



Wyniki finansowe Grupy TAURON za I kwartał 2020 r.

14 maja 2020 r.



Filip Grzegorzczak
Prezes Zarządu

- Kluczowe dane finansowe i operacyjne
- Najważniejsze wydarzenia
- Projekty inwestycyjne i CAPEX



Marek Wadowski
Wiceprezes Zarządu
ds. Finansów

- Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa
- Dane finansowe i wyniki segmentów
- Zadłużenie i finansowanie
- Perspektywy na 2020 rok

Kluczowe dane za I kwartał 2020 r.



Wyniki finansowe

[mln zł]	Q1 2020 vs Q1 2019	
Przychody ze sprzedaży	5 468	3%
EBITDA	957	(22)%
Wynik netto*	162	(70)%
CAPEX	940	29%
Dług netto/EBITDA	3,27x	wzrost o 0,45x (vs 31.12.2019)

Dane operacyjne

	Q1 2020 vs Q1 2019	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	13,25	(2)%
Produkcja energii elektrycznej z OZE [TWh]	0,57	48%
Produkcja energii elektrycznej z jednostek węglowych [TWh]	2,64	(23)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	4,96	4%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	8,86	(1)%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,18	(6)%

* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Podsumowanie najważniejszych wydarzeń



16 marca

Zawarcie umowy kredytu o wartości 500 mln zł z bankiem SMBC na finansowanie ogólnych celów korporacyjnych, z wyłączeniem finansowania aktywów węglowych

25 marca

Podpisanie umowy kredytu konsorcjalnego o wartości 500 mln zł na finansowanie ogólnych celów korporacyjnych, z wyłączeniem finansowania nowych projektów węglowych

23 marca

Podpisanie porozumienia w sprawie warunków współpracy pomiędzy TAURON oraz Polskim Funduszem Rozwoju w zakresie inwestycji w odnawialne źródła energii

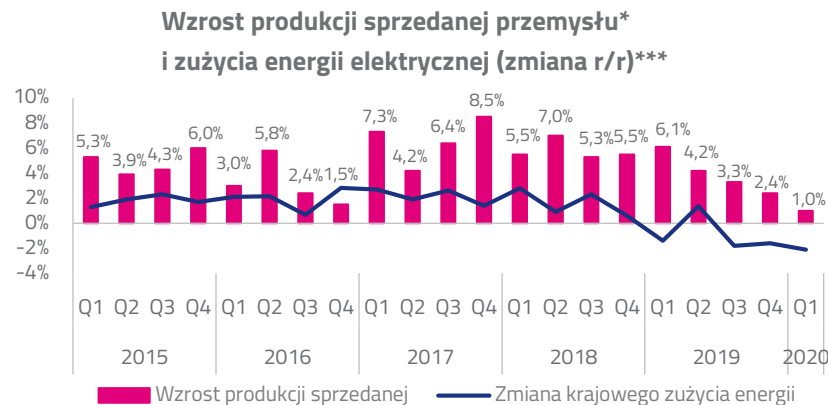
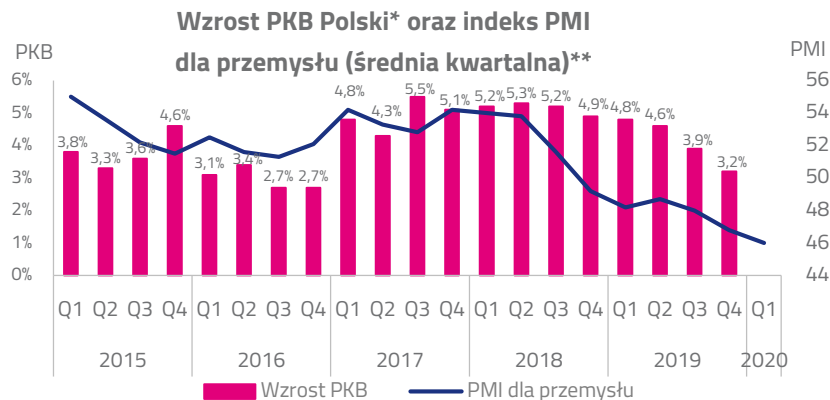
29 kwietnia

Osiągnięcie porozumienia ze stroną społeczną w TAURON Wydobywie dotyczącego m. in. ograniczenia czasu pracy i wynagrodzeń w okresie od maja do lipca 2020 r.

4 maja

Zawarcie porozumienia z konsorcjum RAFAKO-MOSTOSTAL WARSZAWA w sprawie realizacji bloku o mocy 910 MW w Jaworznie. Szacowany nowy termin oddania bloku do eksploatacji: do 15 listopada 2020 r.

Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa



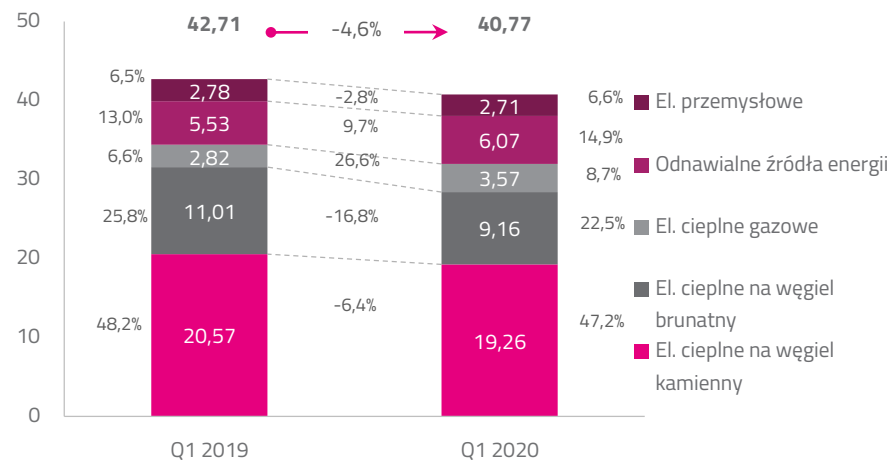
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Y-13	191,60	108 861
Y-14	160,40	142 841
Y-15	168,11	146 932
Y-16	166,47	147 923
Y-17	160,27	76 729
Y-18	165,98	65 227
Y-19	237,44	133 170
Y-20	265,42	134 887
Y-21*	241,70	71 263
Y-22*	245,10	11 195

Średnie ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (wg URE):

- 2014 r.: 163,58 PLN/MWh
- 2015 r.: 169,99 PLN/MWh
- 2016 r.: 169,70 PLN/MWh
- 2017 r.: 163,70 PLN/MWh
- 2018 r.: 194,30 PLN/MWh
- 2019 r.: 245,44 PLN/MWh
- 2020 r.: 256,03 PLN/MWh (estymacja)

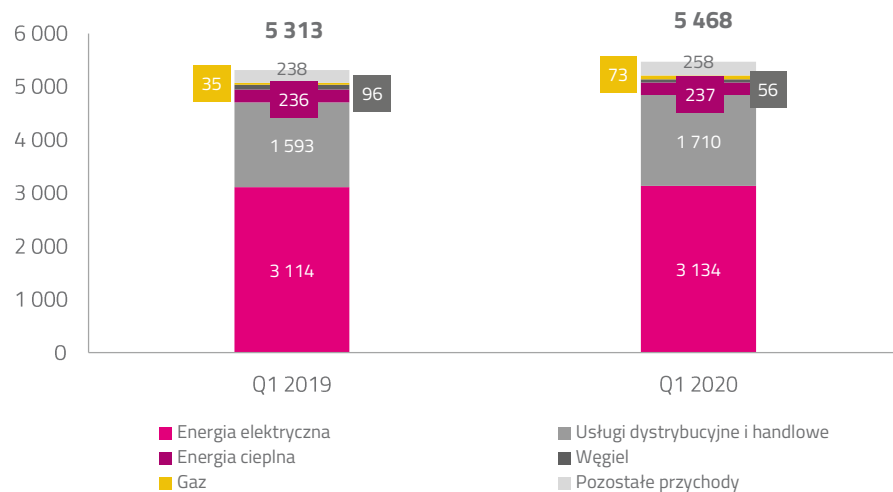
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce*** [TWh]



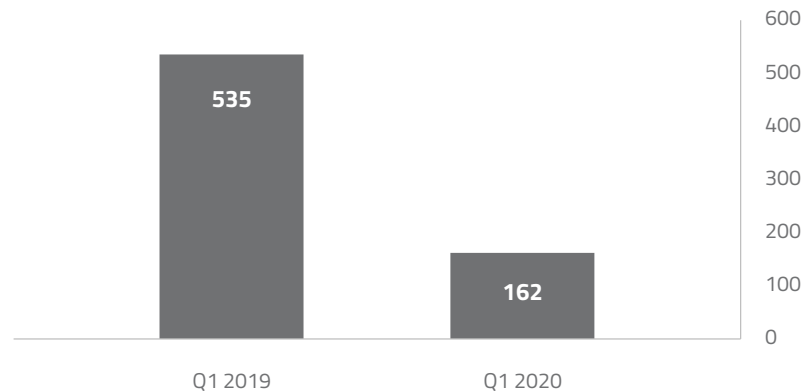
Dane finansowe za I kwartał 2020 r.



