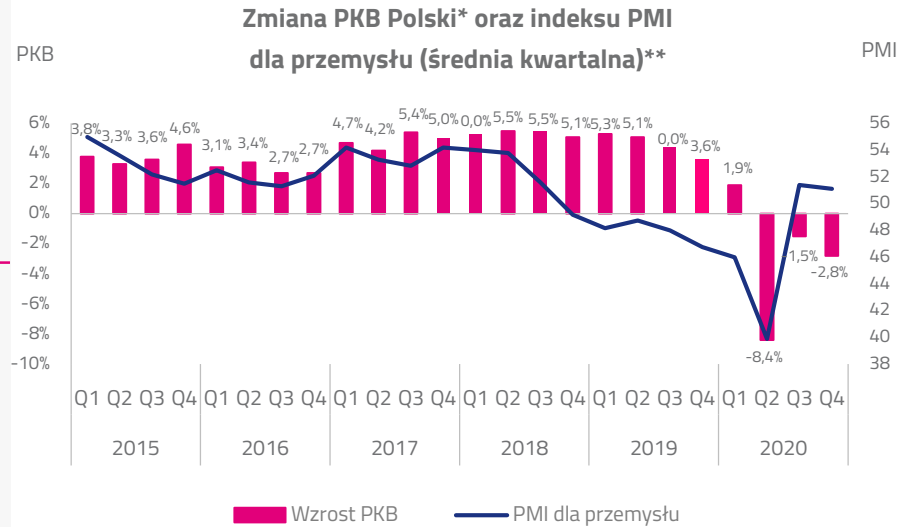
Wyniki finansowe*		
[mln zł]	Q4 2020 vs Q4 2019	
Przychody ze sprzedaży	5 491	8%
EBITDA	809	83%
Wynik netto**	(2 546)	-
CAPEX	1 312	(6)%
Dług netto/EBITDA	2,5x	spadek o 0,3x (vs 31.12.2019)

Dane operacyjne		
	Q4 2020 vs Q4 2019	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	13,32	3%
Produkcja energii elektrycznej z OZE [TWh]	0,55	35%
Produkcja energii elektrycznej z jednostek węglowych [TWh]	3,24	6%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	4,11	11%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	8,72	0,2%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	0,96	14%

* z działalności kontynuowanej

** przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

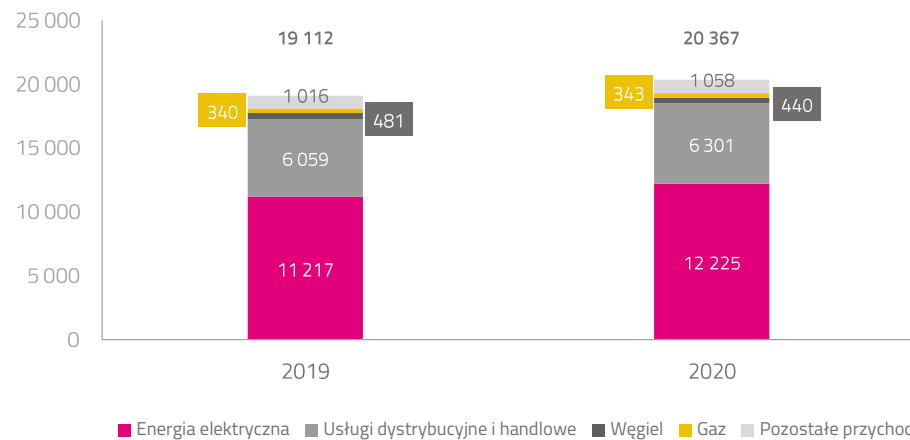
Sytuacja makro-ekonomiczna i rynkowa



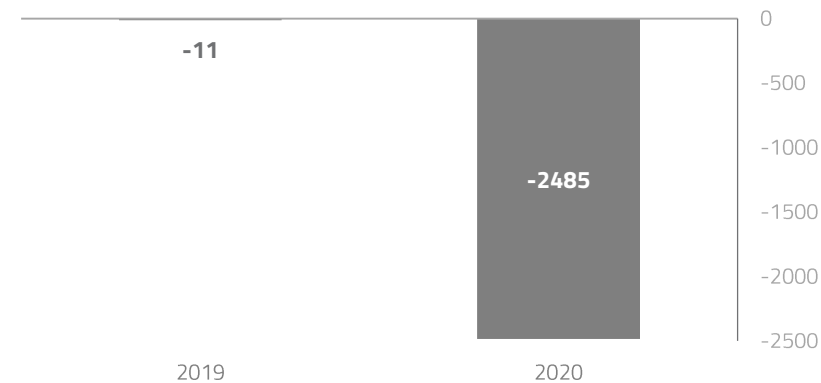


Dane finansowe za 2020 r.

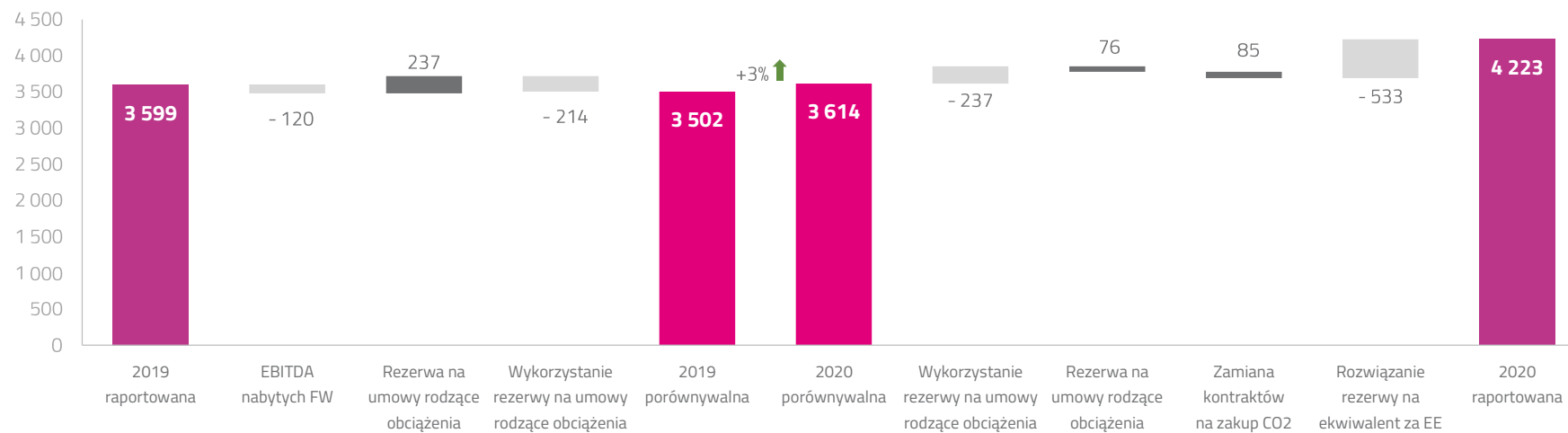
Przychody ze sprzedaży* [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



EBITDA 2020 vs 2019 [mln zł]

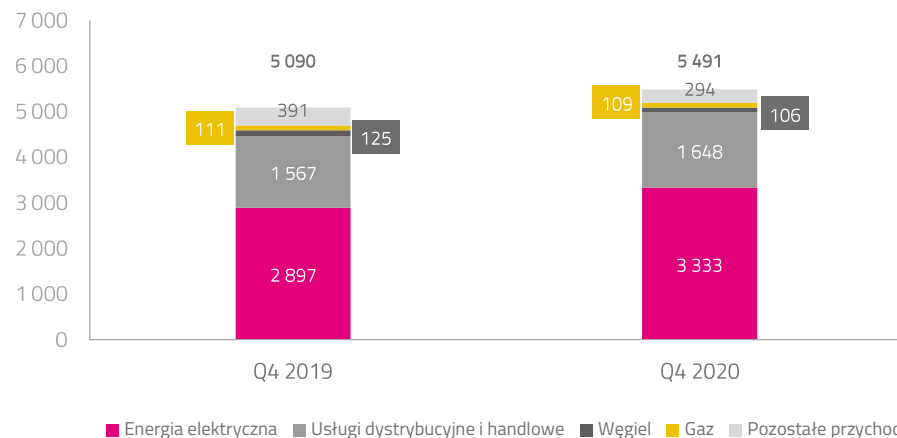


* z działalności kontynuowanej

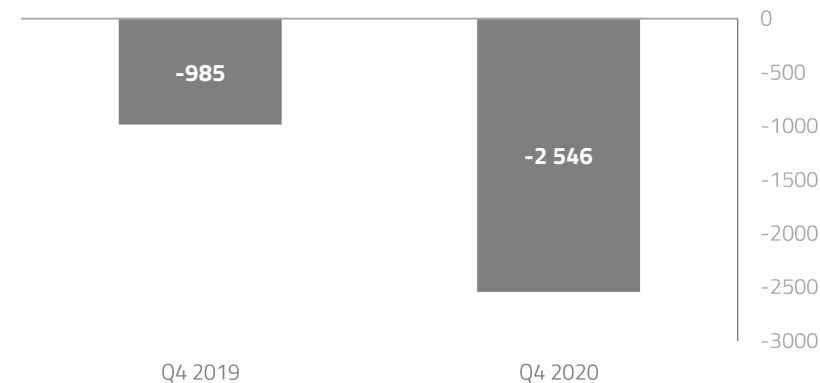


Dane finansowe za IV kw. 2020 r.

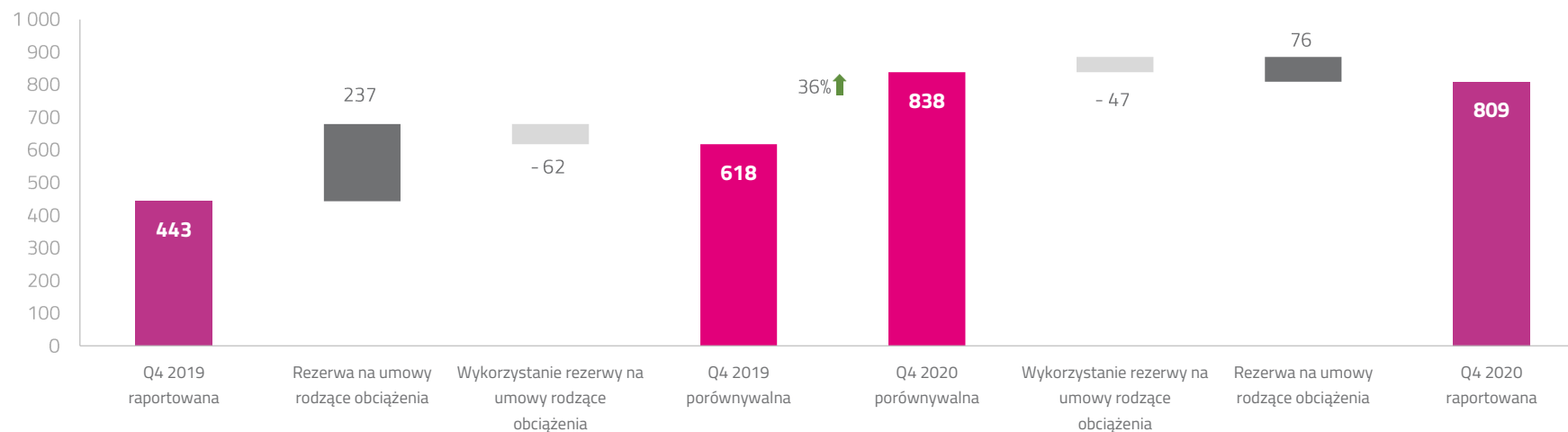
Przychody ze sprzedaży* [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



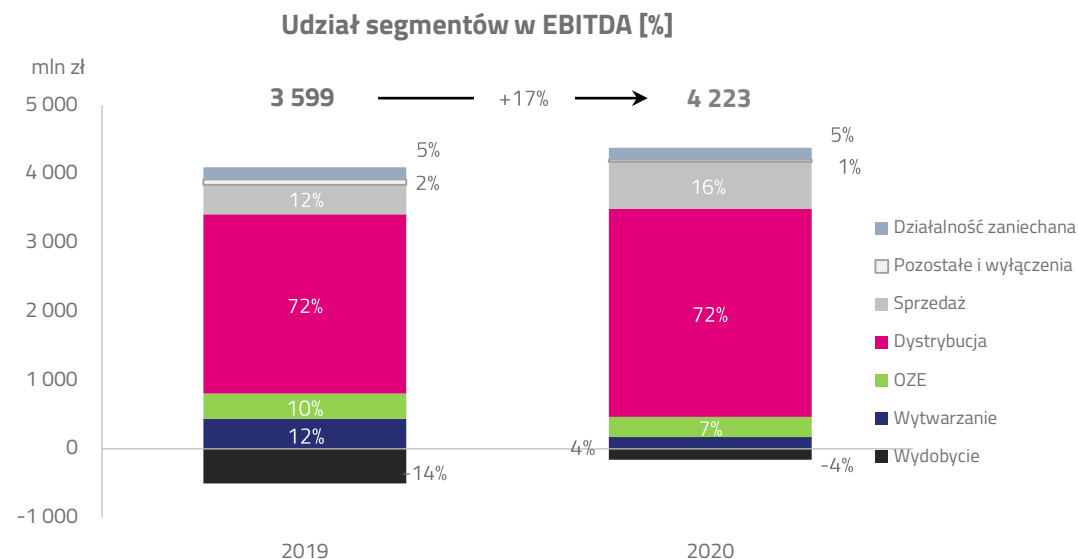
EBITDA Q4 2020 vs Q4 2019 [mln zł]



* z działalności kontynuowanej

Wyniki segmentów za 2020 r.

