



Wyniki finansowe Grupy TAURON za 2019 r.

2 kwietnia 2020 r.



Filip Grzegorzczak
Prezes Zarządu

- Kluczowe dane finansowe i operacyjne
- Najważniejsze wydarzenia – Zielony Zwrot TAURONA
- Projekty inwestycyjne i CAPEX



Marek Wadowski
Wiceprezes Zarządu
ds. Finansów

- Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa
- Dane finansowe i wyniki segmentów
- Zadłużenie i finansowanie

Kluczowe dane za 2019 r.



Wyniki finansowe

[mln zł] 2019 vs 2018

Przychody ze sprzedaży **19 558** 8%

EBITDA **3 599** 3%

Wynik netto* **(11)** -

CAPEX **4 128** 8%

Dług netto/EBITDA **2,8x** wzrost
o 0,3x
(vs 31.12.2018)

Dane operacyjne

2019 vs 2018

Dystrybucja energii elektrycznej [TWh] **51,73** (0,5)%

Produkcja energii elektrycznej z OZE [TWh] **1,38** 42%

Produkcja energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych [TWh] **12,49** (18)%

Wytwarzanie ciepła [PJ] **10,85** (4)%

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh] **33,73** (2)%

Produkcja węgla handlowego [mln ton] **3,78** (25)%

* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe dane za IV kwartał 2019 r.



Wyniki finansowe		
[mln zł]	Q4 2019 vs Q4 2018	
Przychody ze sprzedaży	5 120	6%
EBITDA	583	34%
Wynik netto*	(865)	-
CAPEX	1 387	(0,5)%
Dług netto/EBITDA	2,8x	wzrost o 0,3x (vs 31.12.2018)

Dane operacyjne		
	Q4 2019 vs Q4 2018	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	12,99	(1)%
Produkcja energii elektrycznej z OZE [TWh]	0,41	46%
Produkcja energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych [TWh]	3,05	(24)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	3,71	(4)%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	8,71	(5)%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	0,84	(40)%

* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Podsumowanie najważniejszych wydarzeń

17 kwietnia

Potwierdzenie przez agencję Fitch Ratings długoterminowych ratingów w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie BBB z perspektywą stabilną oraz nadanie obligacjom hybrydowym ratingu w walucie krajowej na poziomie BB+ oraz ratingu krajowego na poziomie BBB+

27 maja

Zielony Zwrot TAURONA - przyjęcie aktualizacji kierunków strategicznych Grupy TAURON

3 września

Podpisanie dokumentacji transakcyjnej nabycia pięciu farm wiatrowych o mocy 180 MW za 137 mln euro

16 października

Otrzymanie nagrody „The Best of the Best”, nagrody specjalnej za najlepszy raport zintegrowany oraz wyróżnienia za najlepsze oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego w konkursie „The Best Annual Report”

16 grudnia

Podpisanie umowy zakupu projektu farmy fotowoltaicznej o mocy 6 MW w gminie Choszczno

19 grudnia

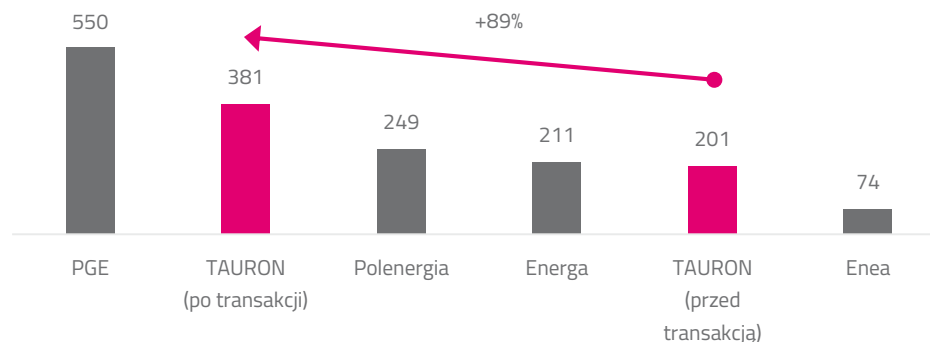
Podpisanie pięcioletniej umowy kredytowej o wartości 750 mln zł z bankiem Intesa Sanpaolo na finansowanie wydatków związanych z energią odnawialną, inwestycjami w sieci dystrybucyjne oraz refinansowaniem istniejącego zadłużenia

Farmy wiatrowe

Podstawowe dane

Cena przejęcia	137 mln euro
Liczba przejętych farm	5
Łączna zainstalowana moc	180 MW
Prognozowana średnia roczna produkcja energii elektrycznej	450 GWh

Farmy wiatrowe w Polsce* [MW]



Kluczowe parametry

✓ Element realizacji strategicznych kierunków Grupy TAURON

do 2025 r.: inwestycje w lądowe farmy wiatrowe o mocy 900 MW, farmy fotowoltaiczne o mocy 300 MW i zaangażowanie w budowę morskich farm wiatrowych,
do 2030 r.: udział źródeł niskiej i zerowej emisji w miksie wytwórczym Grupy ma wzrosnąć do 66 procent