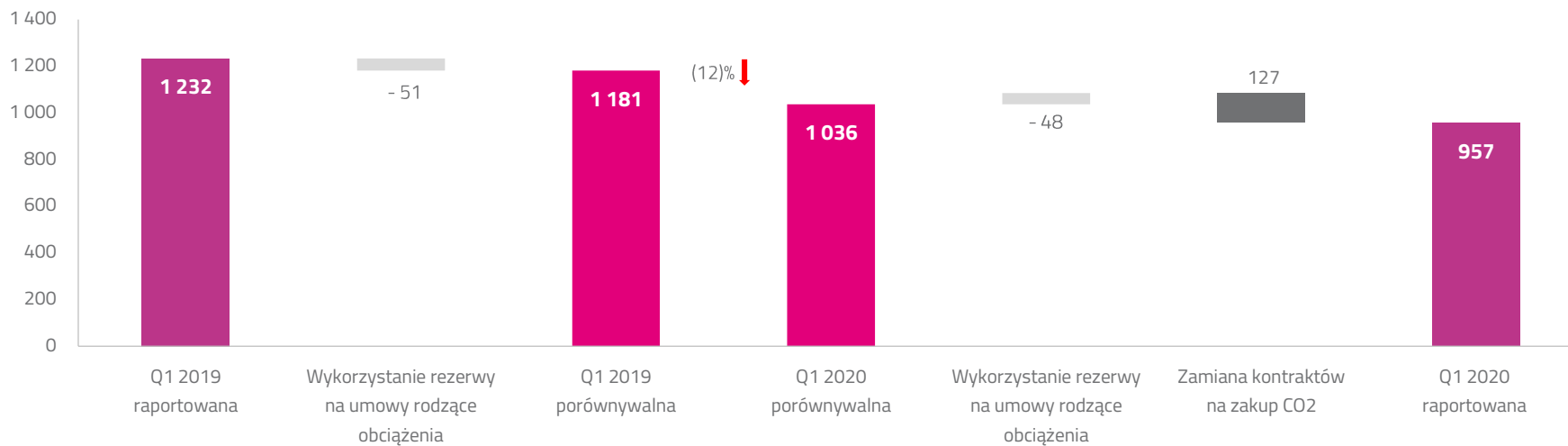
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

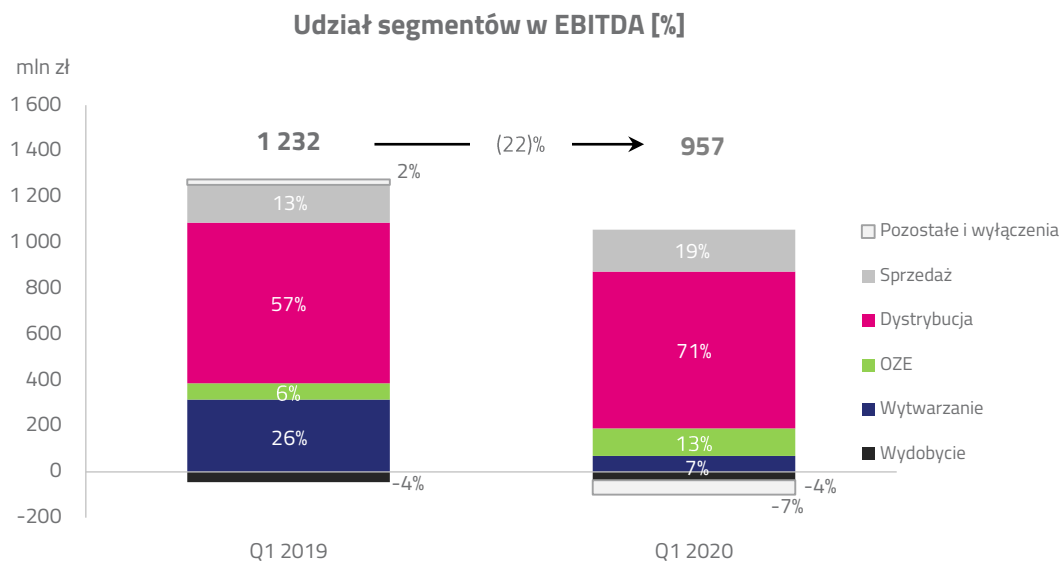


EBITDA Q1 2020 vs Q1 2019 [mln zł]



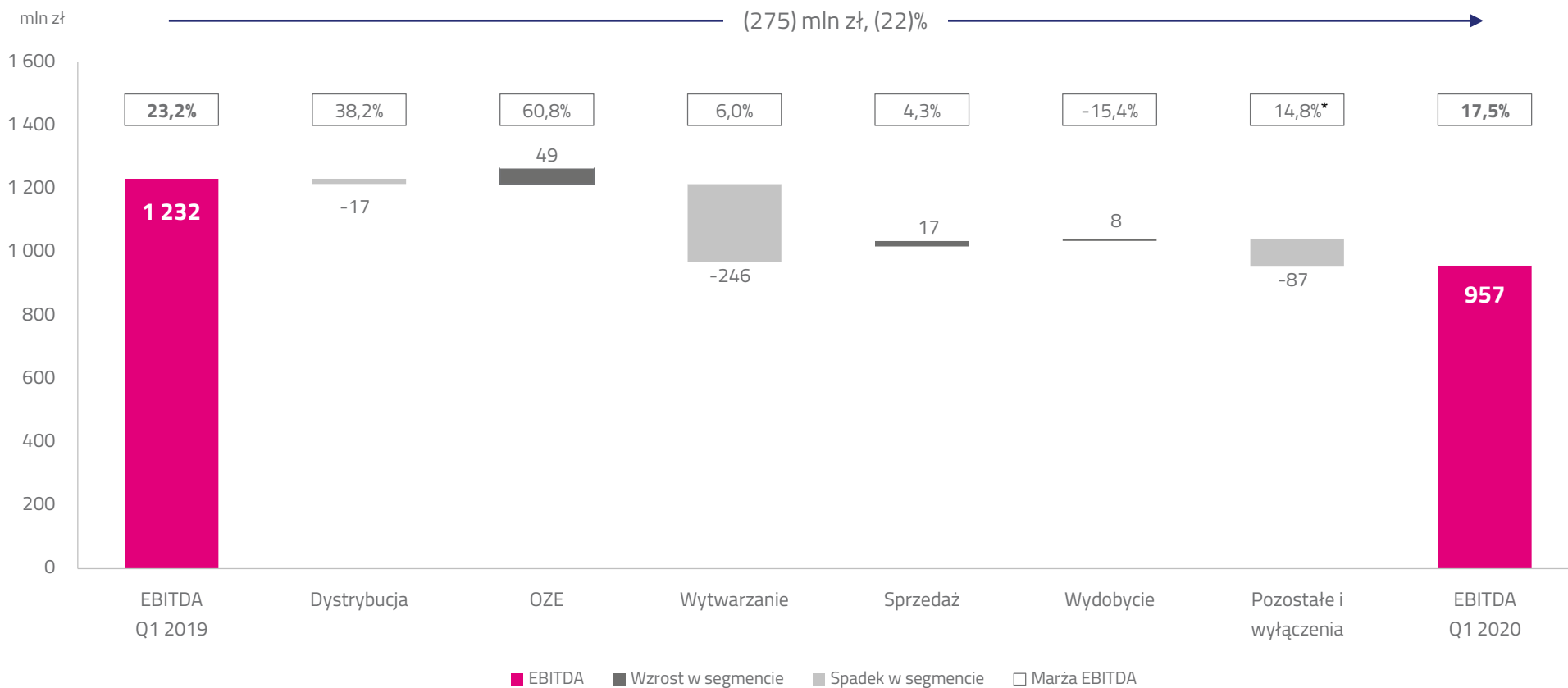
Wyniki segmentów za I kwartał 2020 r.

[mln zł]	Dystrybucja	OZE	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	1 789	199	1 155	4 231	236	(2 143)
EBITDA	684	121	69	182	(36)	(63)
EBIT	400	83	(13)	171	(84)	(84)
CAPEX	485	1	361	11	55	25



* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

EBITDA za I kwartał 2020 r.



* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

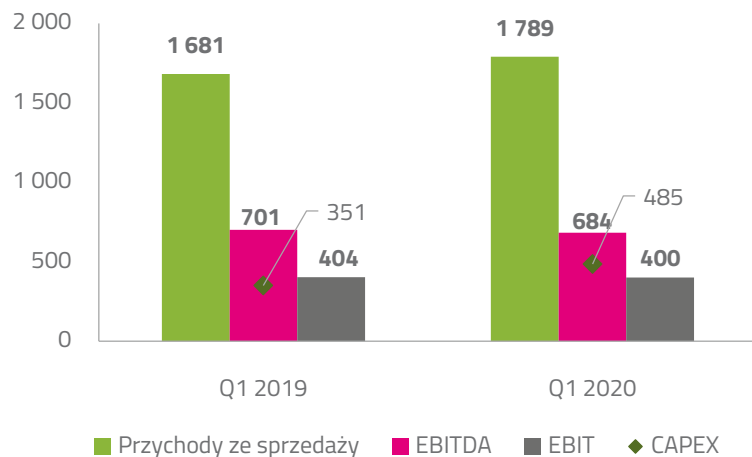


Segment Dystrybucja

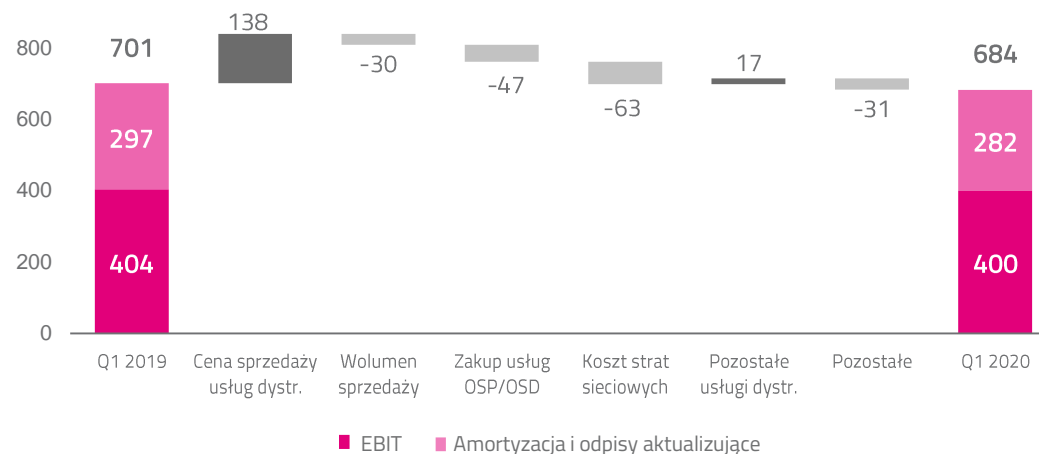
Segment Dystrybucja – I kwartał 2020 r.



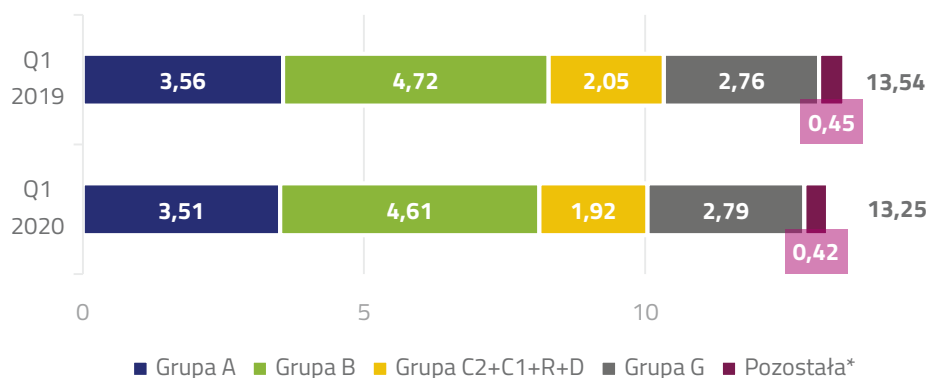
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]

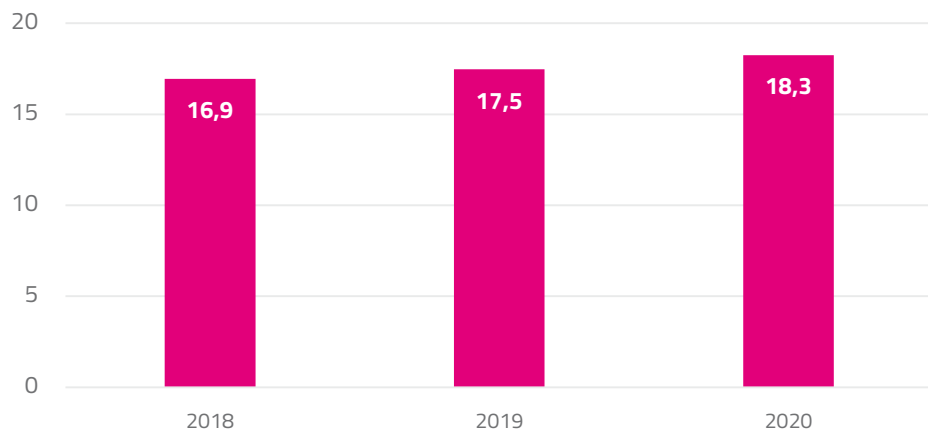


- Wyższe przychody ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej ✓
- Spadek wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 293 GWh -
- Wyższe koszty różnicy bilansowej -

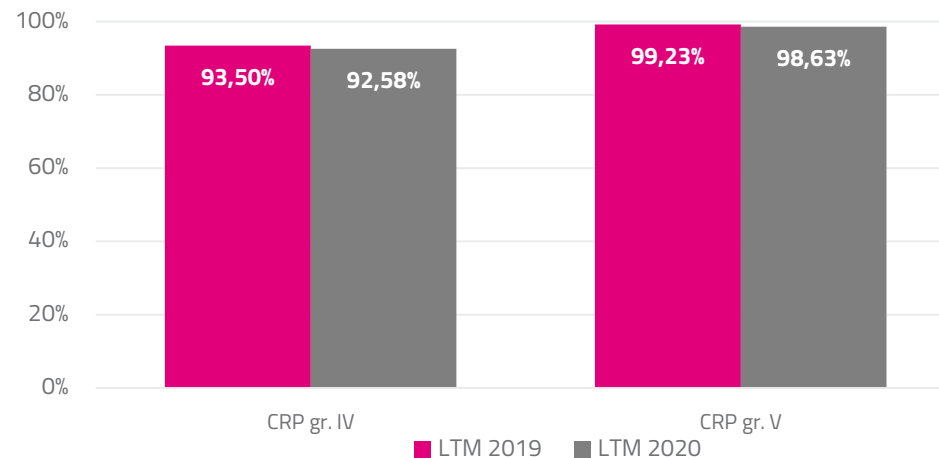
* Śsiednie OSD i eksport

Segment Dystrybucja – kluczowe parametry

Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]

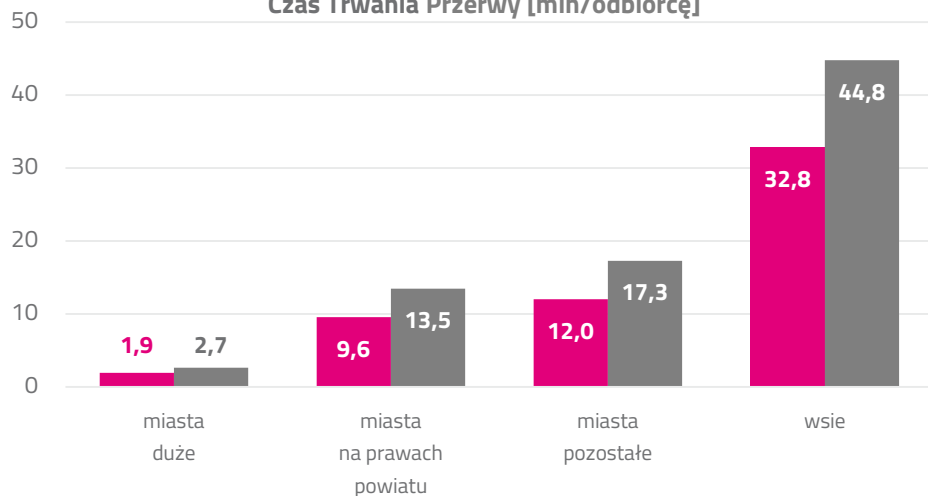


Czas Realizacji Przyłączenia [%]

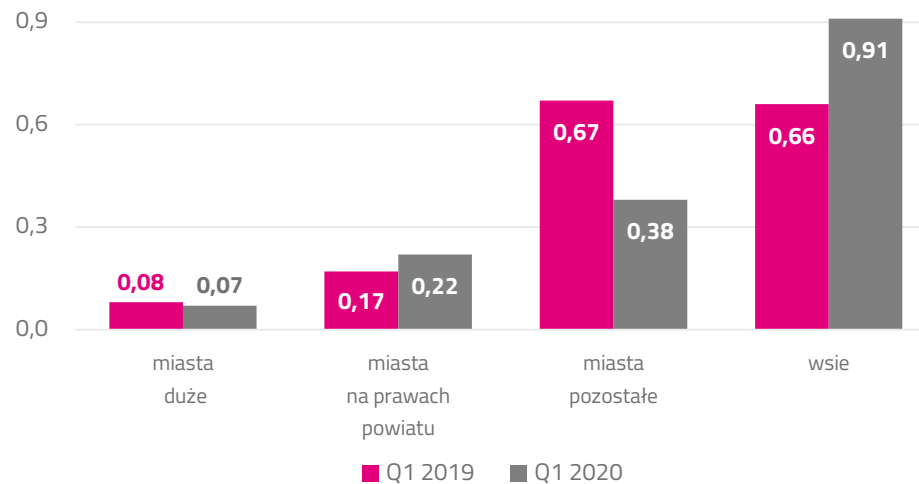


LTM – okres ostatnich 12 miesięcy kończący się 31 marca 2020 r.