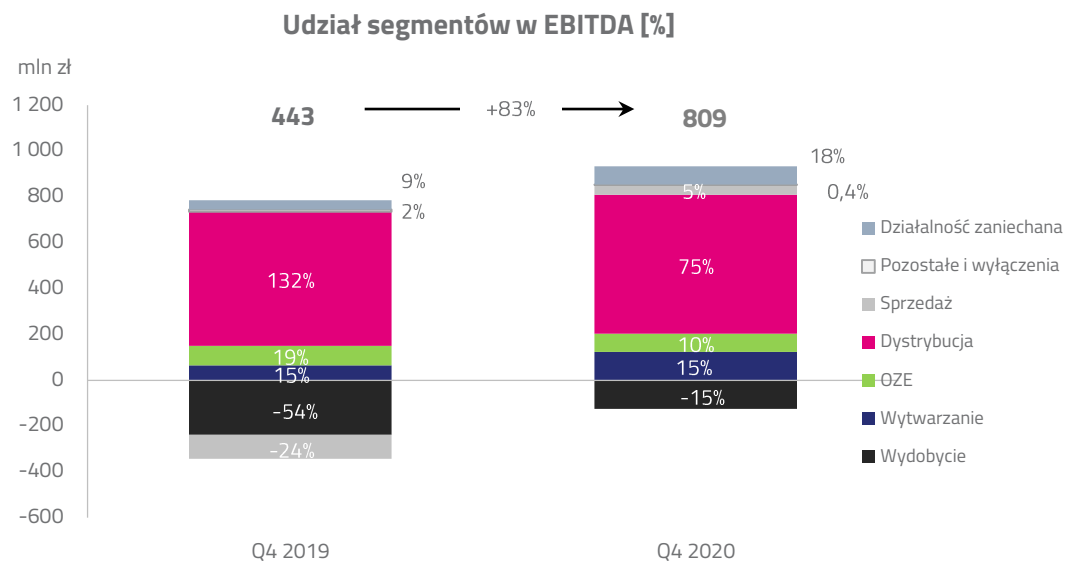
[mln zł]	Dystrybucja	OZE	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*	Działalność zaniechana
Przychody	6 866	616	3 493	17 249	1 052	(8 909)	483
EBITDA	3 023	297	172	683	(157)	34	171
EBIT	1 857	146	(2 713)	642	(887)	(60)	(717)
CAPEX	1 908	40	1 336	61	345	248	100



* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

Wyniki segmentów za IV kw. 2020 r.

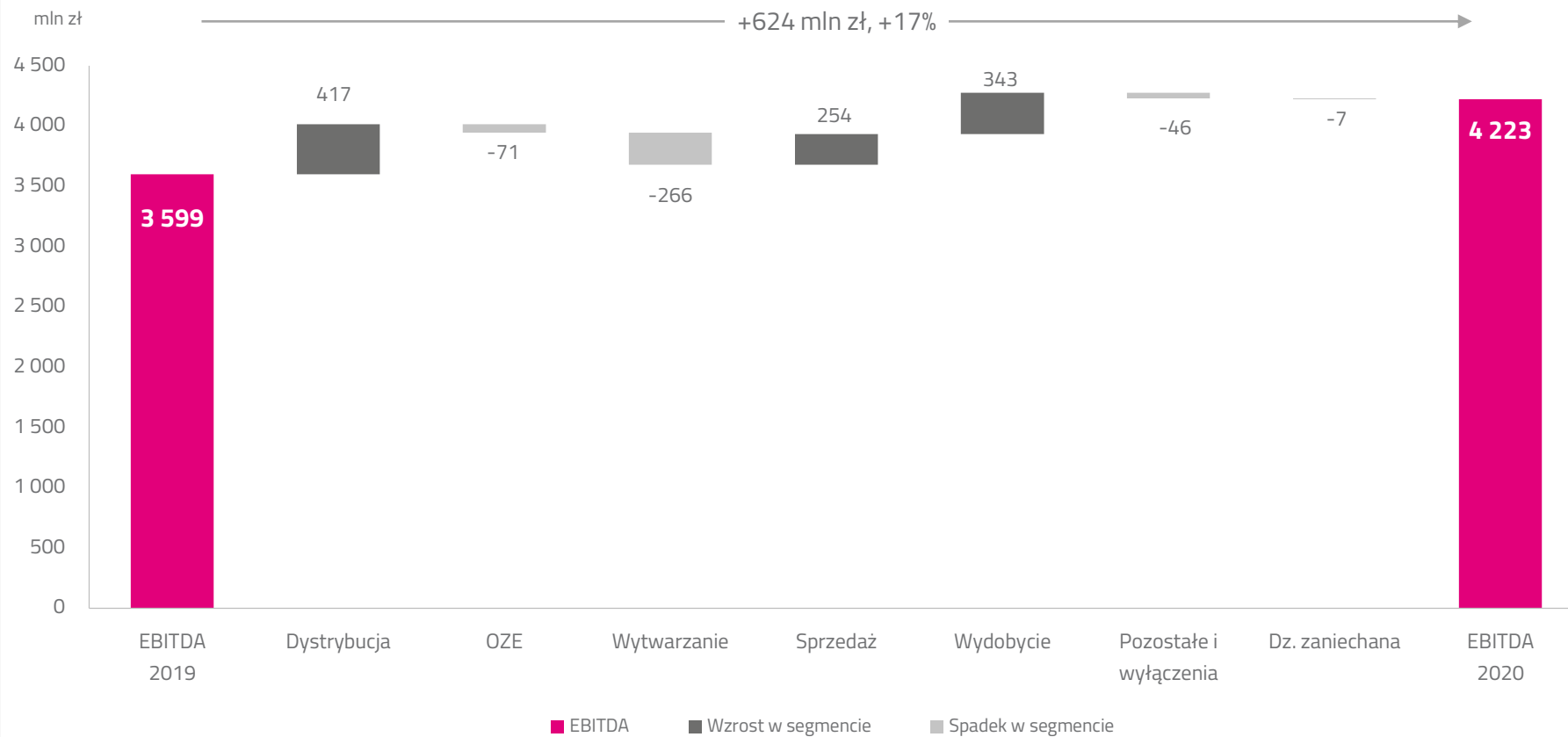
[mln zł]	Dystrybucja	OZE	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*	Działalność zaniechana
Przychody	1 788	158	1 155	5 099	263	(2 971)	138
EBITDA	606	79	124	43	(125)	2	80
EBIT	306	41	(2 513)	34	(539)	(23)	76
CAPEX	592	33	381	30	118	124	34



* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

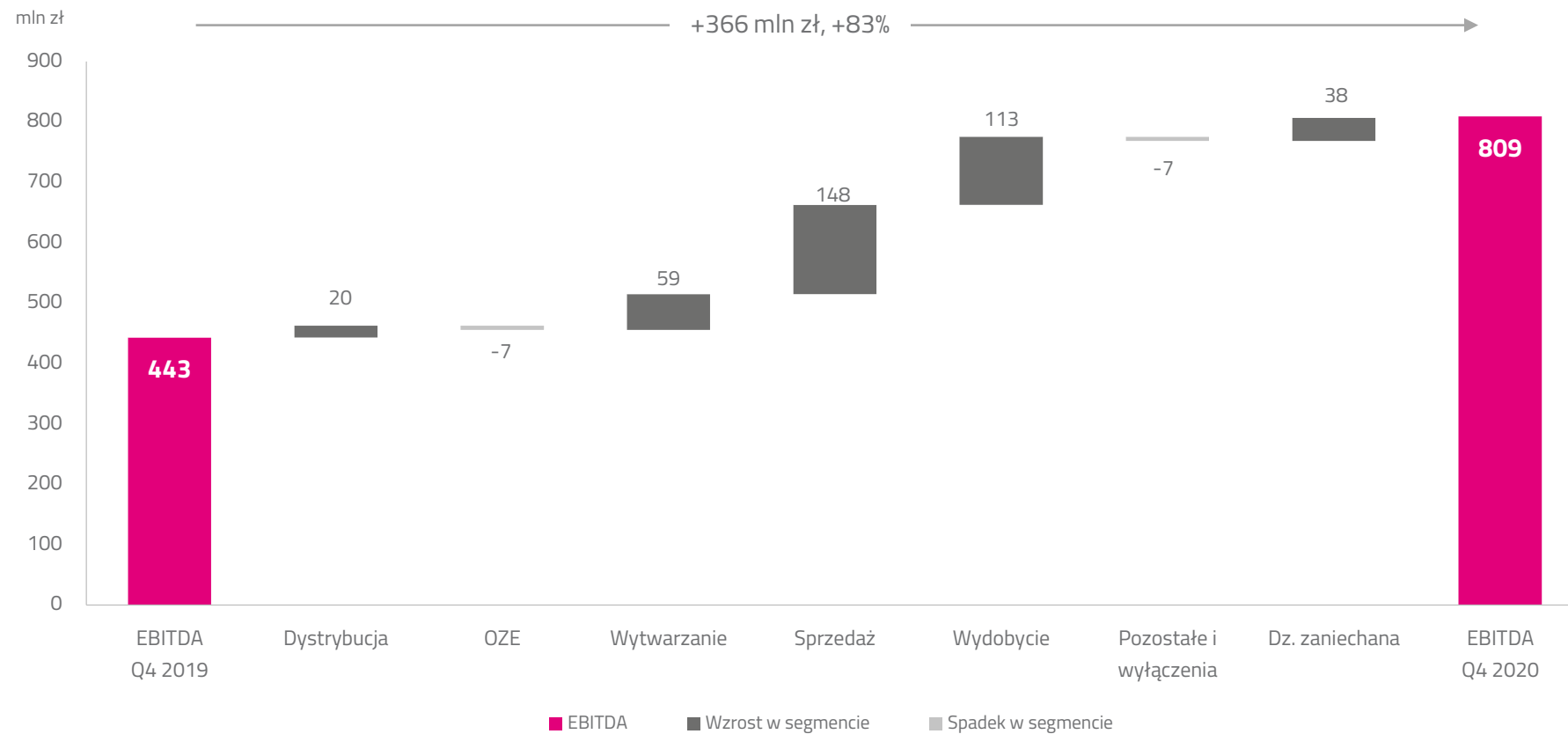


EBITDA za 2020 r.





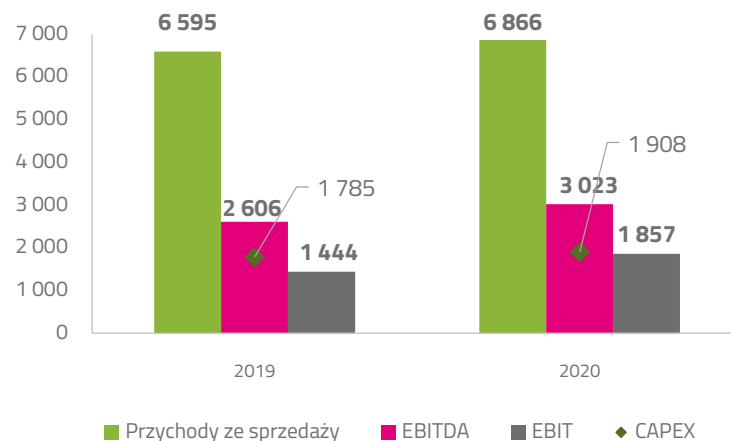
EBITDA za IV kw. 2020 r.



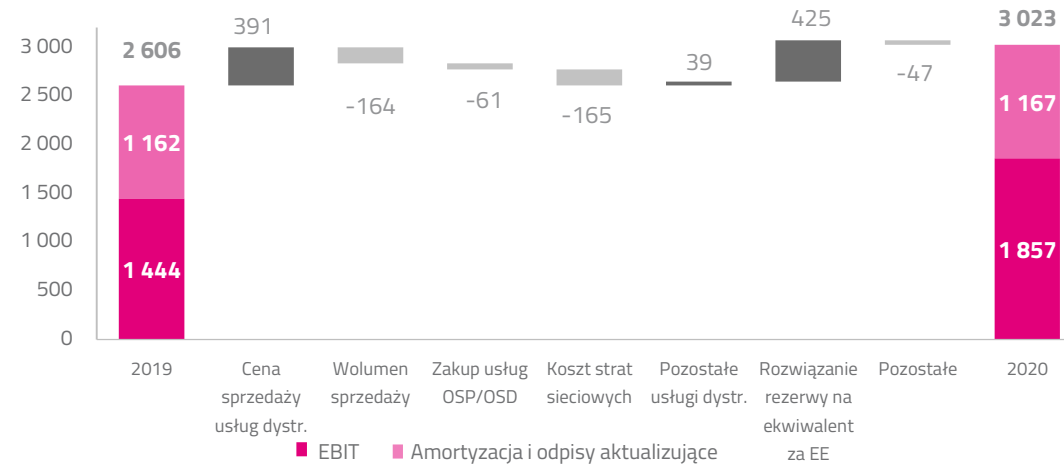


Segment Dystrybucja 2020 r.