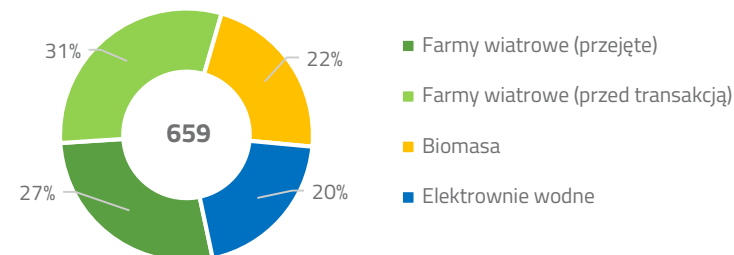
✓ Cofnięcie pozwu wniesionego przez Hamburg Commercial Bank AG przeciwko TAURON Sprzedaż

Przedmiotem pozwu było: 36,3 mln zł odszkodowania i 196,6 mln zł odszkodowania umownego

✓ Umożliwienie zakończenia pozwów złożonych przez spółki należące do in.ventus przeciwko spółkom zależnym Grupy TAURON

Kwota sporu: 61,3 mln EUR

Łączna moc odnawialnych źródeł energii Grupy TAURON* [MW]



*wg stanu na 31 grudnia 2019 r.

Fotowoltaika

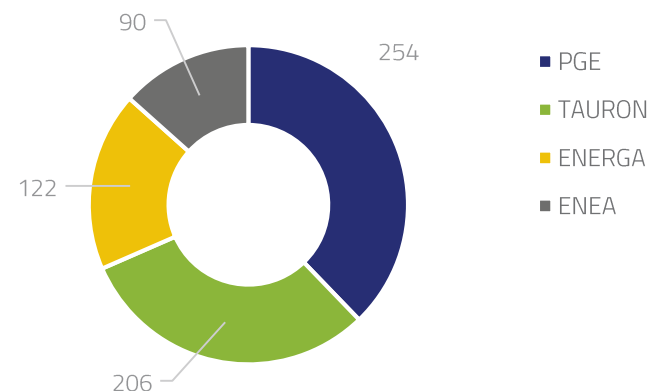
- ✓ W grudniu 2019 r. podpisano umowę na zakup projektu farmy fotowoltaicznej – elektrownia słoneczna Choszczno o zakładanej mocy zainstalowanej 6 MW. Planowany termin oddania do użytku: 2021 r.
- ✓ Trwają prace związane z przygotowaniem do rozwoju instalacji fotowoltaicznych na terenach niewykorzystanych gospodarczo należących do Grupy TAURON (Jaworzno, Mysłowice, Stalowa Wola)
- ✓ W marcu 2020 r. podpisano porozumienie Polskim Funduszem Rozwoju dotyczące współpracy w zakresie finansowania inwestycji w farmy fotowoltaiczne i farmy wiatrowe

Mikroinstalacje fotowoltaiczne

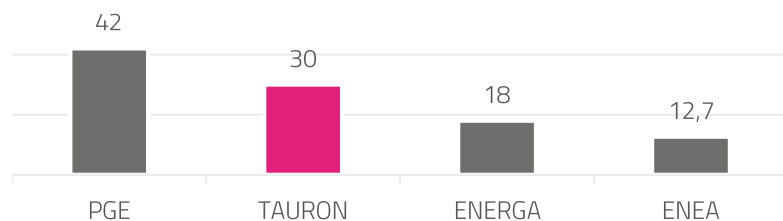
Podstawowe dane*

Podłączenia do sieci mikroinstalacji fotowoltaicznych w 2019 r.	ponad 100 tys.
Przyrost od 2018 r.	300%
Ilość mikroinstalacji TAURON	47 tys.
Łączna zainstalowana moc TAURON	309 MW

Moc mikroinstalacji przyłączonych w 2019 r.* [MW]

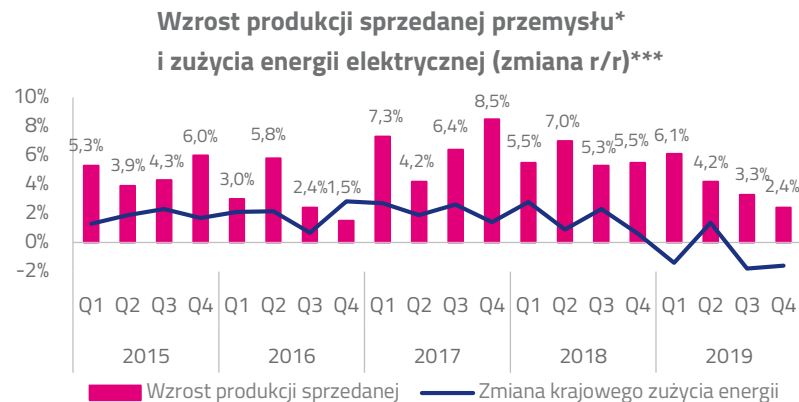
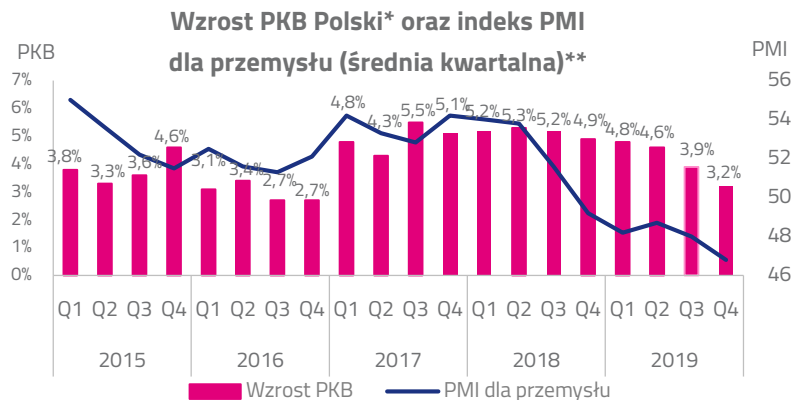