Czas Trwania Przerwy [min/odbiorcę]



Częstość Przerw [liczba przerw/odbiorcę]



CZAS TRWANIA PRZERWY

■ Q1 2019 ■ Q1 2020

CTP_{md} – duże miasta
 CTP_{mp} – miasta na prawach powiatu
 CTP_m – miasta
 CTP_w – wsie

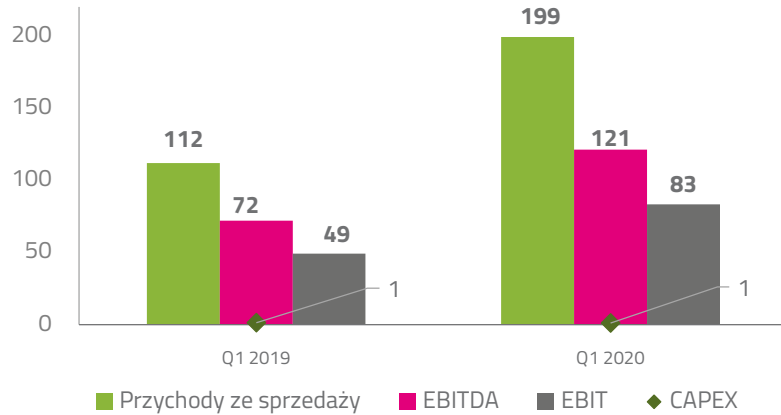


Segment OZE

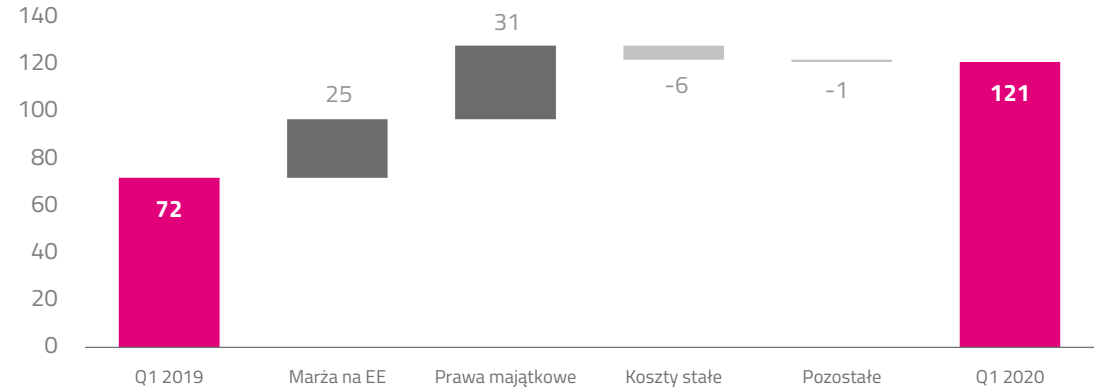
Segment OZE – I kwartał 2020 r.



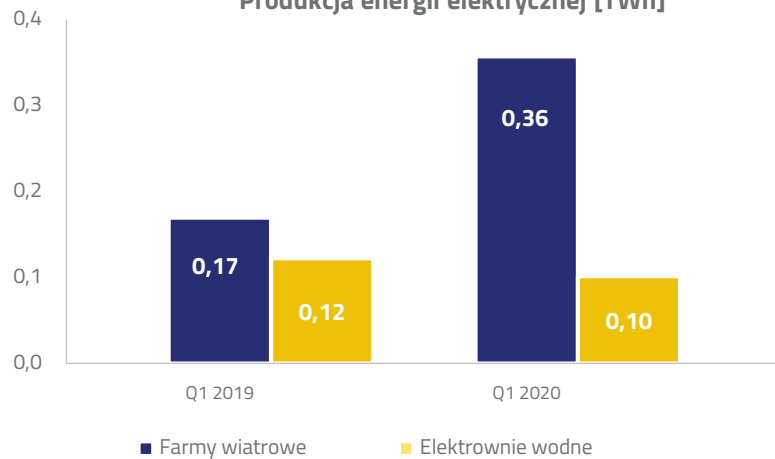
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii elektrycznej [TWh]



Wzrost produkcji energii elektrycznej – efekt nabycia farm wiatrowych o mocy 180 MW



Korzystne warunki wietrzne – wzrost produkcji energii elektrycznej



Wzrost cen praw majątkowych



Spadek cen energii elektrycznej



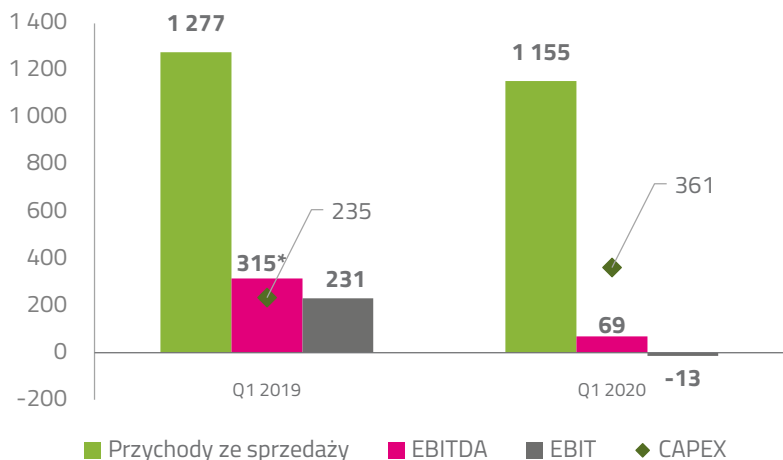


Segment Wytwarzanie

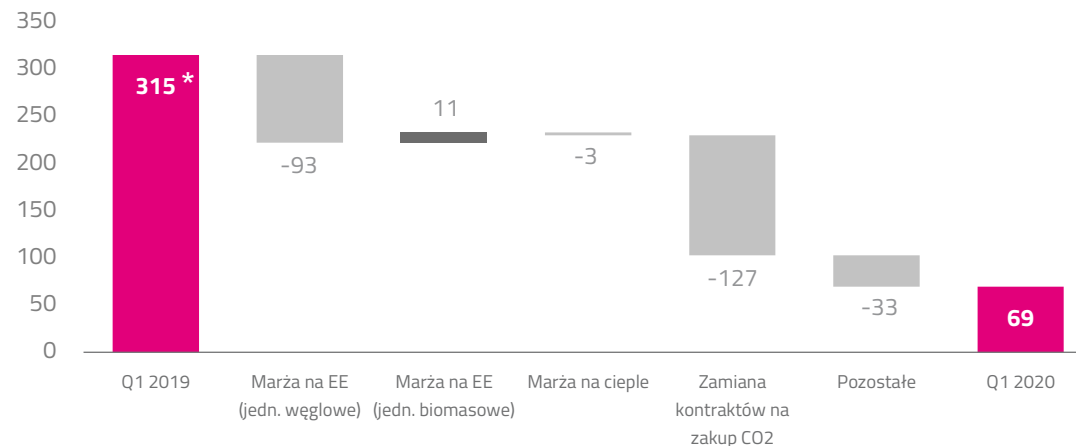
Segment Wytwarzanie – I kwartał 2020 r.



Dane finansowe [mln zł]

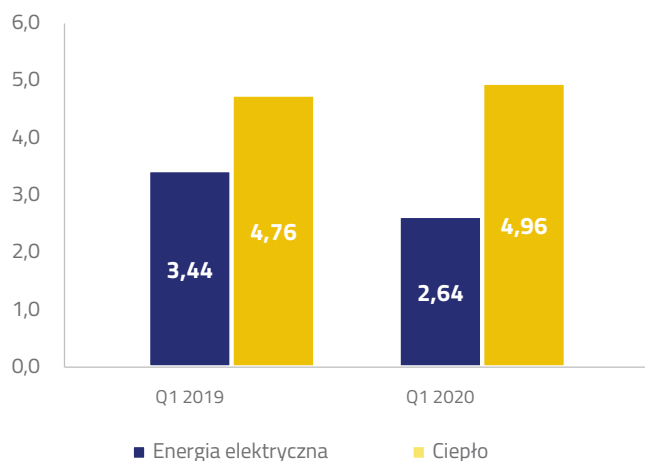


Zmiana EBITDA [mln zł]

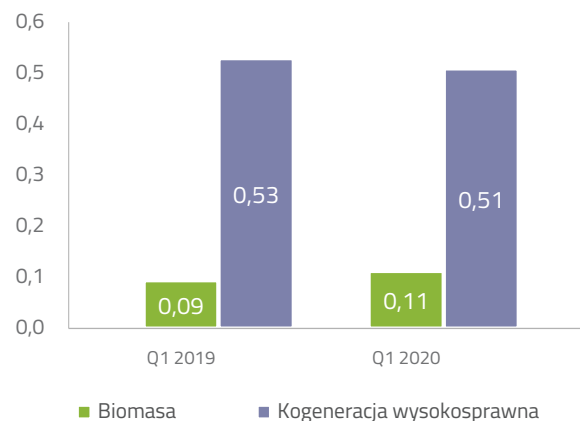


* Od 1 stycznia 2020 r. Grupa wydzieliła nowy segment operacyjny OZE, przypisując do niego dane spółek, których działalność związana jest z wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, tj. wiatrowych i wodnych. Dane za I kwartał 2019 r. zostały doprowadzone do porównywalności. Wynik EBITDA segmentu Wytwarzanie prezentowany za I kwartał 2019 r. wynosił 387 mln zł.