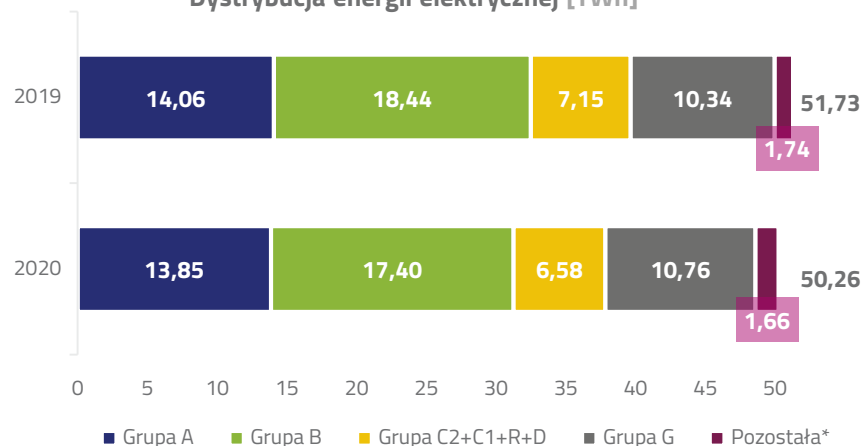
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



* Sąsiedni OSD i eksport

Wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji (zatwierdzenie taryfy przez Prezesa URE 6 kwietnia 2019 r. oraz zmiana struktury dostaw w 2020 r.) ✓

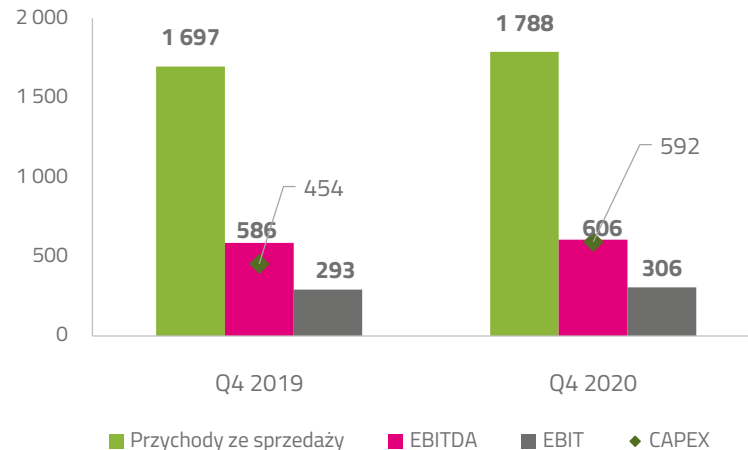
Spadek wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 1,5 TWh -

Wpływ COVID-19 na EBITDA: -48 mln zł -

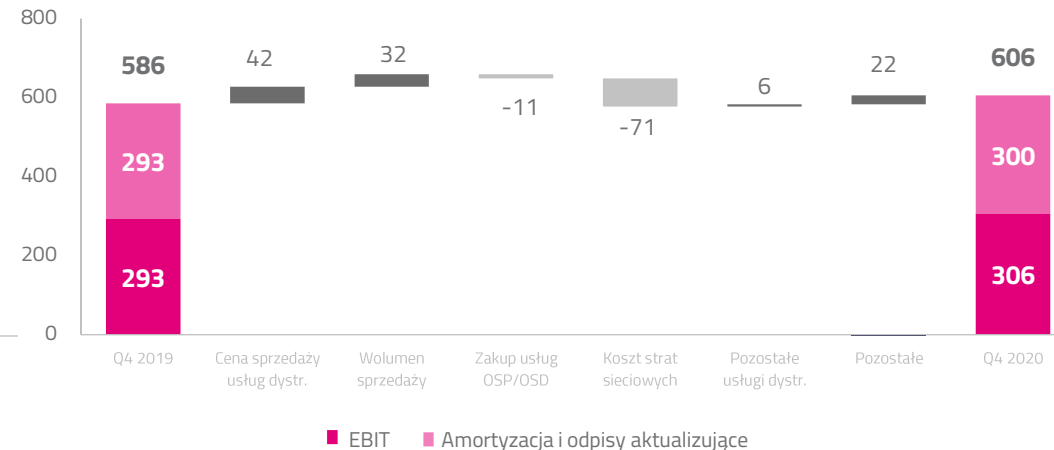


Segment Dystrybucja IV kw. 2020 r.

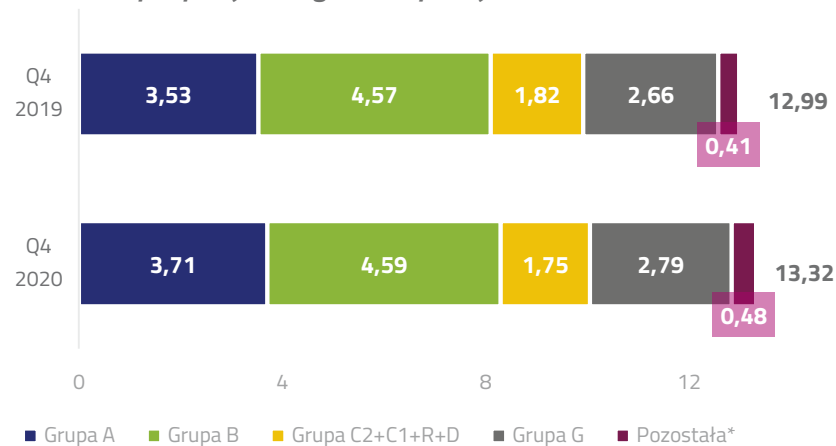
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]

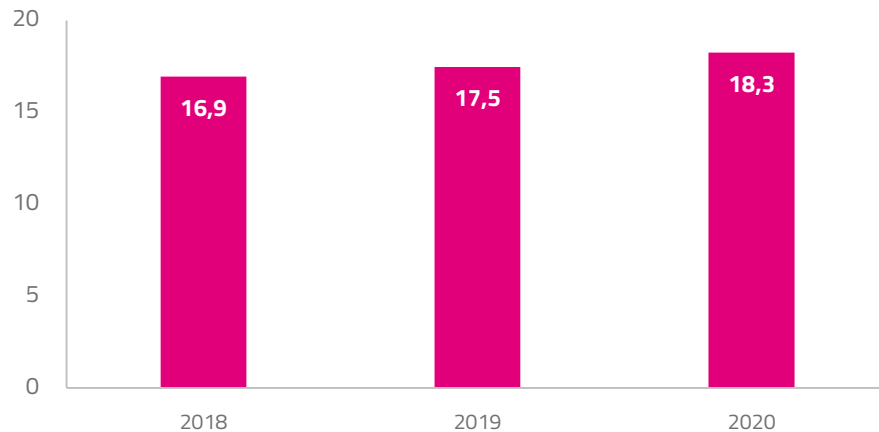


- W wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji ✓
- Brak negatywnego wpływu COVID-19 na EBITDA - zmiana struktury dostaw w 2020 r. oraz zwiększenie tempa przyrostu liczby nowych odbiorców ✓
- Wzrost wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 0,3 TWh ✓

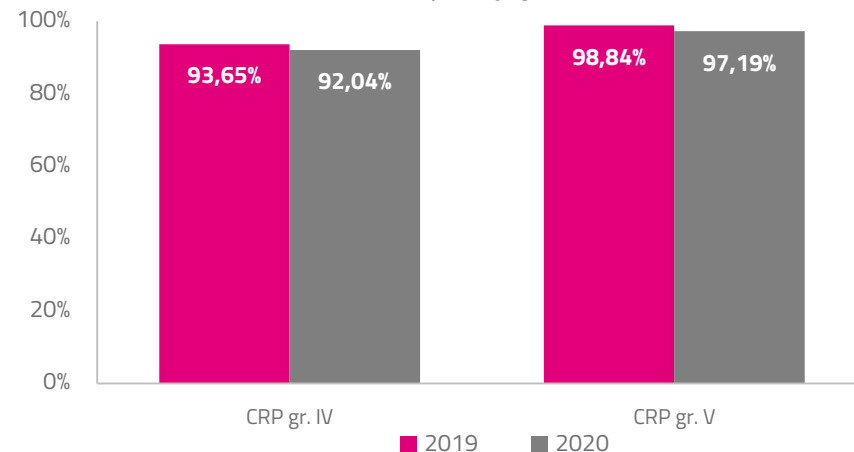
* Sąsiedni OSD i eksport

Segment Dystrybucja kluczowe parametry

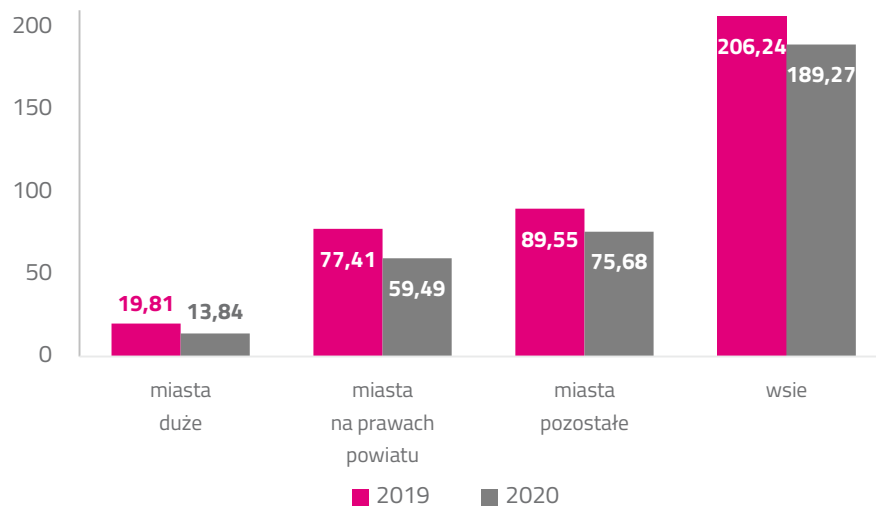
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



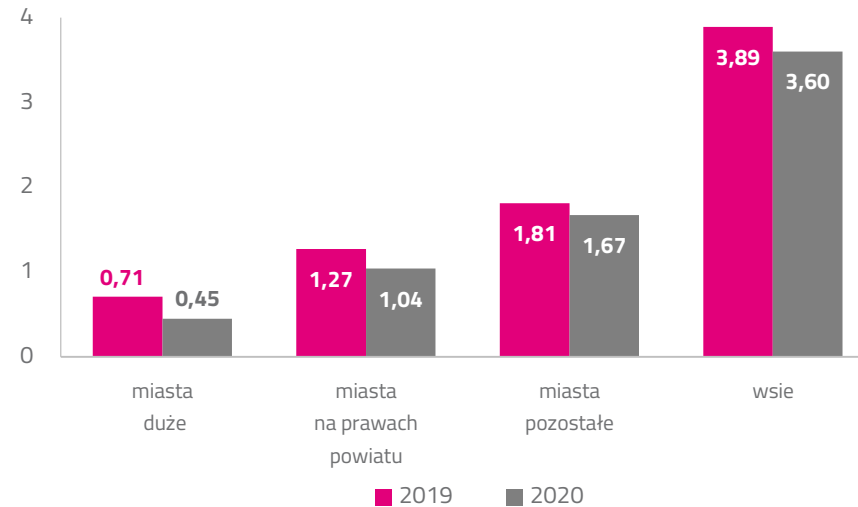
Czas Realizacji Przyłączenia [%]



Czas Trwania Przerwy [min/odbiorcę]

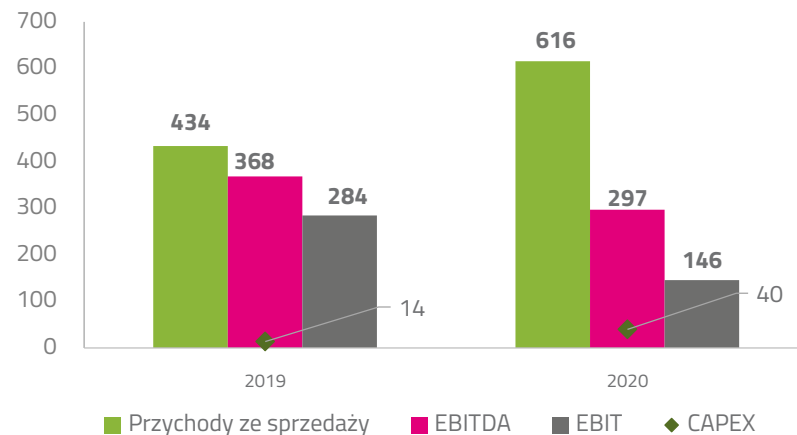


Częstość Przerw [liczba przerw/odbiorcę]

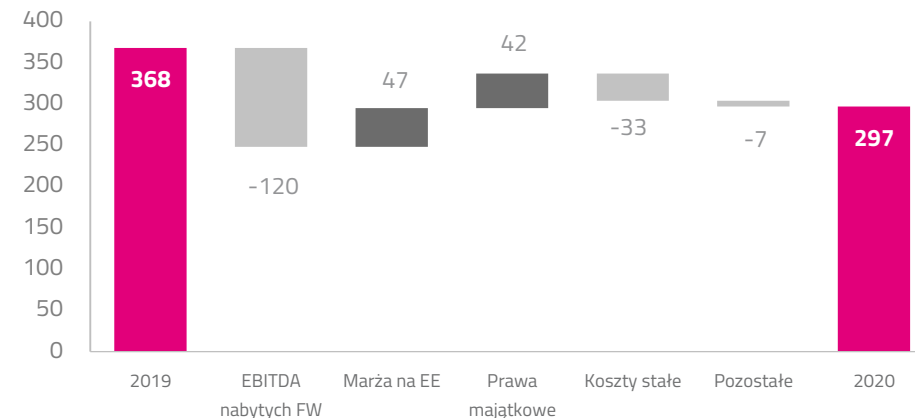


Segment OZE 2020 r.