Mikroinstalacje fotowoltaiczne przyłączone w 2019 r.* [tys.]



*wg danych dostępnych na 31 grudnia 2019 r.

Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa



Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

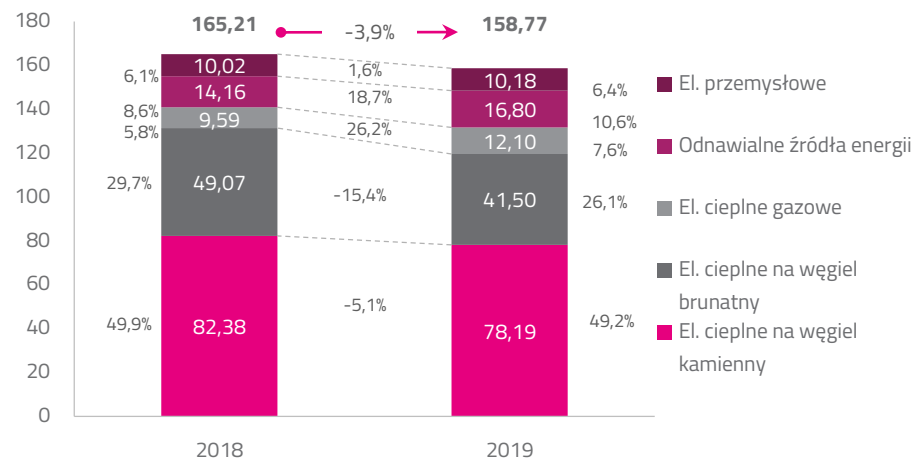
	Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Y-13	191,60	108 861
Y-14	160,40	142 841
Y-15	168,11	146 932
Y-16	166,47	147 923
Y-17	160,27	76 729
Y-18	165,98	65 227
Y-19	237,44	133 170
Y-20	265,42	134 887
Y-21*	256,45	37 405
Y-22*	259,46	5 221

* notowania do dnia 3 marca 2020 r.

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.: 245,69 PLN/MWh (estymacja)

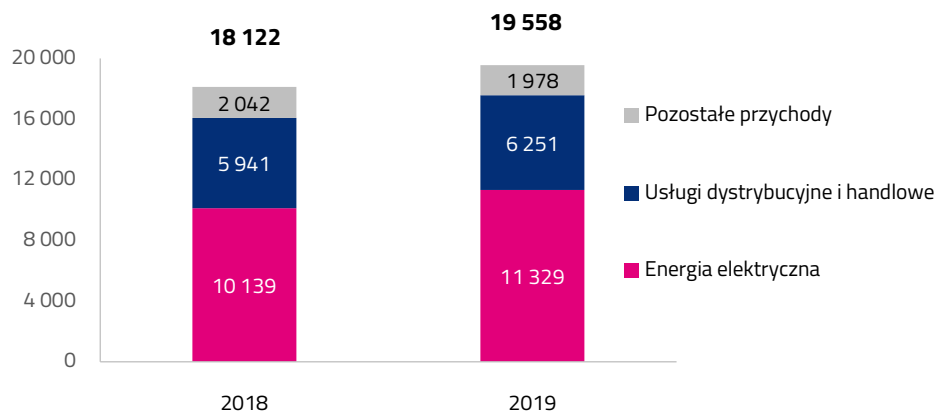
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce*** [TWh]



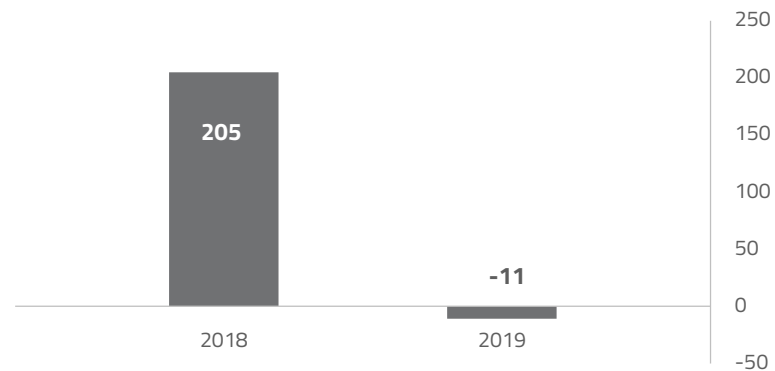
Dane finansowe za 2019 r.