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



Produkcja z biomasy i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]



▪ Wyższe przychody z interwencyjnej rezerwy zimnej i marża na odkupach energii ✓

▪ Wyższa marża na blokach biomasowych ✓

▪ Spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej -

▪ Spadek *clean dark spread* -

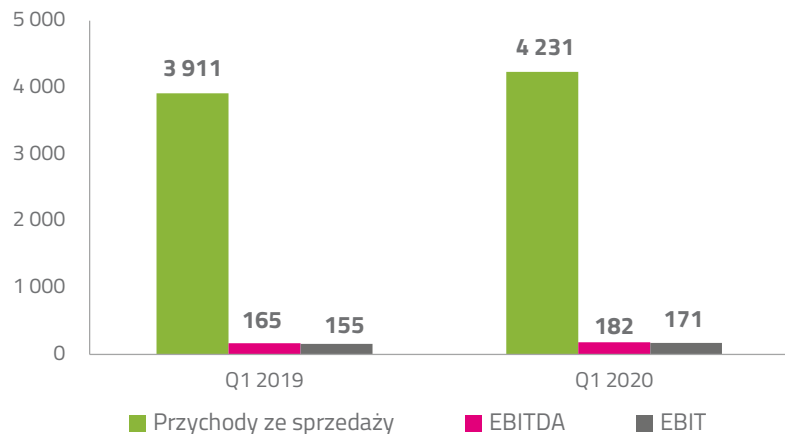


Segment Sprzedaż

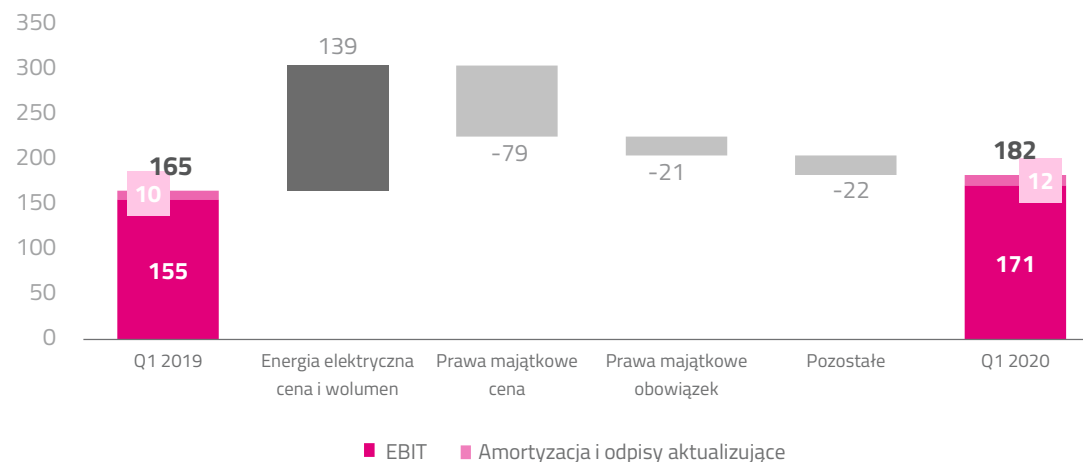
Segment Sprzedaż – I kwartał 2020 r.



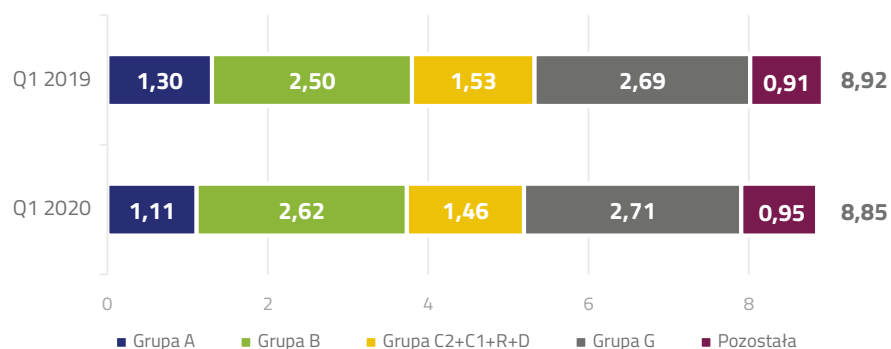
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



▪ Wyższa marża na odkupie energii elektrycznej



▪ Wzrost cen zakupu oraz obowiązku umorzenia PMOZE



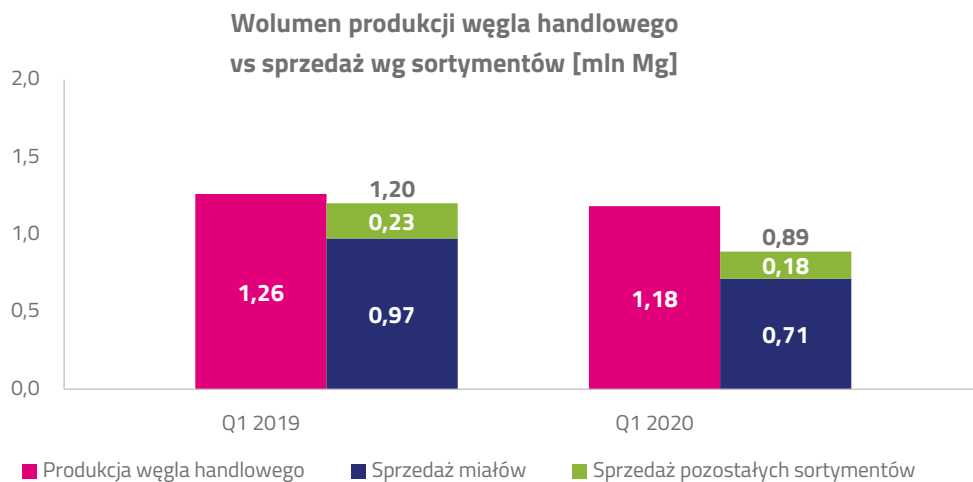
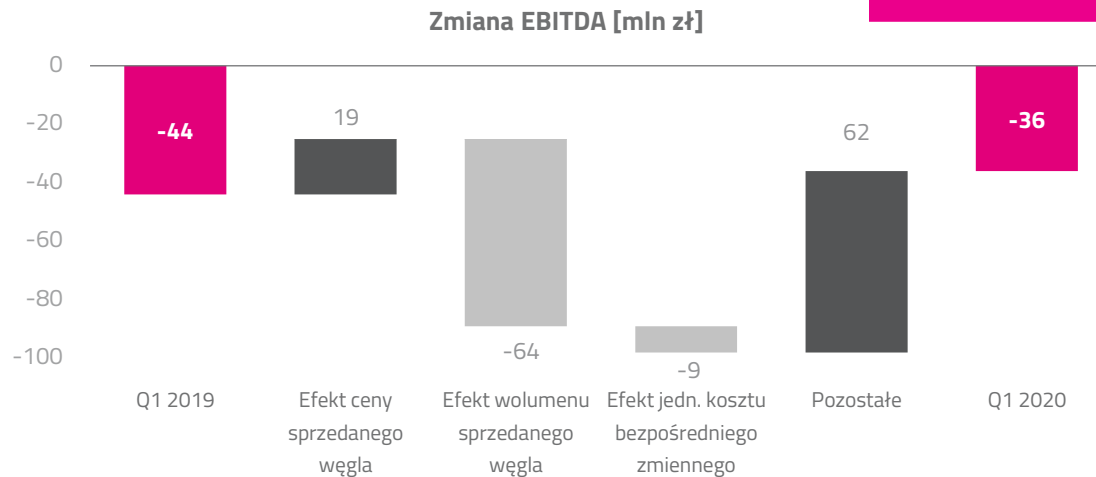
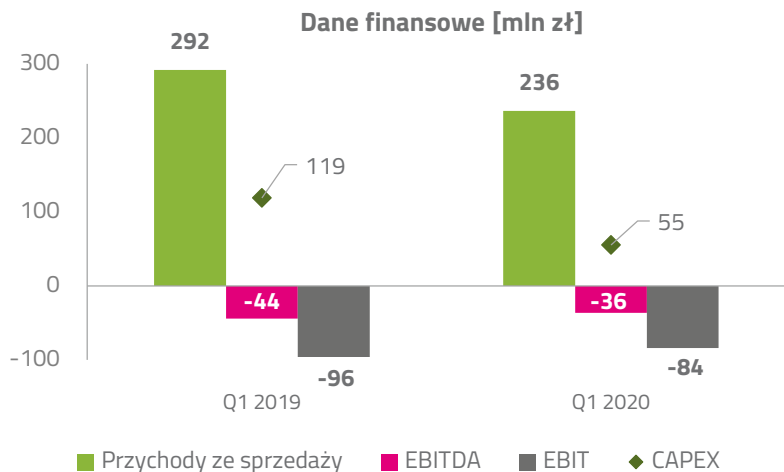
▪ Brak pełnego pokrycia kosztów zmiennych w taryfie URE





Segment Wydobyćie

Segment Wydobycie – I kwartał 2020 r.