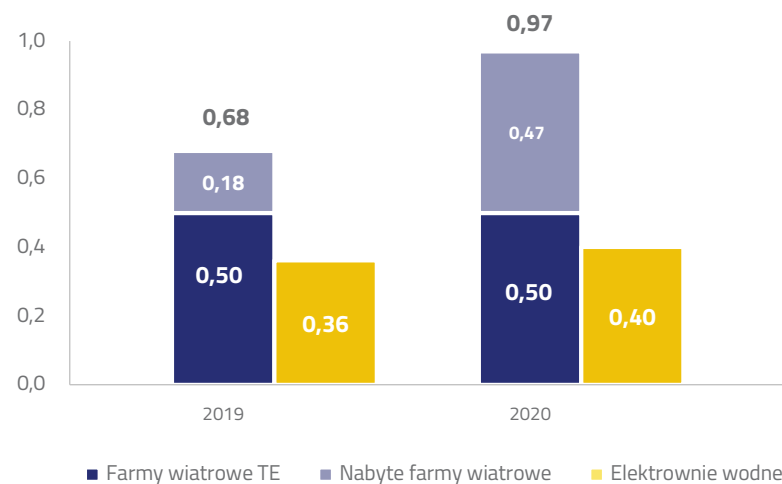
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii elektrycznej [TWh]

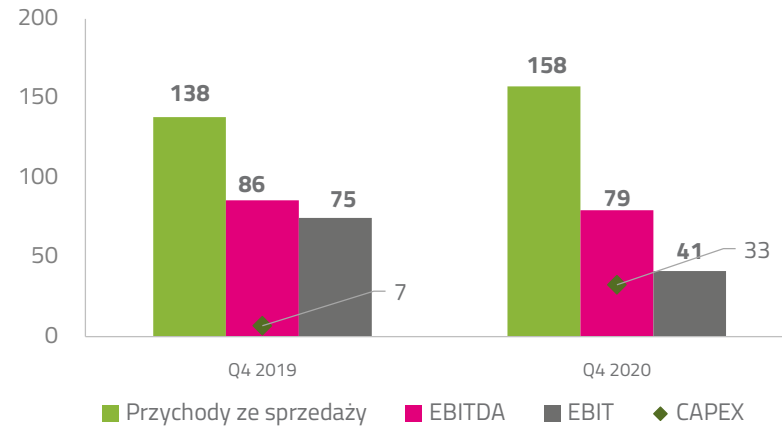


- Wzrost produkcji energii elektrycznej – efekt nabycia farm wiatrowych o mocy 180 MW
- Wzrost cen praw majątkowych
- Spadek cen energii elektrycznej

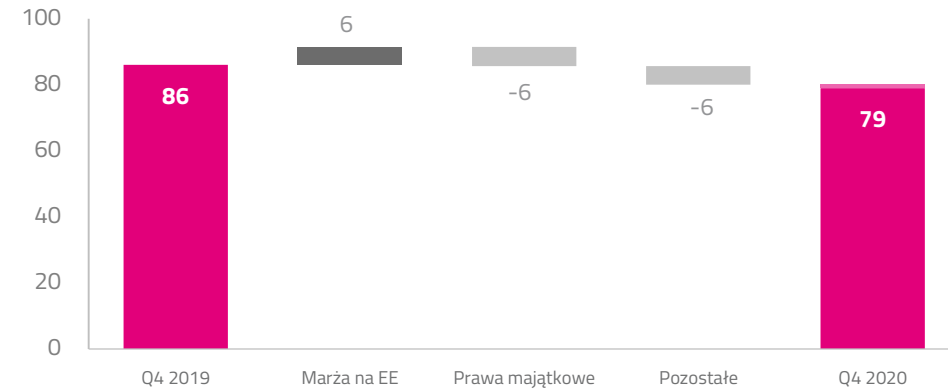


Segment OZE IV kw. 2020 r.

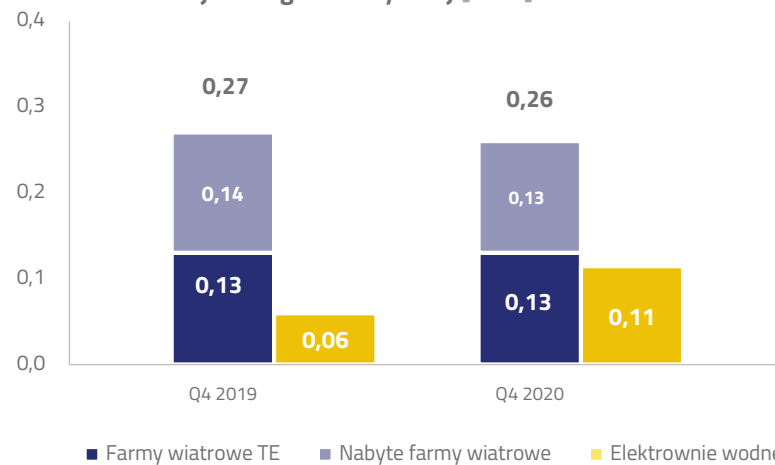
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



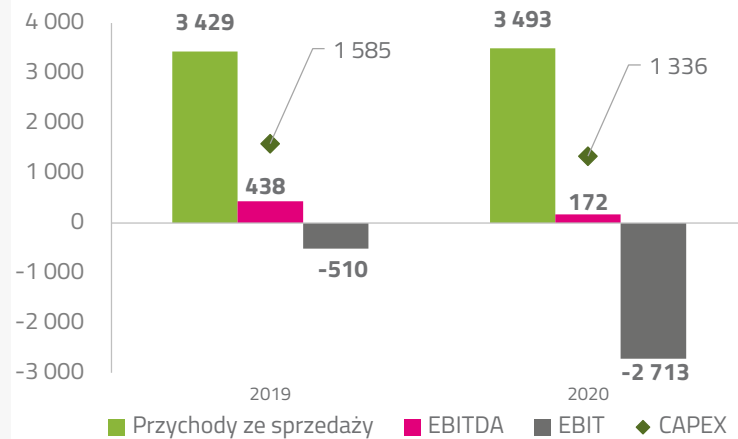
Produkcja energii elektrycznej [TWh]



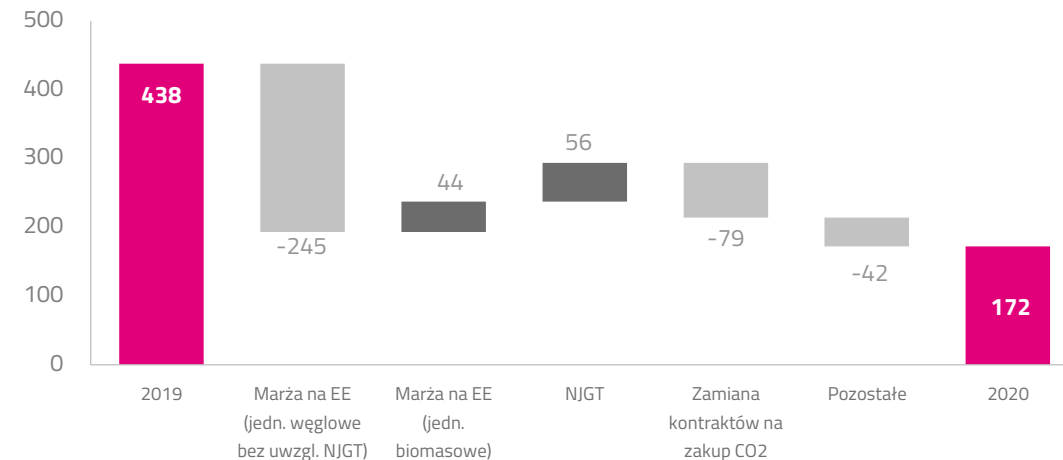
- Wzrost produkcji energii elektrycznej z elektrowni wodnych – korzystne warunki hydrologiczne ✓
- Wzrost cen praw majątkowych ✓
- Spadek cen energii elektrycznej -
- Brak wsparcia dla elektrowni wodnych i farmy wiatrowej Zagórze (najstarsza farma w Polsce) -

Segment Wytwarzanie 2020 r.

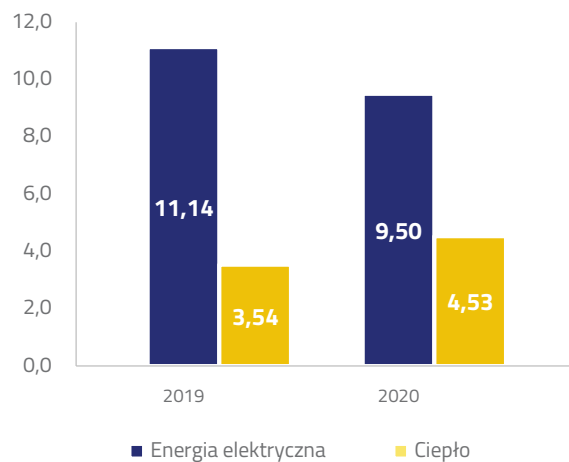
Dane finansowe [mln zł]



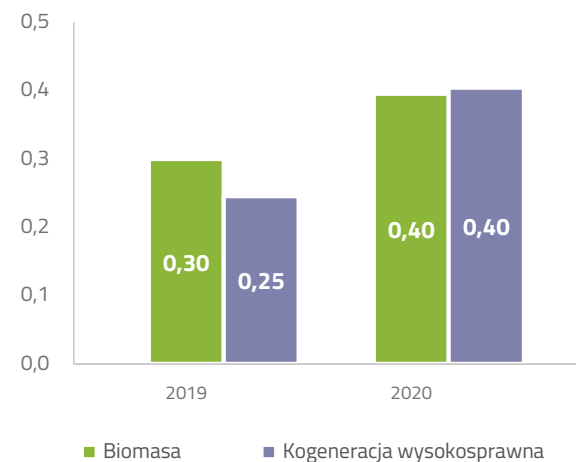
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii (jedn. węglowe) [TWh] i ciepła [PJ]



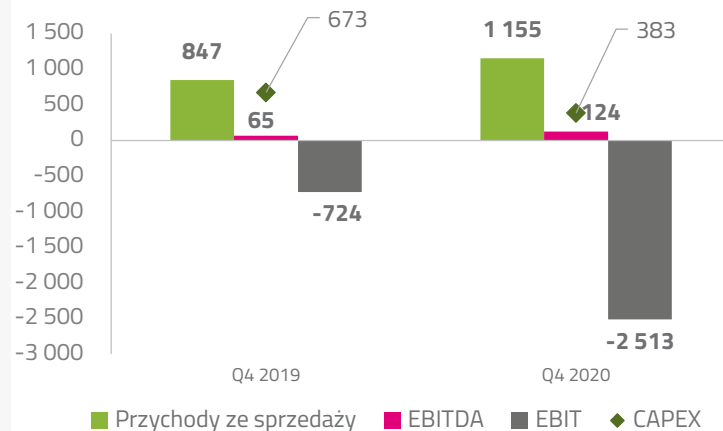
Produkcja z biomasy i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]



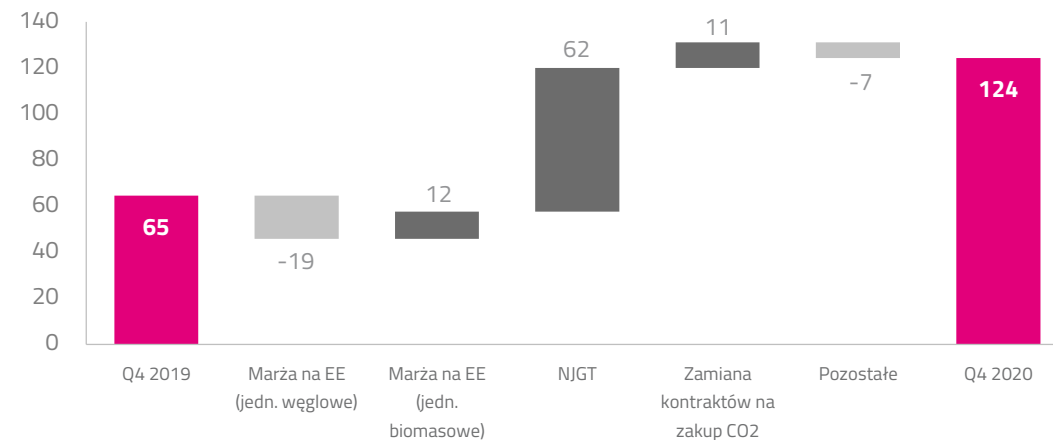
- Wysze przychody z interwencyjnej rezerwy zimnej oraz wyższa marża na odkupach energii ✓
- Wyższa marża na blokach biomasowych ✓
- Spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej -
- Spadek clean dark spread -

Segment Wytwarzanie IV kw. 2020 r.