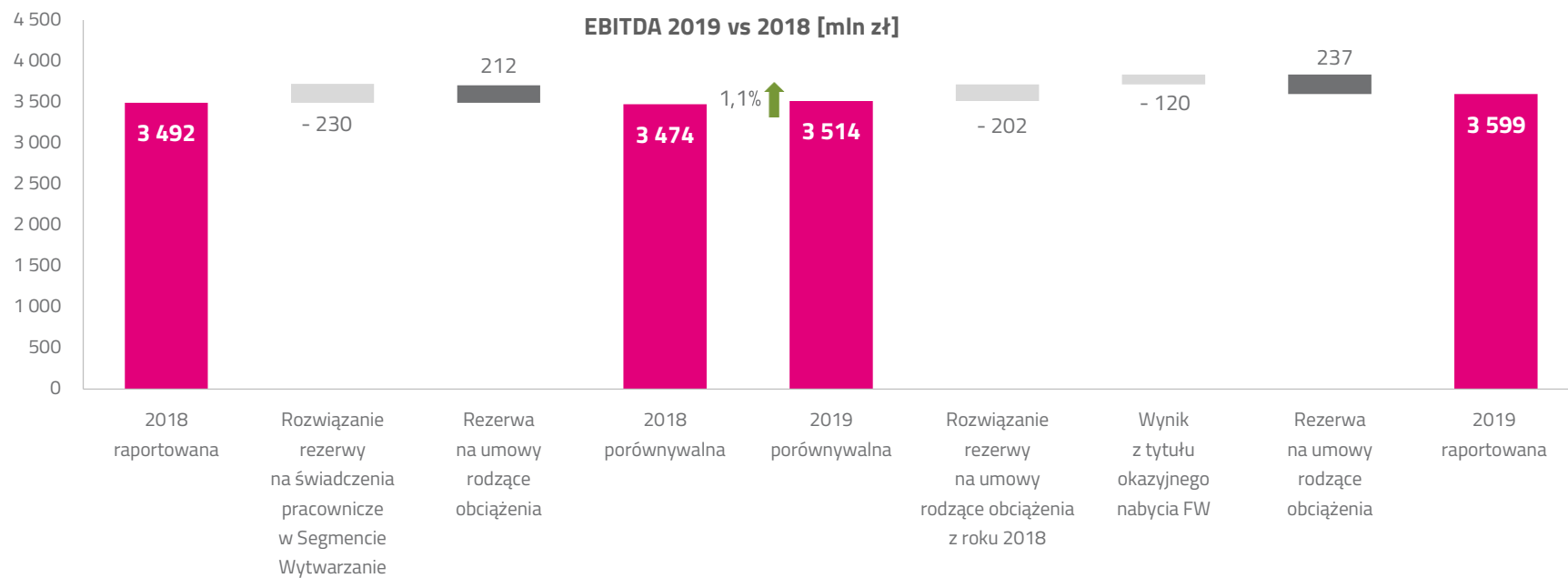
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



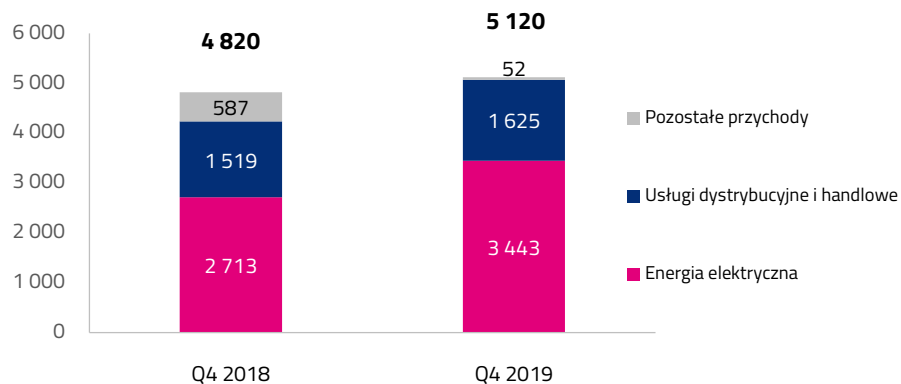
EBITDA 2019 vs 2018 [mln zł]



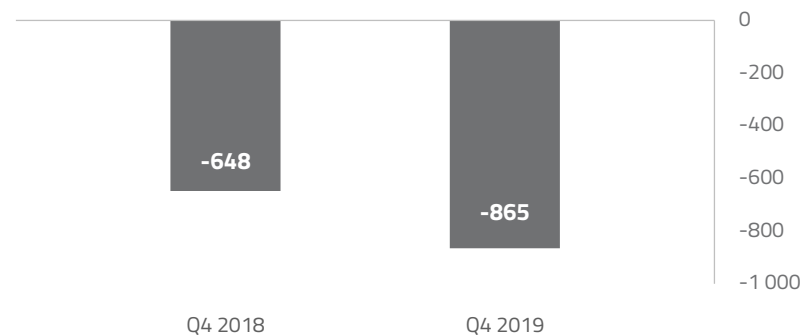
Dane finansowe za IV kwartał 2019 r.