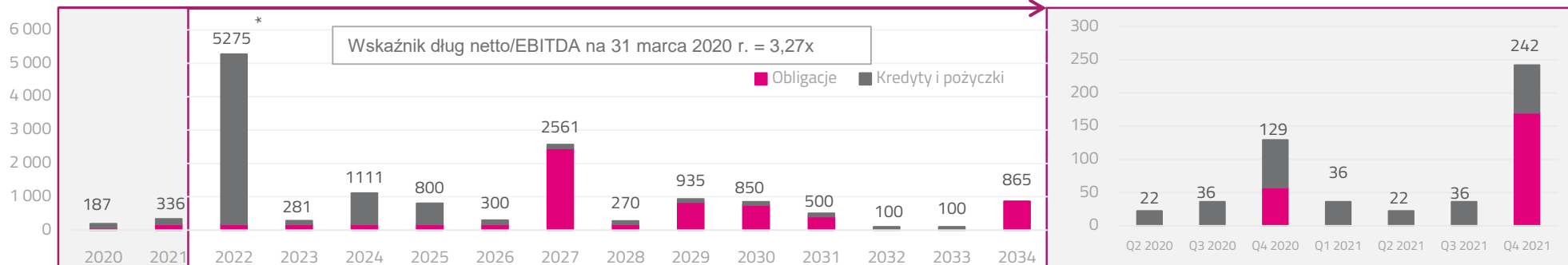


- Znaczny wzrost produkcji węgla w stosunku do Q3 i Q4 2019 ✓
- Niższy wolumen sprzedanego węgla -
- Wyższy o 13 zł/Mg jednostkowy mining cash cost* (wzrost z 211 do 224 zł/Mg) -

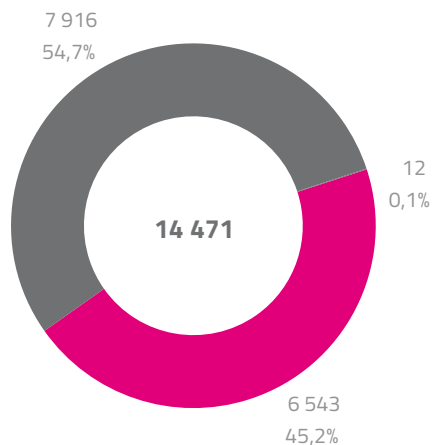
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Zadłużenie i finansowanie

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

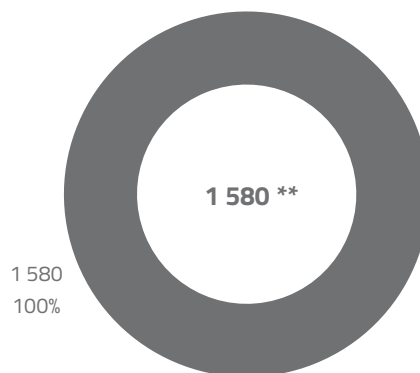


Struktura długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31.03.2020 r. [mln zł]



■ Obligacje ■ Kredyty ■ Pożyczki z NFOŚiGW / WFOŚiGW

Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 31.03.2020 r. [mln zł]



■ Kredyty bankowy

Struktura długu według stopy oprocentowania [mln zł]





Kwota długu	Oprocentowanie	Zabezpieczenie oprocentowanie zmienne
14 471	Zmienne: 8 638	IRS: 3 940
	Stałe: 5 833	Brak: 4 698

- Średnioważona zapadalność długu na 31 marca 2020 r. wynosi 81 miesięcy (przy założeniu ciągnięcia kredytu bankowego do 2022 r.)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 27 proc. długu ogółem

* Z uwzględnieniem maksymalnego terminu zapadalności uruchomionych środków w ramach kredytu bankowego, tj. do 2022 r.

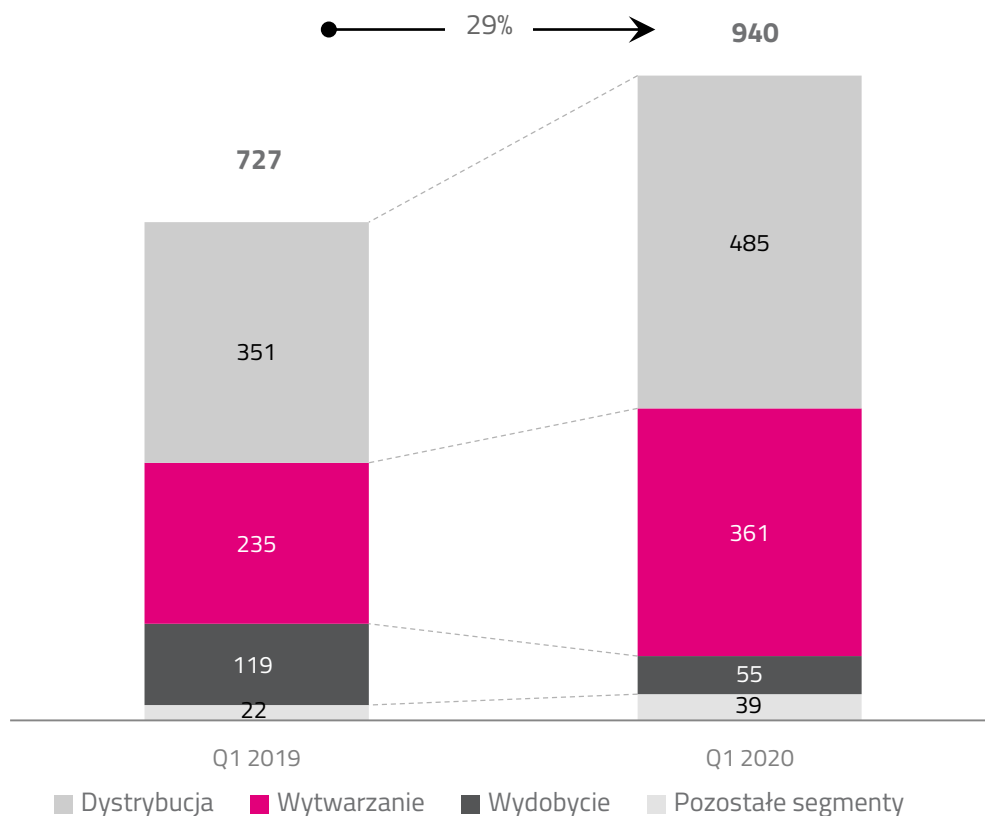
** Kwota uwzględnia dostępność kredytu Intesa i China Construction Bank po spełnieniu standardowych warunków zawieszających (data spełnienia części warunków jest uzależniona od daty wykorzystania środków). Poza wskazanymi dostępnymi finansowaniami Grupa TAURON korzysta również z kredytów w rachunku bieżącym o maksymalnych dostępnych limitach 300 mln zł oraz 45 mln euro

CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (proc.)	Termin zakończenia
Budowa bloku energetycznego w Jaworznie	910	-	98 	2020
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	89 	2020
Ucieplnienie bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza - modernizacja turbiny, budowa stacji ciepłowniczej oraz kotłów szczytowo-rezerwowych	-	150+144	95 	2020
Dostosowanie jednostek wytwórczych TAURON Wytwarzanie do konkluzji BAT	-	-	39 	2021

CAPEX – podział na segmenty

Nakłady inwestycyjne wg segmentów* [mln zł]



Główne inwestycje realizowane w Q1 2020 r.:

Dystrybucja:

- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (231 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (226 mln zł)

Wytwarzanie:

- Budowa bloku 910 MW w Jaworznie (219 mln zł)
- Dostosowanie jednostek wytwórczych do BAT (33 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe (29 mln zł)
- Ucieplnienie bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza (6 mln zł)
- Odtworzenie stacji przygotowania wody zdemineralizowanej (3 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (7 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (3 mln zł)

Wydobycie:

- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (7 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (4 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (19 mln zł)
- Przygotowanie produkcji (21 mln zł)

Pozostałe segmenty:

- Budowa Internetu szerokopasmowego w ramach POPC III (9 mln zł)

* Nakłady nie uwzględniają inwestycji kapitałowych (zgodnie z prezentacją w sprawozdaniu finansowym)
Nakłady łącznie z inwestycjami kapitałowymi, bez uwzględnienia kosztów finansowych,
wyniosły: 690 mln zł w Q1 2019 r. i 881 mln zł w Q1 2020 r.