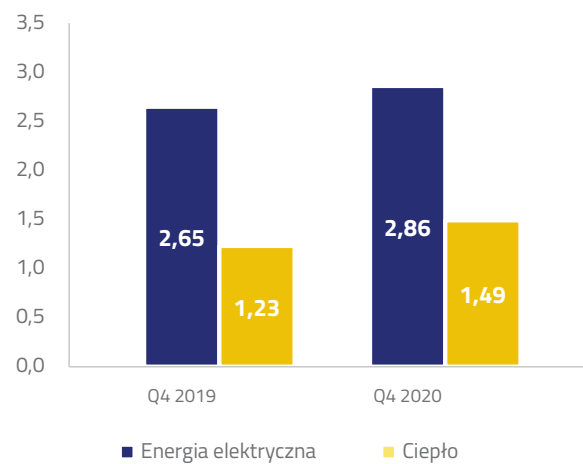
Dane finansowe [mln zł]



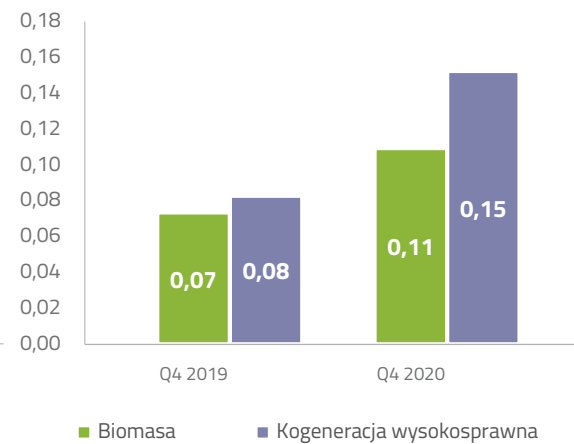
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii (jedn. węglowe) [TWh]
i ciepła [PJ]



Produkcja z biomasy i wysokosprawnej
kogeneracji [TWh]

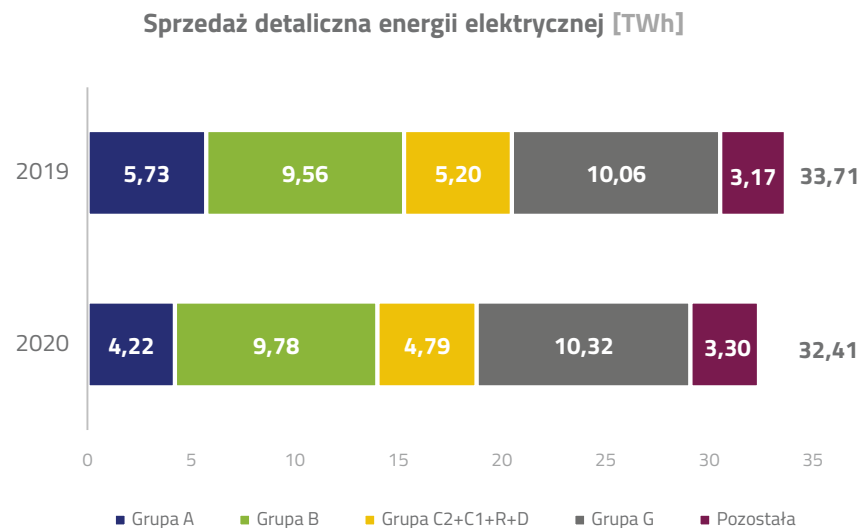
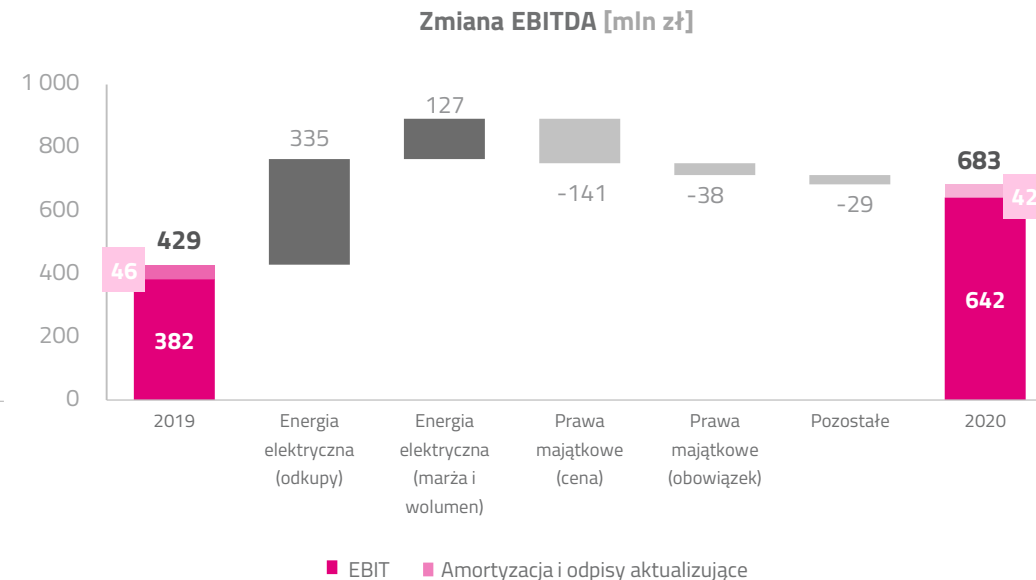
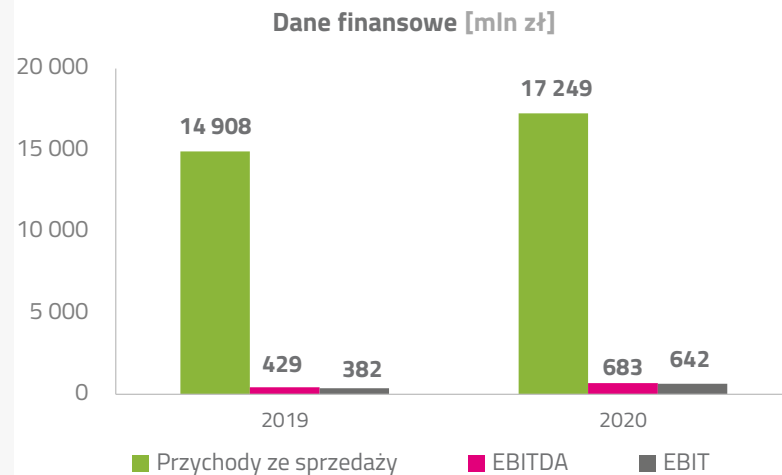


▪ Oddanie do eksploatacji bloku energetycznego o mocy 910 MWe w Jaworznie ✓

▪ Wyższa marża na blokach biomasowych ✓

▪ Niższy clean dark spread i marża na odkupach energii el. -

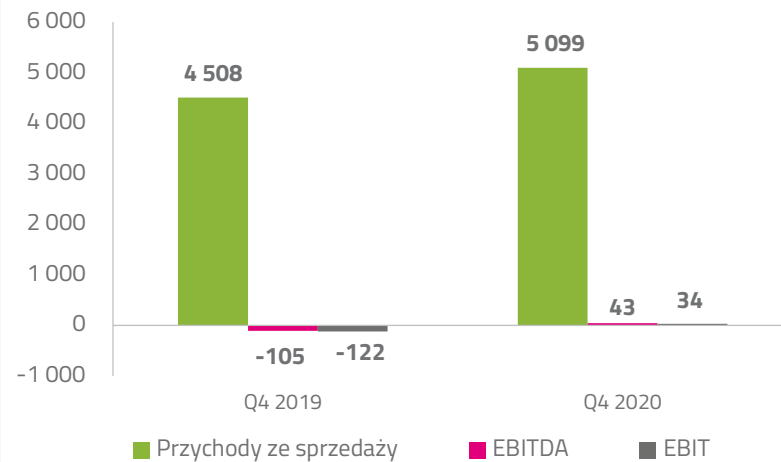
Segment Sprzedaż 2020 r.



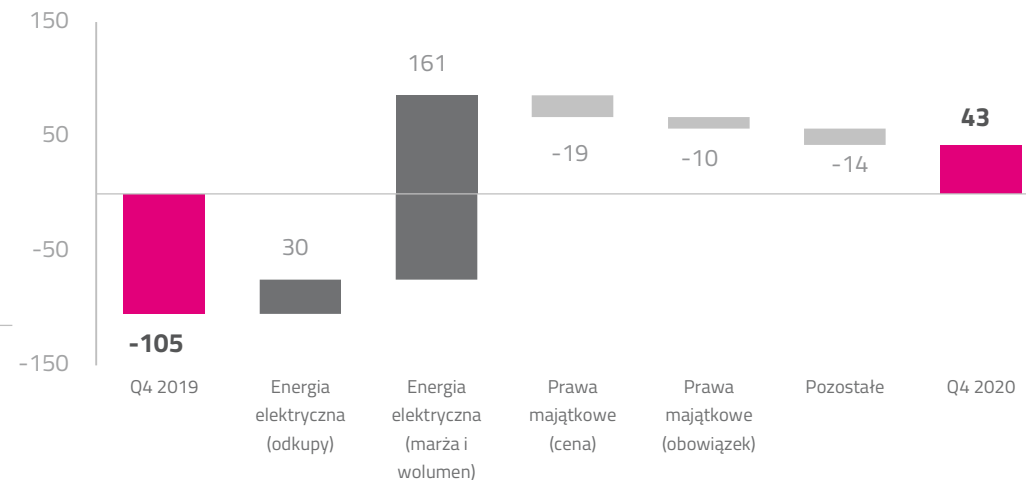
- Wyższa marża na odkupie energii elektrycznej ✓
- Wzrost cen zakupu oraz obowiązku umorzenia PMOZE -
- Brak pełnego pokrycia kosztów zmiennych w taryfie G -
- Wpływ COVID-19 na EBITDA: -77 mln zł -

Segment Sprzedaż IV kw. 2020 r.