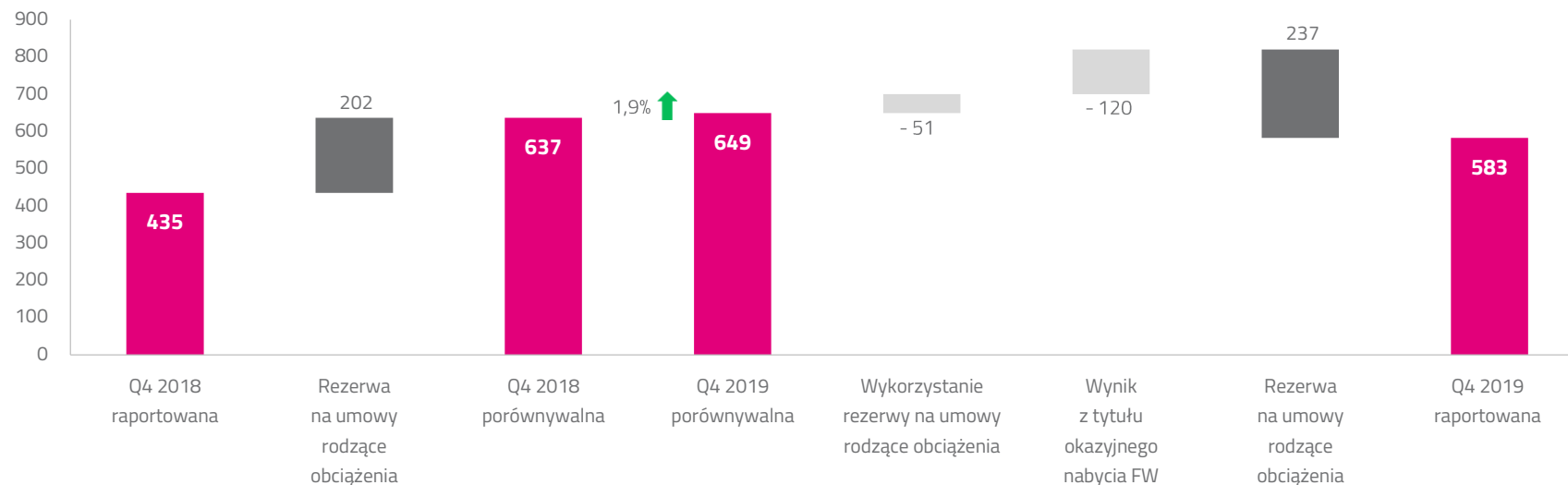
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

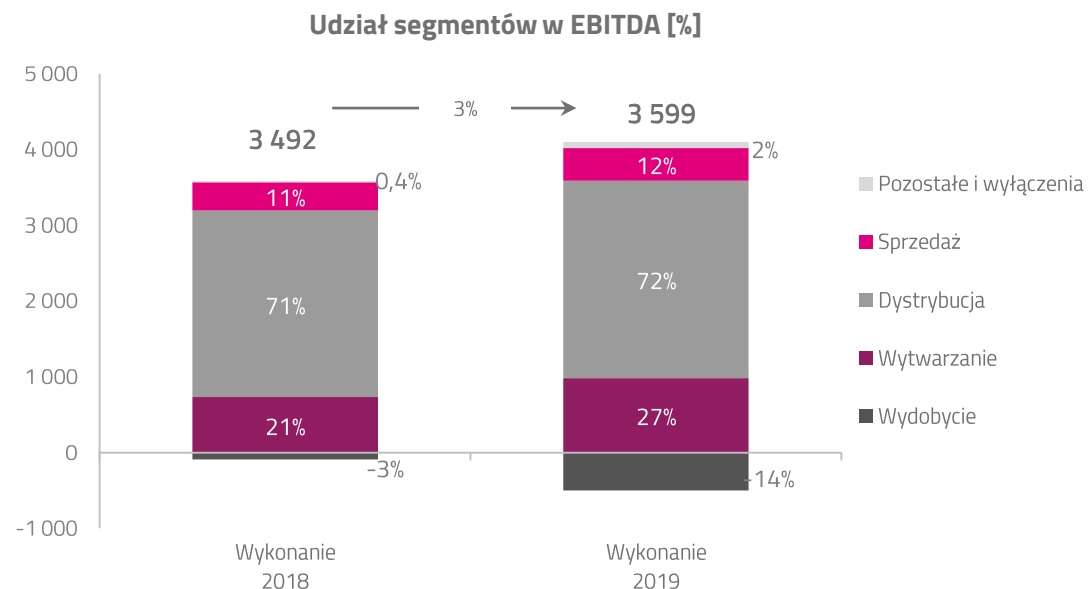


EBITDA Q4 2019 vs Q4 2018 [mln zł]