Perspektywy na 2020 r.

Segment	Perspektywa EBITDA 2020 wobec 2019	Podstawowe czynniki
Dystrybucja	spadek	<ul style="list-style-type: none"> Niższy wolumen dostarczanej energii r/r – skutek zmniejszonego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców (COVID-19) Wzrost WRA w 2020 r. z 17,5 mld zł do 18,3 mld zł WACC na niższym poziomie r/r (5,5 proc. vs 6,0 proc. w 2019 r.) skutkujący niższym zwrotem z kapitału
OZE	wzrost	<ul style="list-style-type: none"> Znacząco wyższy łączny wolumen produkcji energii elektrycznej z OZE – efekt nabycia farm wiatrowych o mocy 180 MW Lepsze warunki wietrzne, gorsze warunki hydrologiczne Niższe ceny sprzedaży energii elektrycznej – efekt sytuacji rynkowej
Wytwarzanie	spadek	<ul style="list-style-type: none"> Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej – konsekwencja sytuacji rynkowej (wysoki import energii, COVID-19, spadek hurtowych cen energii) i modernizacji BAT Brak generowanej marży z produkcji bloku 910 MW w Jaworznie Niższa jednostkowa marża na sprzedaży energii elektrycznej
Sprzedaż	wzrost	<ul style="list-style-type: none"> Niższy wolumen sprzedanej energii – skutek obniżonego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców (COVID-19 i warunki atmosferyczne) Brak pełnego pokrycia kosztów zmiennych w taryfie URE Generowanie marży na odkupach energii zakontraktowanej do sprzedaży na rynku terminowym w 2020 r. dla bloku 910 MW w Jaworznie Ryzyko wzrostu odpisów na należności przeterminowane
Wydobycie	wzrost	<ul style="list-style-type: none"> Wolumen produkcji węgla handlowego uzależniony od zapotrzebowania na ten surowiec Niższe zapotrzebowanie na węgiel wynikające z sytuacji rynkowej (COVID-19 i warunki atmosferyczne) Kontynuacja działań proefektywnościowych
CAPEX i zadłużenie		<ul style="list-style-type: none"> Poziom wydatków inwestycyjnych będzie na bieżąco dostosowywany do sytuacji finansowej Grupy (w szczególności do wartości wskaźnika dług netto/EBITDA)

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 związanej 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 Dzięciołowski
Ipopema	Robert Maj
Erste Group	Tomasz Duda

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

* wydawanie rekomendacji zostało zawieszono

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

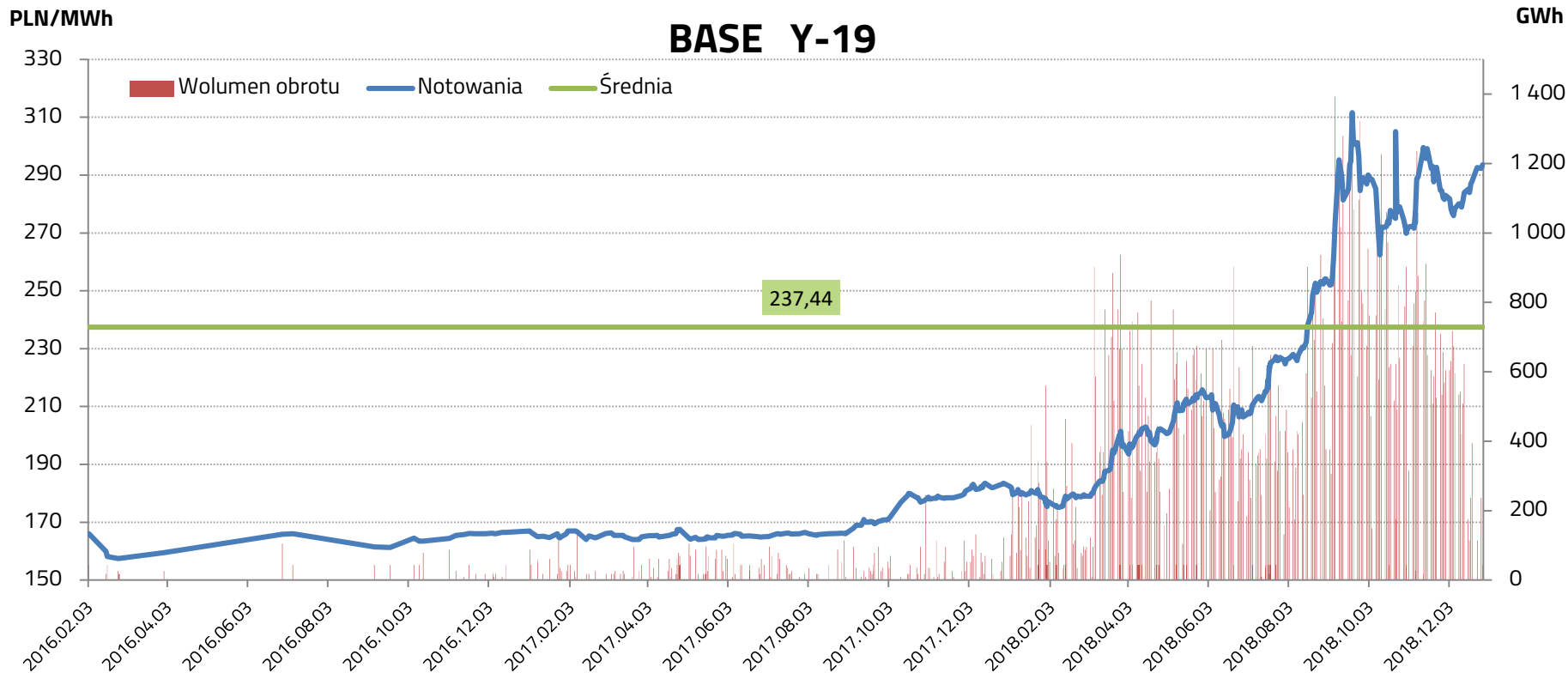
Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS	2019 r.		2020 r. (notowania do 5 maja 2020 i estymacja)		2020/2019	
	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	241,94	167 413	253,97	168 062	5,0%	0,4%
Forward PEAK (Y+Q+M)	334,60	13 748	319,04	19 793	-4,7%	44,0%
Forward (średnia ważona)	248,97	181 161	260,83	187 855	4,8%	3,7%
SPOT (TGE)	230,97	33 947	188,05	34 500	-18,6%	1,6%
Średnia ważona razem	246,13	215 108	249,54	222 355	1,4%	3,4%

Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia ważona za pierwszy kwartał 2020 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2019 r.	2020 r.
OZE (PMOZE_A)	147,76	129,78 (18,5%)	165,24 (19,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	300,08	300,03 (0,5%)	300,03 (0,5%)

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUR/t)	
Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja marzec 2020 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2020 r.	20,85 EUR/t
Średnia w 2021 r.	29,75 EUR/t
Średnia w 2022 r.	30,00 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2020 r.	19 - 25 EUR/t