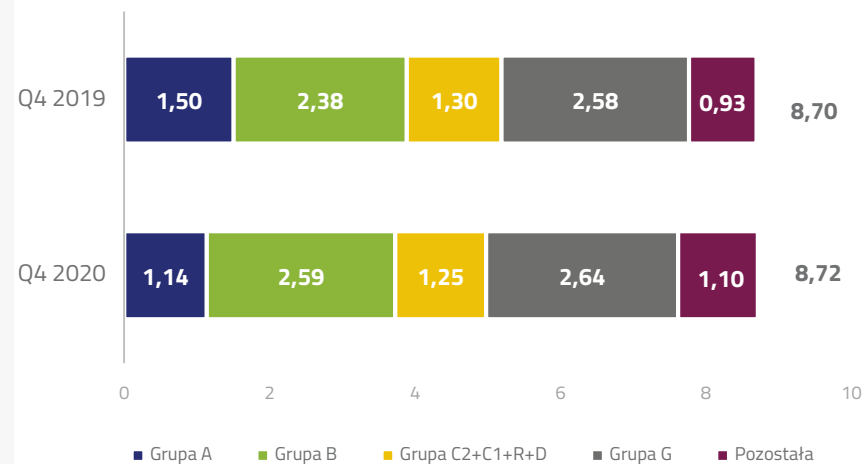
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]

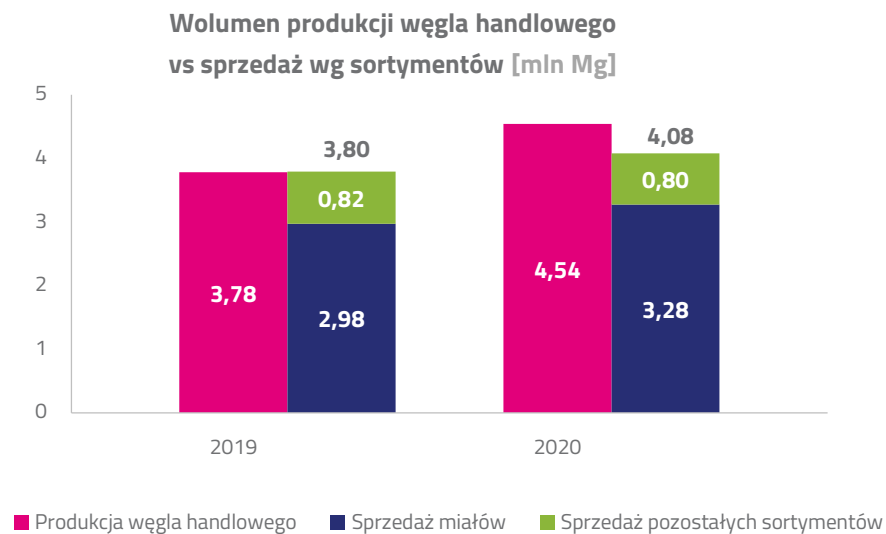
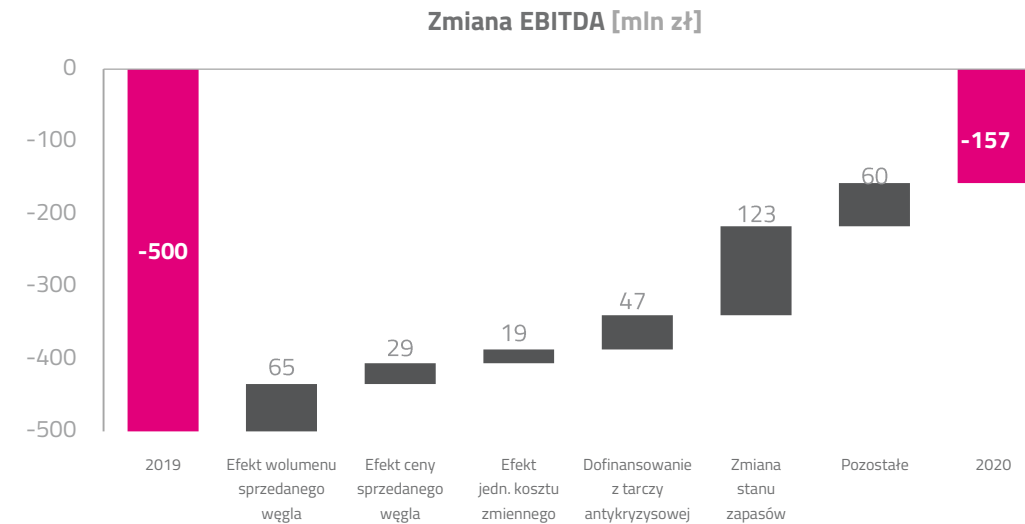
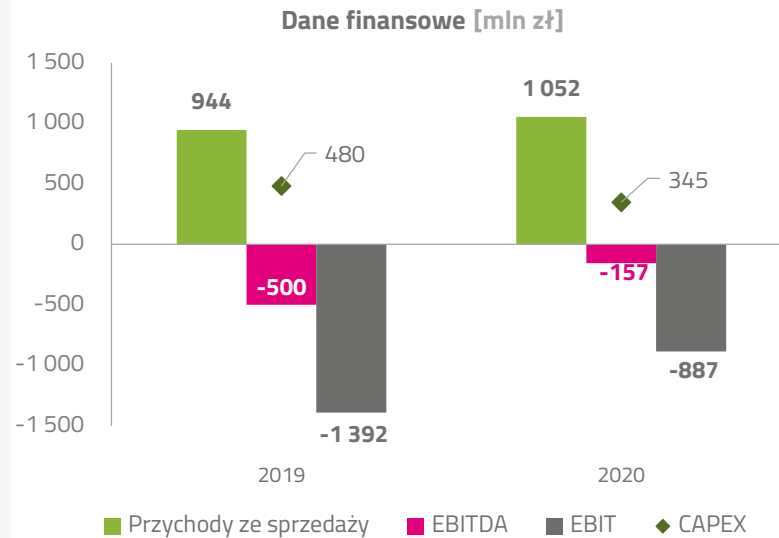


Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



- Wyższa marża na odkupie energii elektrycznej ✓
- Wzrost cen zakupu oraz obowiązku umorzenia PMOZE -
- Brak pełnego pokrycia kosztów zmiennych w taryfie G -
- Wpływ COVID-19 na EBITDA: -12 mln zł -

Segment Wydobycie 2020 r.



▪ Znaczny wzrost produkcji węgla w stosunku do 2019 r. ✓

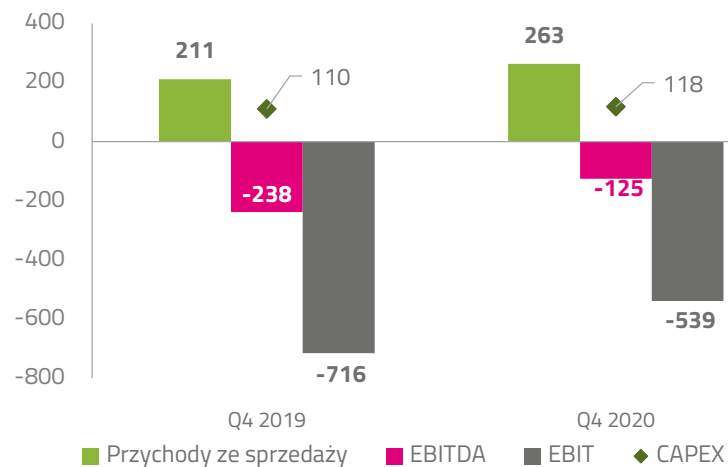
▪ Spadek o 56 zł/Mg jednostkowego mining cash cost* (spadek z 299 do 243 zł/Mg) ✓

▪ Wyższe zapasy węgla -

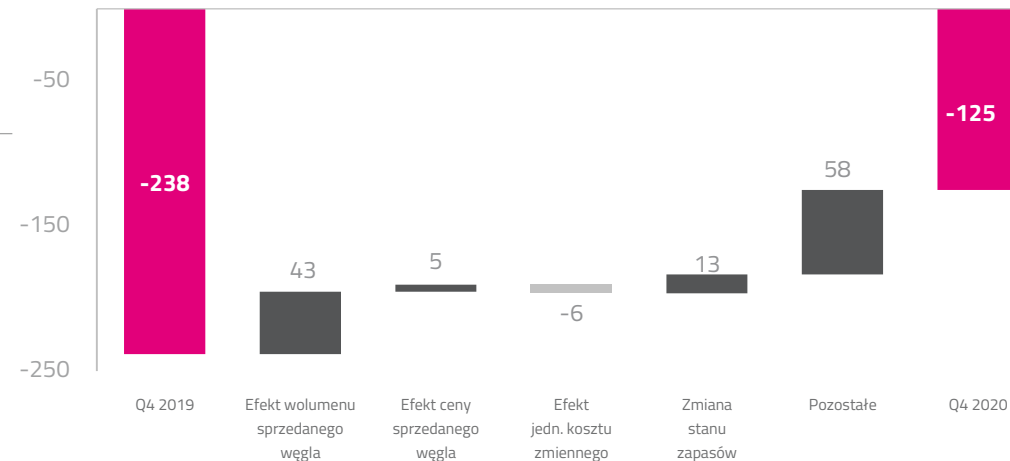
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Segment Wydobycie IV kw. 2020 r.

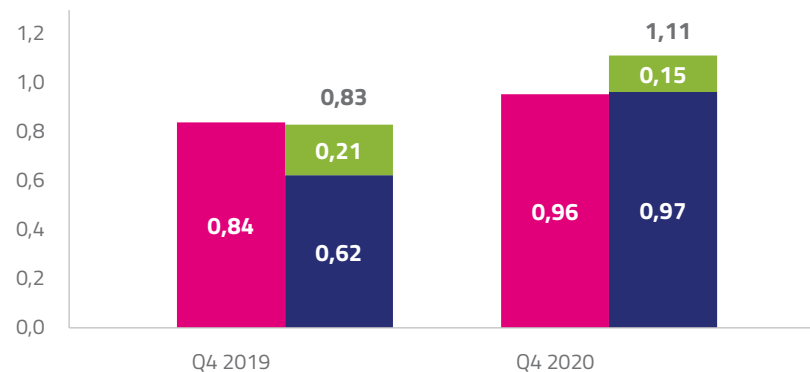
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Wolumen produkcji węgla handlowego
vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]



■ Produkcja węgla handlowego ■ Sprzedaż miałków ■ Sprzedaż pozostałych sortymentów

▪ Znaczny wzrost produkcji węgla w stosunku do 2019 r. ✓

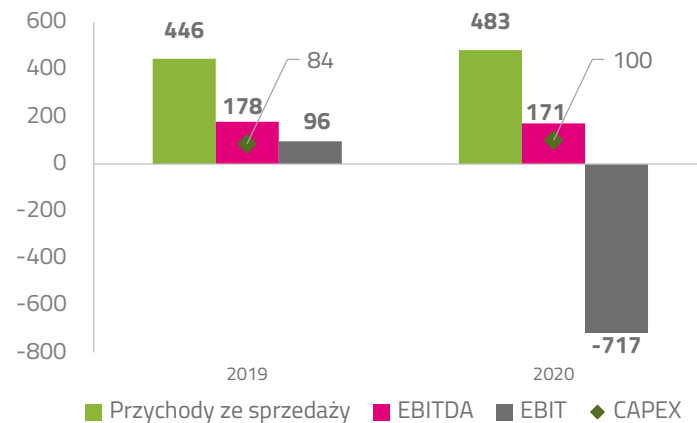
▪ Spadek o 88 zł/Mg jednostkowego mining cash cost* (spadek z 475 do 387 zł/Mg) ✓

▪ Wyższe zapasy węgla -

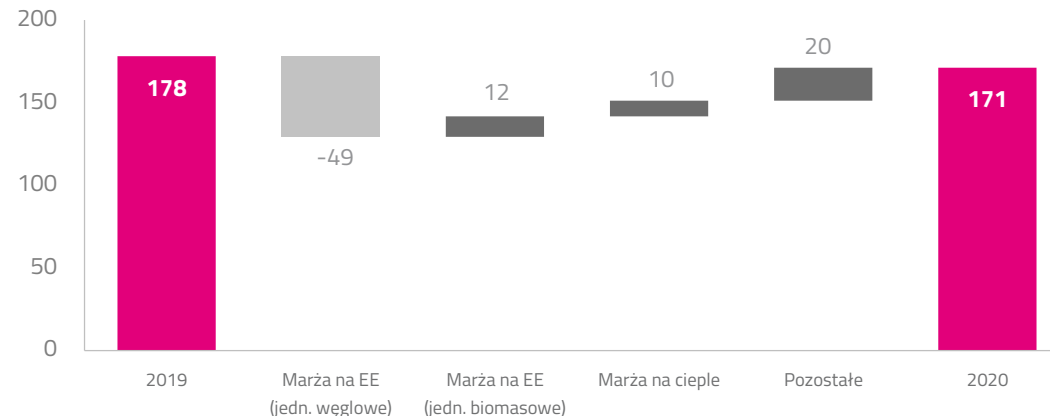
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Działalność zaniechana 2020 r.