Wyniki segmentów za 2019 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	6 595	4 923	14 908	944	(7 812)
EBITDA	2 606	984	429	(500)	81
EBIT	1 444	(129)	382	(1 392)	(9)
CAPEX**	1 785	1 683	47	480	133

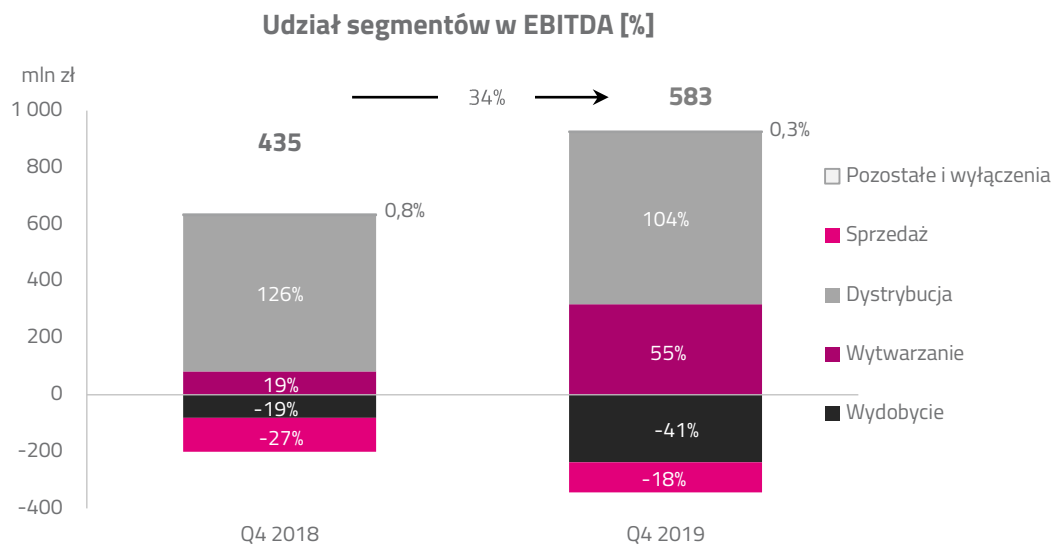


* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

** Capex bez inwestycji kapitałowych

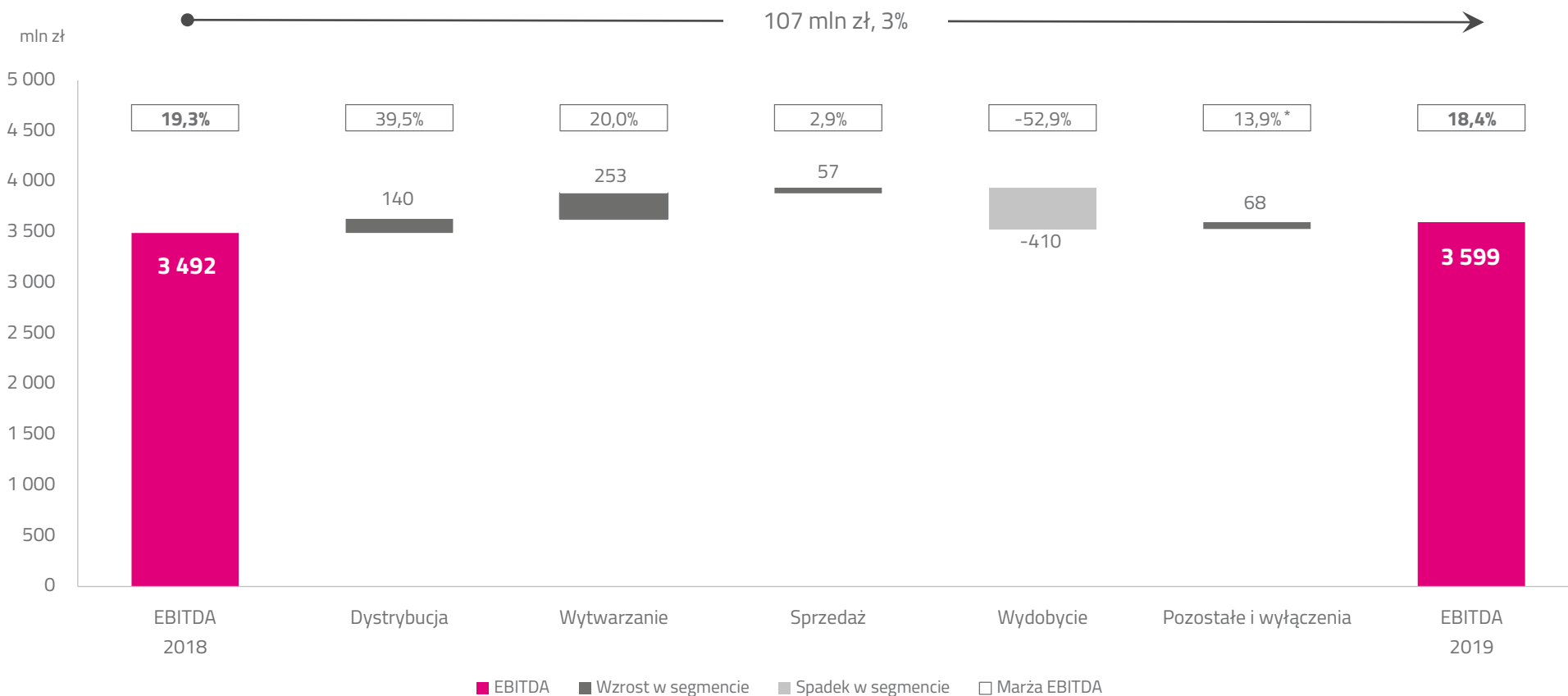
Wyniki segmentów za IV kwartał 2019 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	1 697	1 288	4 508	211	(2 584)
EBITDA	606	319	(105)	(238)	2
EBIT	303	(469)	(122)	(716)	(20)
CAPEX	454	711	27	110	85