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

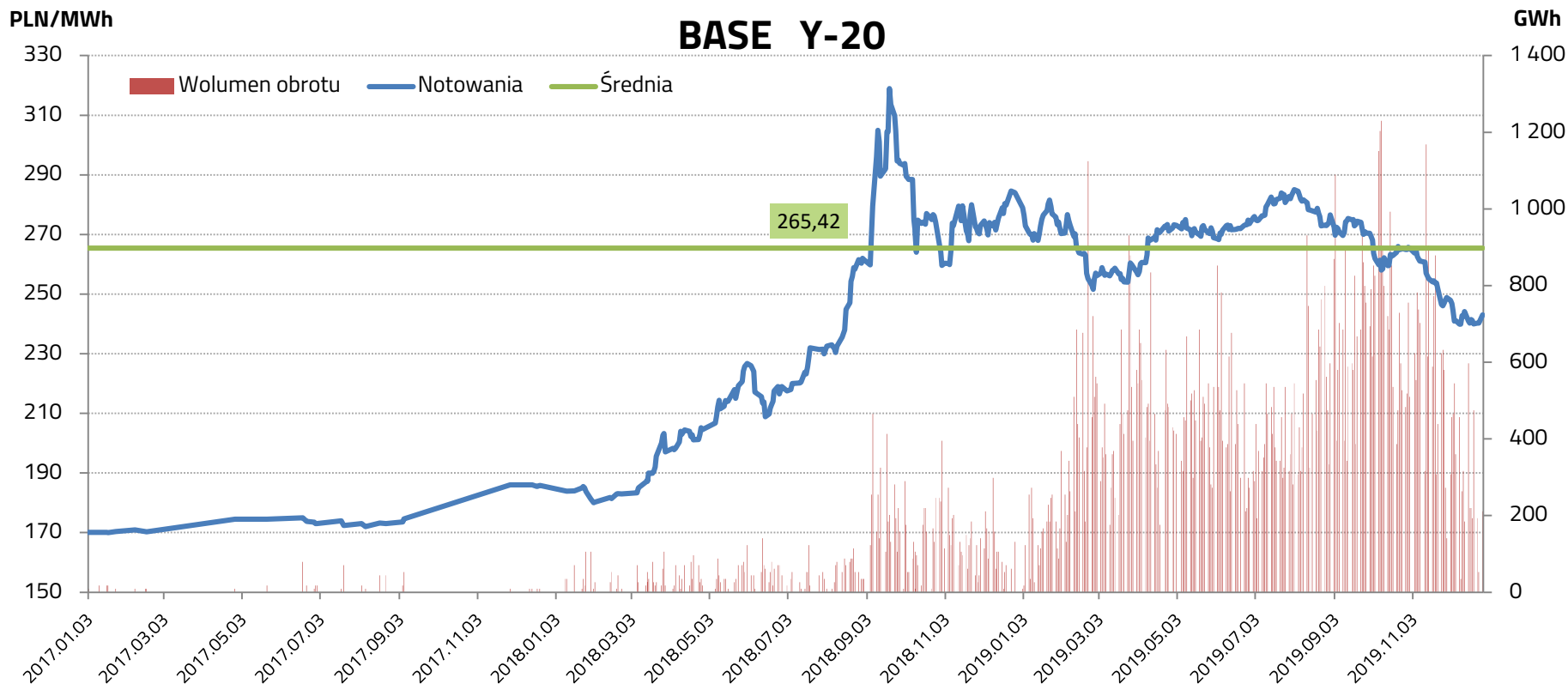
Notowania kontraktów BASE na 2019



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		237,44	133 170
w tym	na TGE	238,36	129 674
	poza TGE	203,20	3 495

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 244,92 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 143 508 GWh

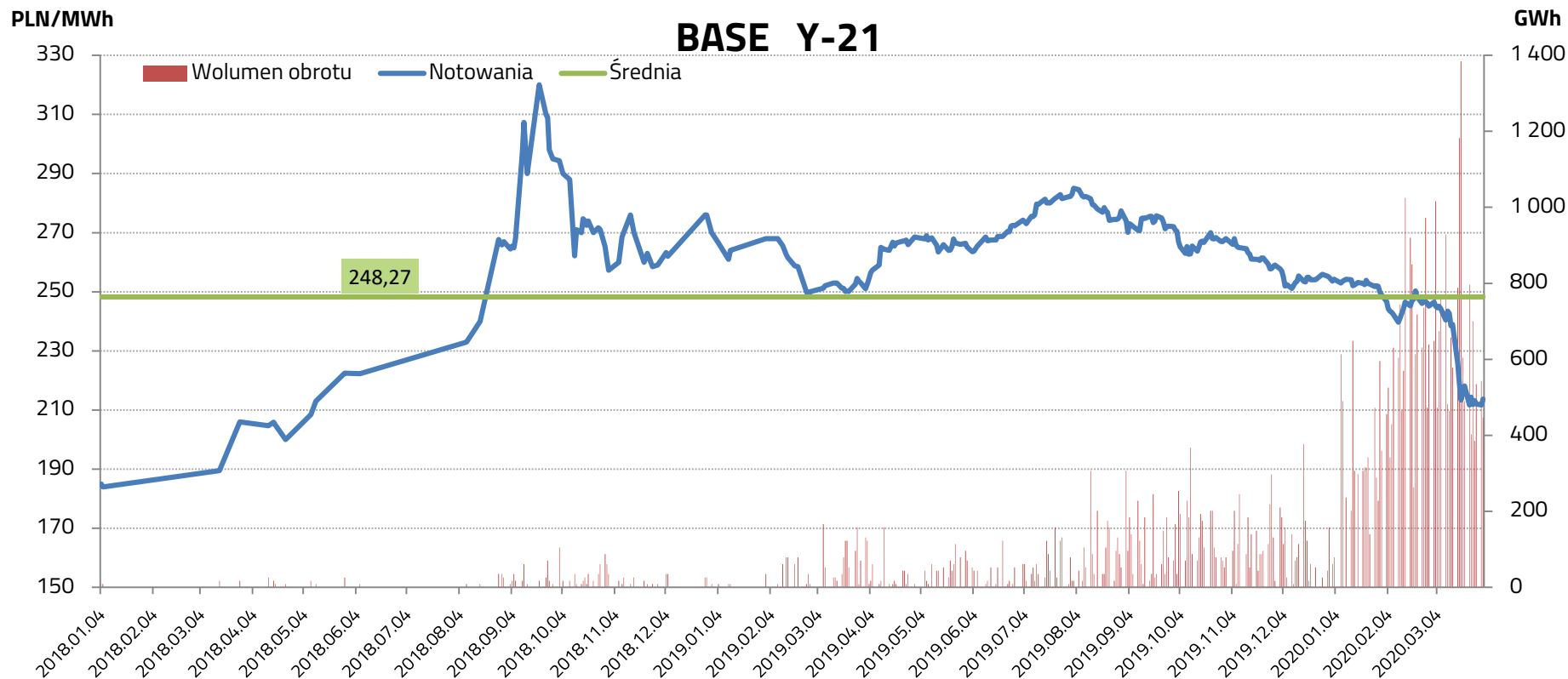
Notowania kontraktów BASE na 2020 r.



		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

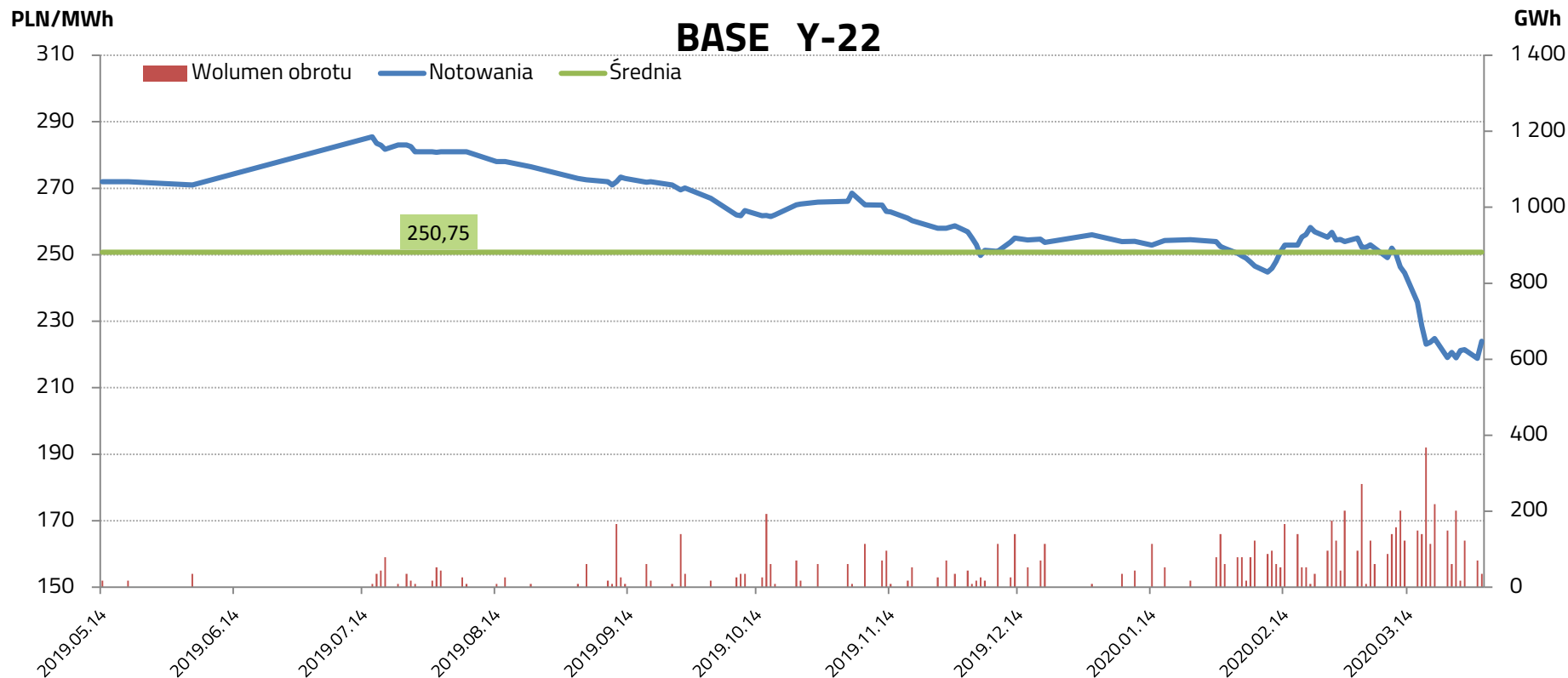
Notowania kontraktów BASE na 2021 r.



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		248,27	51 702
w tym	na TGE	248,27	51 702
	poza TGE	0	0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2021 r.: 253,28 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2021 r.: 57 542 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2022 r.



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		250,75	8 042
w tym	na TGE	250,75	8 042
	poza TGE	0	0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2022 r.: 255,57 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2022 r.: 9 036 GWh