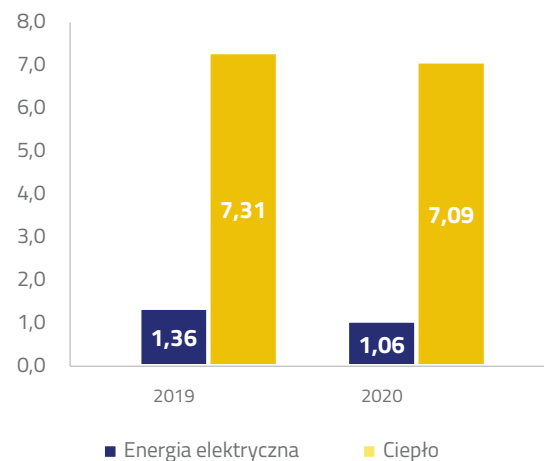
Dane finansowe [mln zł]



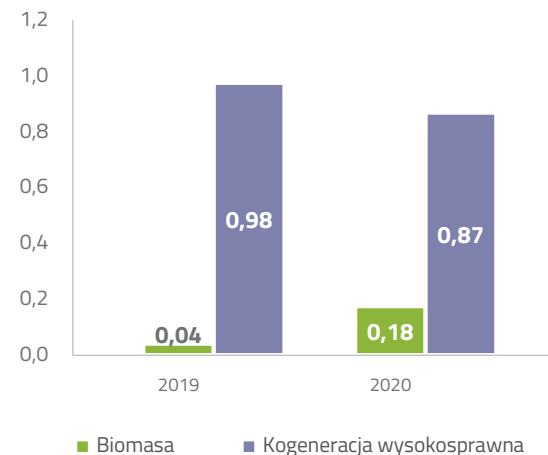
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii (jedn. węglowe) [TWh] i ciepła [PJ]



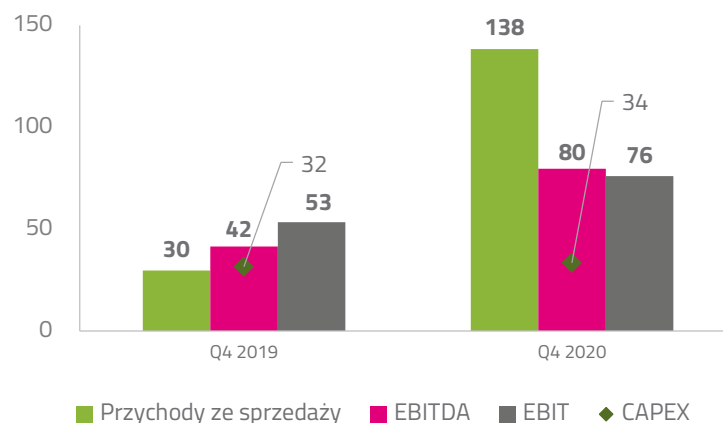
Produkcja z biomasy i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]



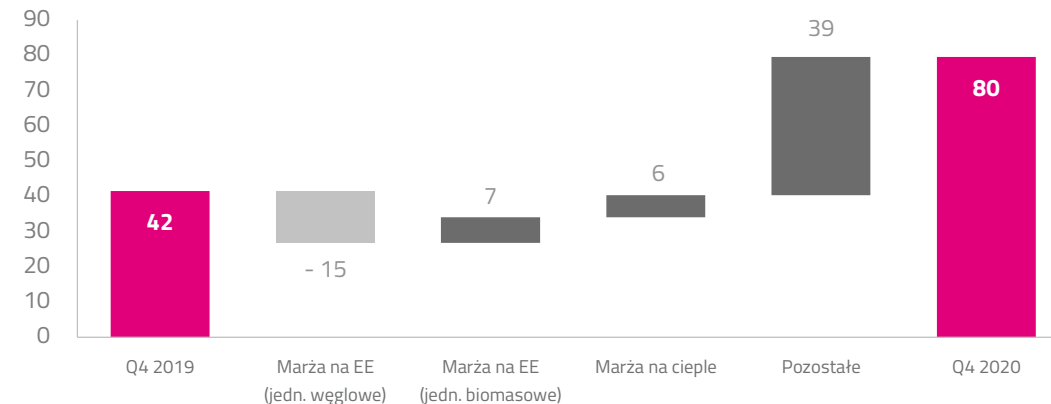
- Wyższa marża na ciepło (gł. efekt wzrostu taryfy) ✓
- Rozwiązanie rezerwy z tytułu ekwiwalentu na energię elektryczną oraz regulowania stanu prawnego nieruchomości ✓
- Spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej -
- Spadek clean dark spread -

Działalność zaniechana IV kw. 2020 r.

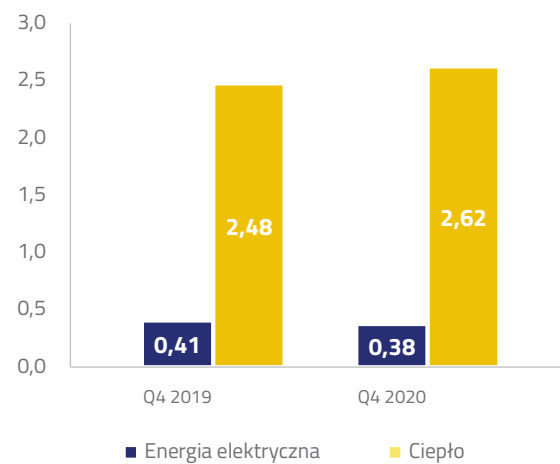
Dane finansowe [mln zł]



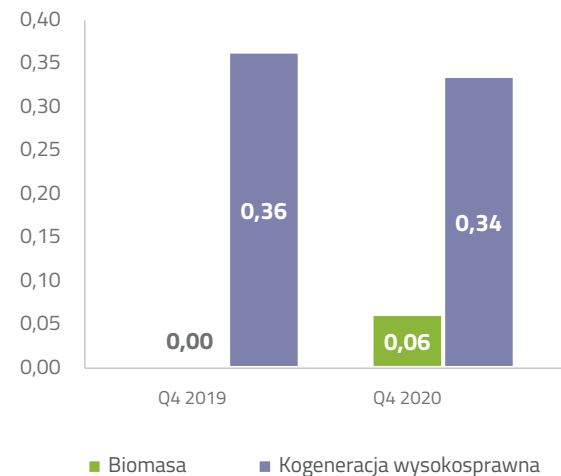
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii (jedn. węglowe) [TWh] i ciepła [PJ]



Produkcja z biomasy i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]



▪ Zmiana taryfy na ciepło ✓

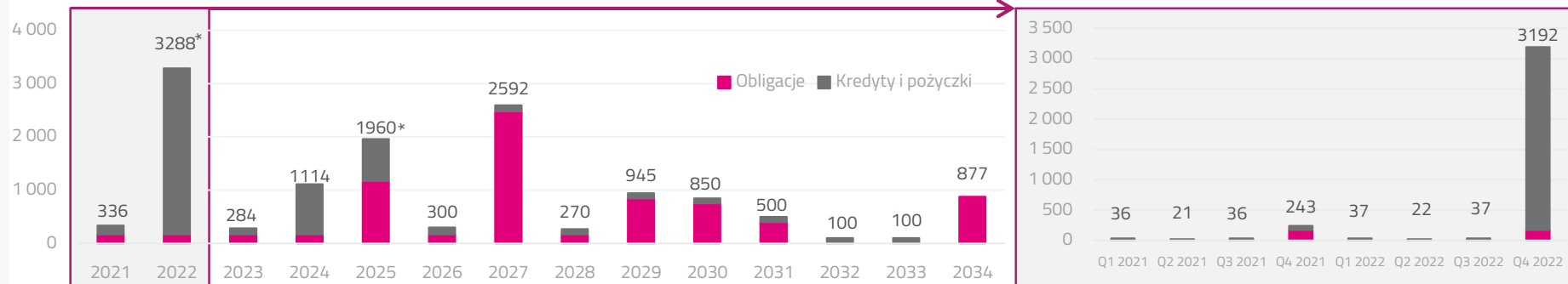
▪ Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej i ciepła z biomasy ✓

▪ Rozwiązanie rezerwy z tyt. regulowania stanu prawnego nieruchomości ✓

▪ Spadek clean dark spread -

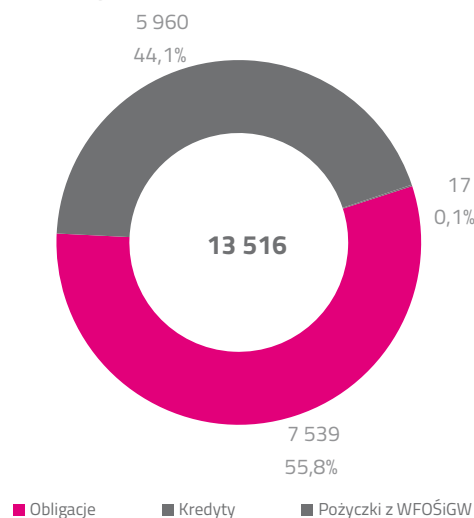


Zapadalność długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31 grudnia 2020 r. [mln zł]

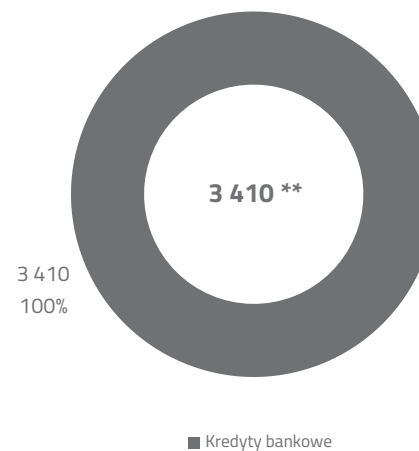


Zadłużenie i finansowanie

Struktura długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31 grudnia 2020 r. [mln zł]



Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 31 grudnia 2020 r. [mln zł]



Struktura długu według stopy oprocentowania [mln zł]

Kwota długu	Oprocentowanie	Zabezpieczenie oprocentowanie zmienne
13 516	Zmienne: 7 757	IRS: 3 840
	Stałe: 5 759	Brak: 3 917

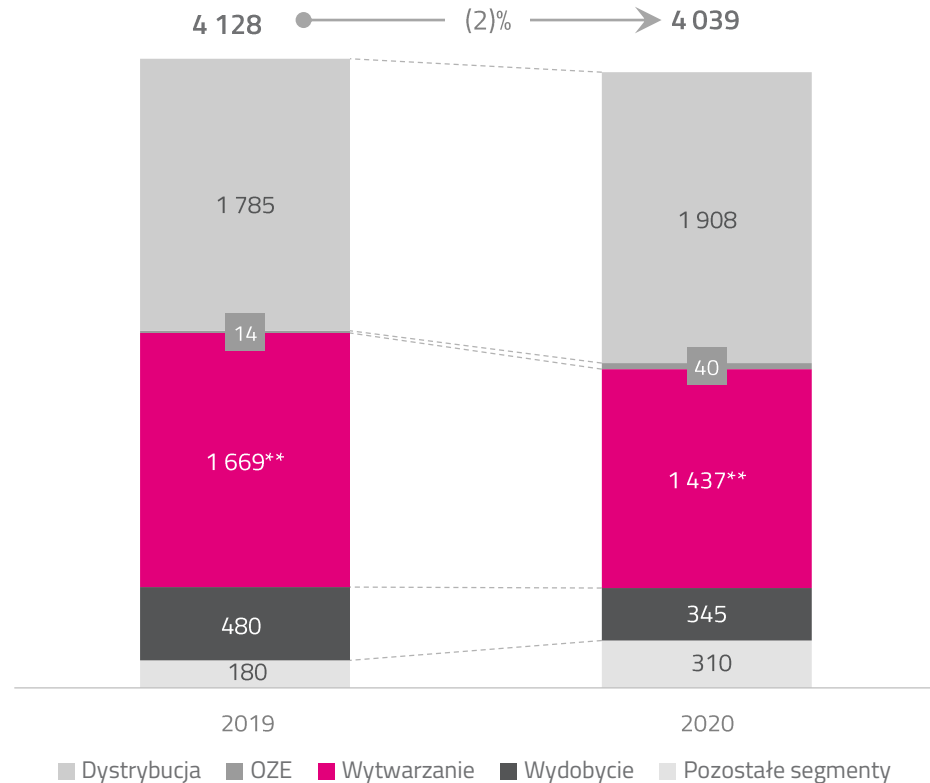
- Średnioważona zapadalność długu na 31 grudnia 2020 r. wynosi 84 miesiące (przy założeniu ciągnięcia kredytów odnawialnych do okresu dostępności)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 29 proc. długu ogółem

* Z uwzględnieniem maksymalnego terminu zapadalności uruchomionych środków w ramach odnawialnych kredytów bankowych.

** Poza wskazanymi dostępnymi finansowaniami Grupa TAURON korzysta również z kredytu w rachunku bieżącym o maksymalnym dostępnym limicie 45 mln euro

Capex – podział na segmenty

Nakłady inwestycyjne wg segmentów* [mln zł]



* Nakłady nie uwzględniają inwestycji kapitałowych (zgodnie z prezentacją w sprawozdaniu finansowym).
Nakłady łącznie z inwestycjami kapitałowymi, bez uwzględnienia kosztów finansowych, wyniosły:
4 557 mln zł w 2019 r. (w tym OZE 601 mln zł) oraz 3 839 mln zł w 2020 r.

** CAPEX segmentu Wytwarzanie i działalności zaniechanej

Główne inwestycje realizowane w 2020 r.



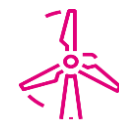
Dystrybucja:

- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (827 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (924 mln zł)
- System łączności Dyspozytorskiej (52 mln zł)



Wytwarzanie:

- Budowa nowej mocy Jaworzno 910 MW (688 mln zł)
- Dostosowanie jednostek wytwórczych do BAT (239 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe w TW (187 mln zł)
- Uciepłownienie Elektrowni Łagisza (18 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (33 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (16 mln zł)



OZE:

- Budowa farmy PV Jaworzno (15 mln zł)
- Budowa farmy PV Choszczno (16 mln zł)



Wydobycie:

- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (32 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (17 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (41 mln zł)
- Zakup/modernizacja kompleksu ścianowego w pokładzie 301 (38 mln zł)
- Przygotowanie produkcji (139 mln zł)



Sprzedaż i pozostałe:

- Budowa Internetu szerokopasmowego w ramach POPC III (101 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój oświetlenia (43 mln zł)
- Silniki gazowe (10 mln zł)

Inwestycje nie uwzględniają kosztów finansowych doliczanych do nakładów

Perspektywy na 2021 r.



Dystrybucja



- Raportowana EBITDA na niższym poziomie r/r – rozwiązanie 425 mln zł rezerw w 2020 r. Po oczyszczeniu EBITDA w 2021 r. na stabilnym poziomie r/r
- WACC na stabilnym poziomie (5,5 proc. w 2020 r. i 2021 r.)
- Wzrost WRA z 18,3 mld do 19,0 mld zł
- Wyższy wolumen dystrybuowanej energii – prognozowany wzrost zużycia energii elektrycznej
- Spadek taryfy dystrybucyjnej o 1,5 proc.



Wytwarzanie



- Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej – całoroczna praca bloku 910 MW w Jaworznie w roku 2021 r.: 250-300 mln zł dodatkowej EBITDA
- Niższe planowane wolumeny na blokach klasy 200 MW na skutek sytuacji rynkowej i bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza (remont średni)
- 680 mln zł przychodów z rynku mocy
- Utrata przychodów z ORM i IRZ na skutek likwidacji tych mechanizmów (łącznie 300 mln zł)



Wydobycie



- Wyższy wolumen produkcji węgla handlowego
- Presja na wzrost kosztów usług i materiałów
- Wysoka podaż węgla energetycznego – oczekiwany spadek ceny sprzedaży węgla
- Brak dofinansowania z tarczy antykryzysowej
- Spadek średniej ceny sprzedaży miałów energetycznych



OZE



- Oczekiwany spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wodnych i farmach wiatrowych – rekordowa wietrzność oraz statystycznie wyższy poziom opadów w roku 2020 r. vs poprzednie lata
- Utrata wsparcia w postaci PM OZE dla 44 MW elektrowni wodnych oraz 30 MW farm wiatrowych
- Presja na wzrost kosztów usług remontowych i usług obcych



Sprzedaż



- Raportowana EBITDA na niższym poziomie r/r – realizacja marży na odkupach energii dla bloków w Jaworznie i Stalowej Woli (340 mln zł dodatkowej EBITDA w 2020 r.). Po oczyszczeniu EBITDA w 2021 r. na stabilnym poziomie r/r
- Pełne pokrycie kosztów w taryfie G (wzrost taryfy o 3,6 proc.)
- Spadek średniego kosztu zakupu energii
- Wyższe marże na sprzedaży energii w segmencie klientów masowych oraz biznesowych
- Dynamiczny wzrost mocy w instalacjach prosumenckich – negatywny wpływ na wolumen sprzedaży energii

EBITDA Grupy

oczyszczona o zdarzenia jednorazowe



CAPEX

CAPEX dostosowany do wysokości EBITDA oraz sytuacji finansowej Grupy



Zadłużenie

Wskaźnik dług netto/EBITDA < 3,5x





Kontakt

Zespół Relacji Inwestorskich

Marcin Lauer

marcin.lauer@tauron.pl

tel. + 48 32 774 27 06

Paweł Gaworzyński

pawel.gaworzynski@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 34

Mirosław Szczygielski

miroslaw.szczygielski@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 38

Katarzyna Heinz

katarzyna.heinz@tauron.pl

tel. + 48 516 111 038



Zastrzeżenie prawne

Niniejsza prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Niniejsza prezentacja została sporządzona przez TAURON Polska Energia S.A. („Spółka”).

Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, których skutkiem może być to, że rzeczywiste wyniki, sytuacja finansowa, działania i osiągnięcia Spółki albo wyniki branży będą istotnie różnić się od jakichkolwiek przyszłych wyników, działań lub osiągnięć wyrażonych w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

Dziękujemy za uwagę





Pokrycie analityczne TAURON

Instytucja	Analityk
Dom Maklerski mBanku*	Kamil Kliszc
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Dom Maklerski Santander	Paweł Puchalski
Dom Maklerski PKO BP	Andrzej Rembelski
Dom Maklerski Banku Handlowego	Piotr Dzieciołowski
Ipopema	Robert Maj
Erste Group	Marcin Górnik
Michał Sztabler	Noble Securities

* wydawanie rekomendacji zostało zawieszono

Instytucja	Analityk
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
WOOD & Company	Ondrej Slama
Dom Maklerski BOŚ	Jakub Viscardi
Exane BNP Paribas	Michael Harleaux
Pekao Investment Banking	Maksymilian Piotrowski
Beskidzki Dom Maklerski	Krystian Brymora
Trigon Dom Maklerski	Michał Kozak

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS	2019 r.		2020 r.		2020/2019	
	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	241,94	167 413	255,65	167 093	5,7%	-0,2%
Forward PEAK (Y+Q+M)	334,60	13 748	315,03	19 035	-5,9%	38,5%
Forward (średnia ważona)	248,97	181 161	261,72	186 128	5,1%	2,7%
SPOT (TGE)	230,97	33 947	208,72	34 757	-9,6%	2,4%
Średnia ważona razem	246,13	215 108	253,38	220 885	2,9%	2,7%

Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia ważona za rok 2020 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2019 r.	2020 r.
OZE (PMOZE_A)	138,22	129,78 (18,5%)	165,24 (19,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	300,15	300,03 (0,5%)	300,03 (0,5%)

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUR/t)	
Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja styczeń 2021 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2021 r.	35,20 EUR/t
Średnia w 2022 r.	38,45 EUR/t
Średnia w 2023 r.	42,20 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2020 r.	34 – 36 EUR/t

* Źródła: Point Carbon, BNEF, Consus, GDF SUEZ Trading, HSE, Mkonline, Societe Generale, TAURON



Notowania kontraktów BASE na 2020 r.

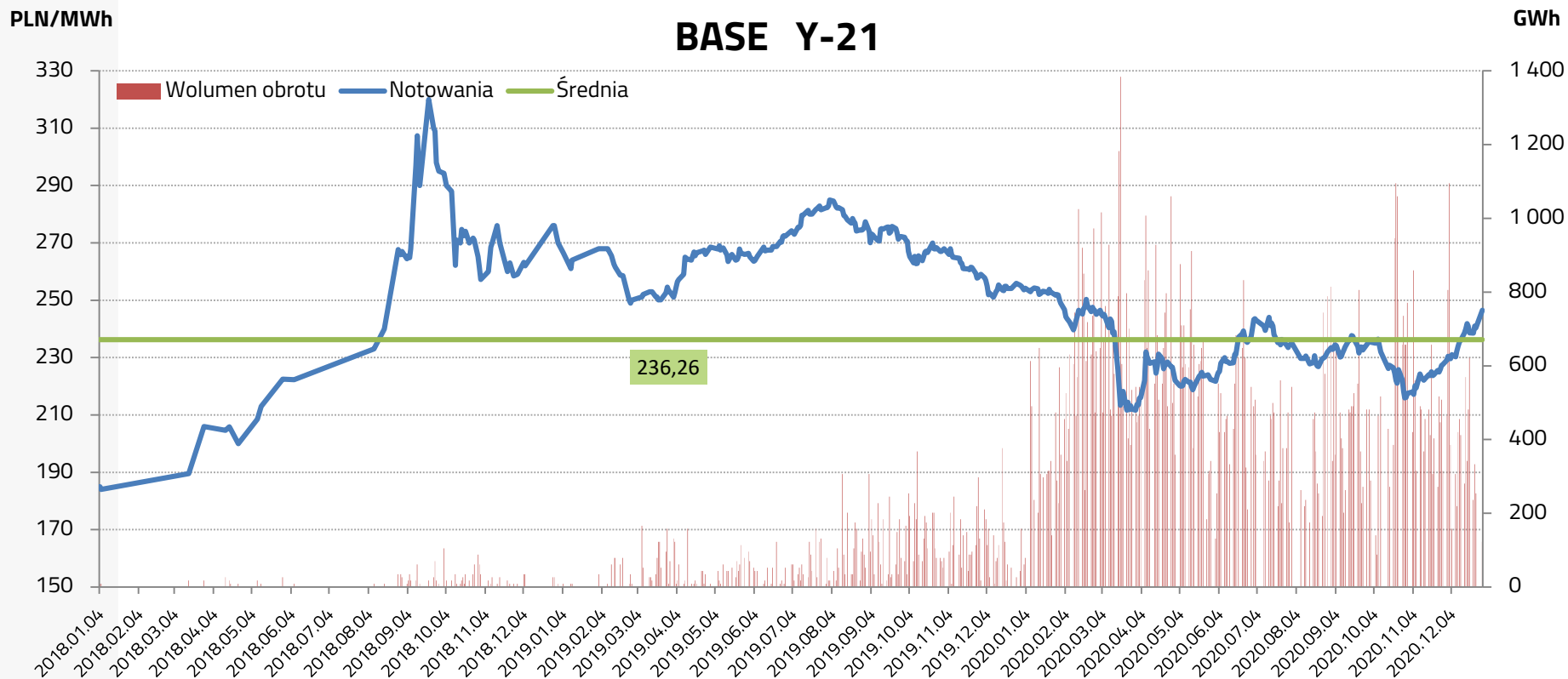


		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		265,42	134 887
w tym	na TGE	265,44	134 852
	poza TGE	208,19	35

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2020 r.: 271,88 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2020 r.: 151 518 GWh



Notowania kontraktów BASE na 2021 r.

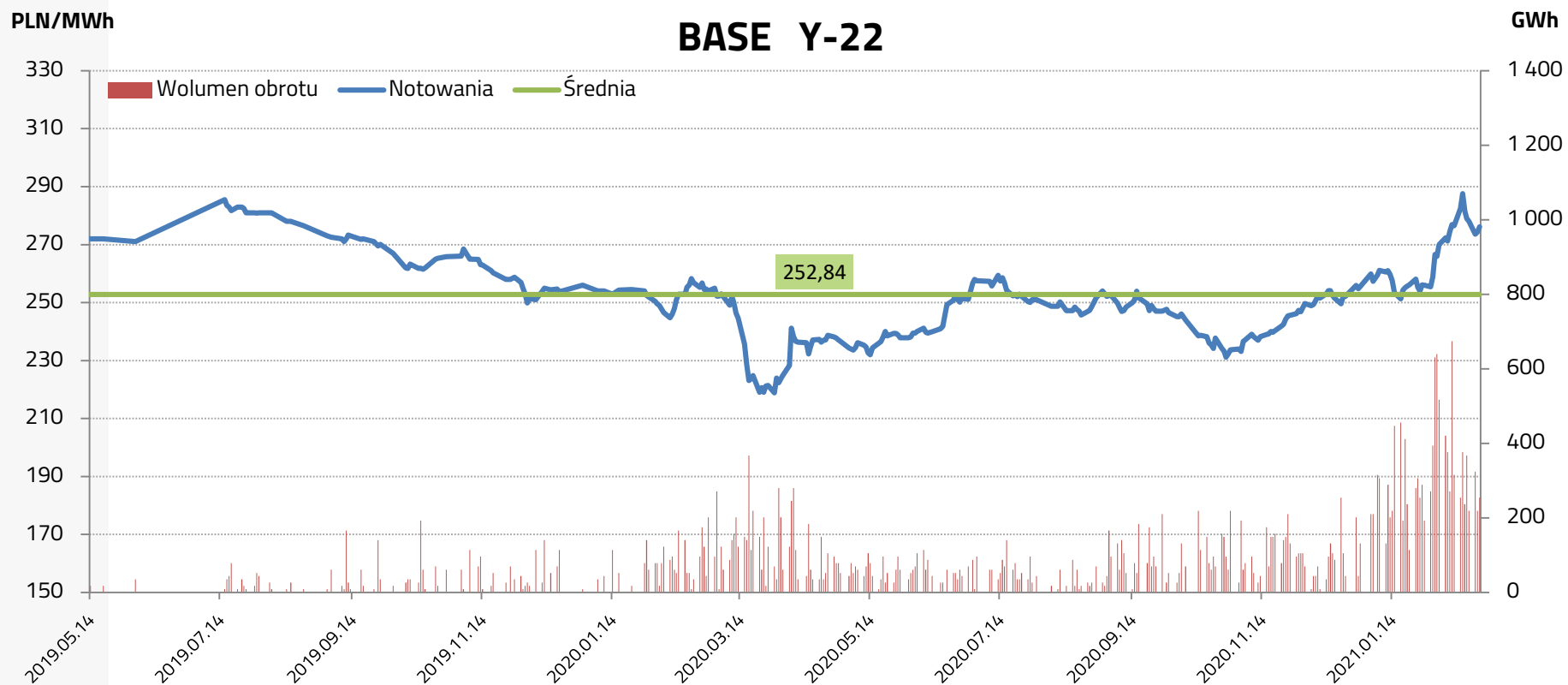


		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		236,26	134 282
w tym	na TGE	236,26	134 282
	poza TGE	0	0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2021 r.: 240,70 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2021 r.: 149 602 GWh



Notowania kontraktów BASE na 2022 r.



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		252,84	33 568
w tym	na TGE	252,84	33 568
	poza TGE	0	0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2022 r.: 256,38 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2022 r.: 36 592 GWh