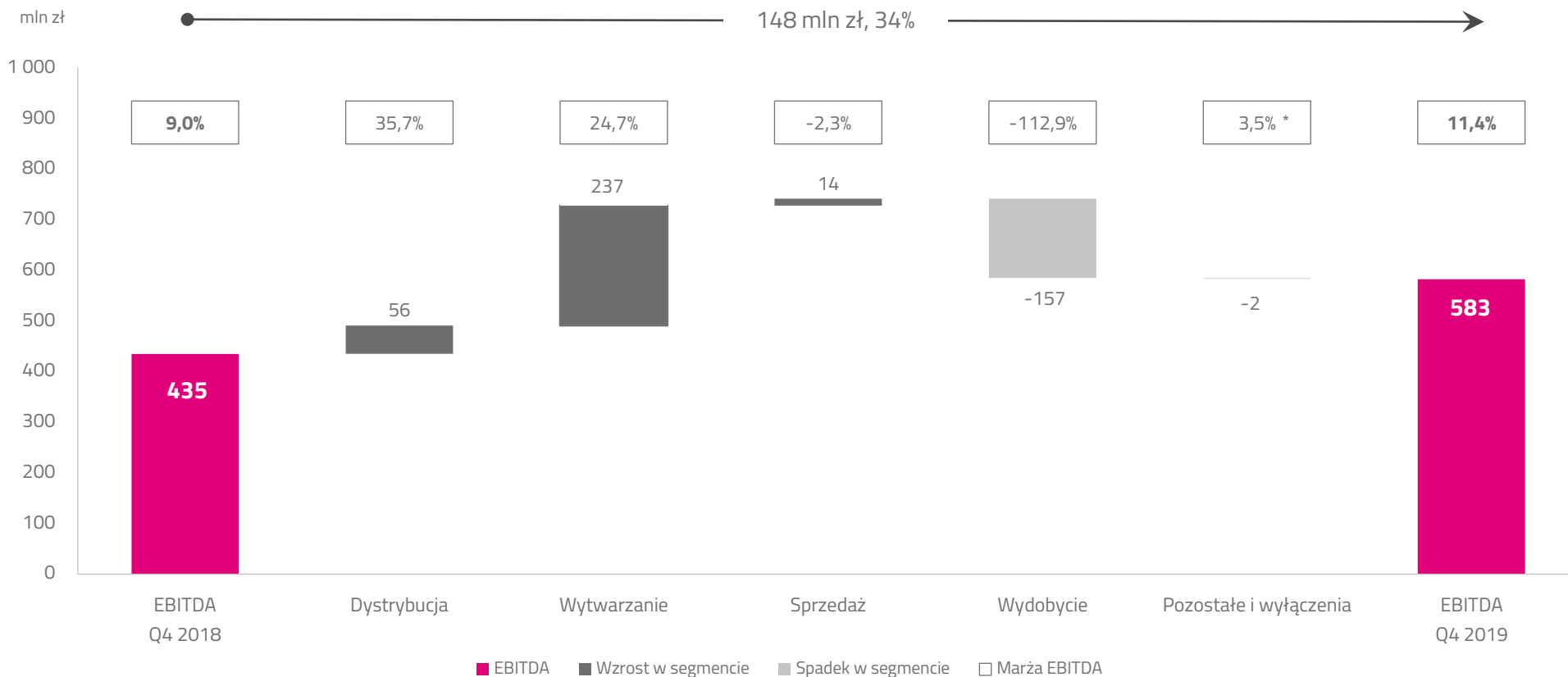
* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

EBITDA za 2019 r.



* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

EBITDA za IV kwartał 2019 r.



* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

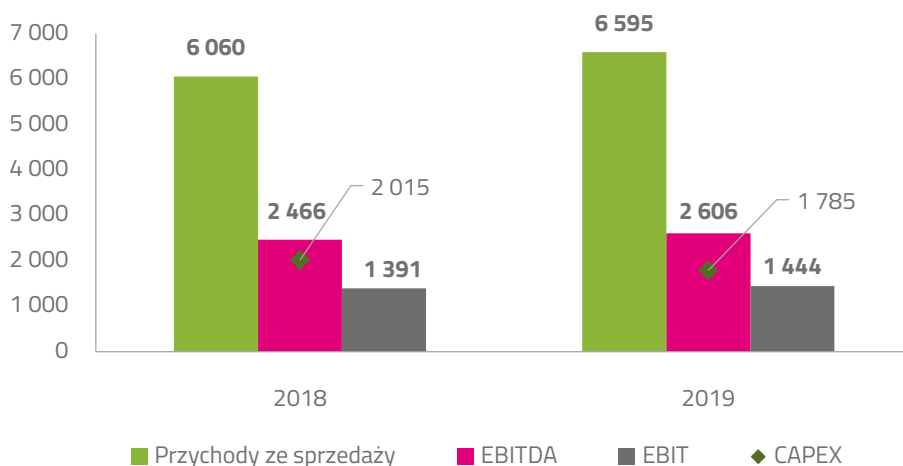


Segment Dystrybucja

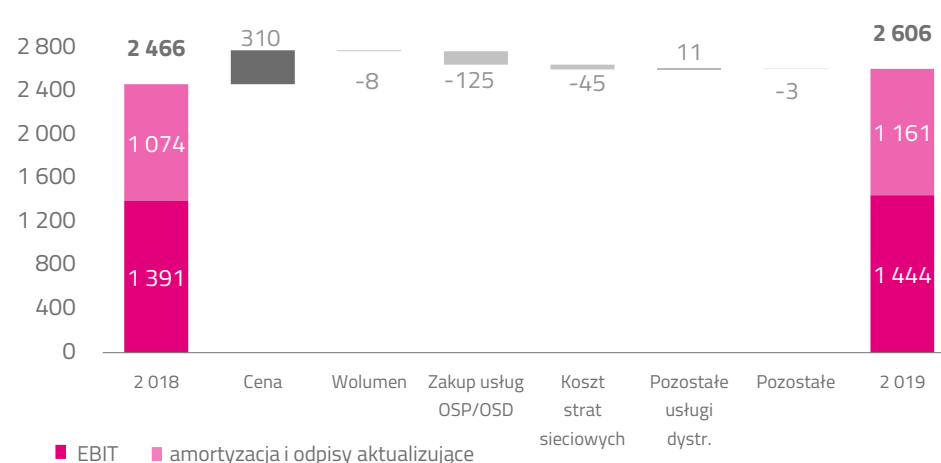
Segment Dystrybucja – 2019 r.



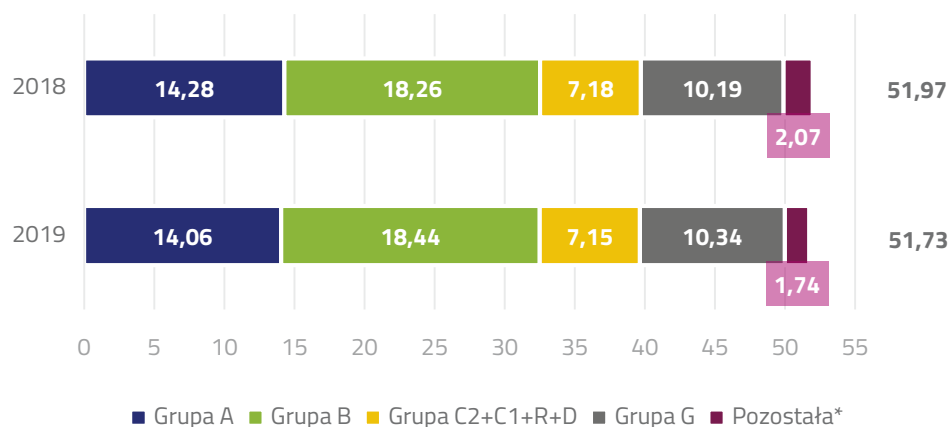
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



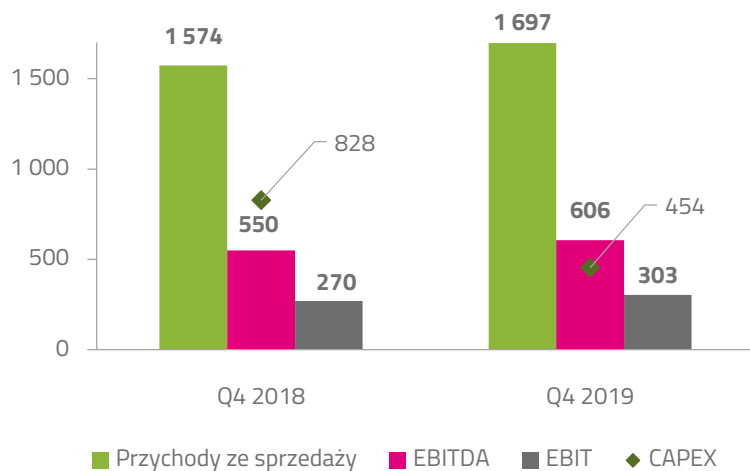
- Wzrost średniej ceny usługi dystrybucyjnej do odbiorców końcowych ✓
- Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii do odbiorców końcowych ✓
- Wejście w życie nowej taryfy dystrybucyjnej na rok 2019 od 6 kwietnia 2019 r.

* Sąsiedni OSD i eksport

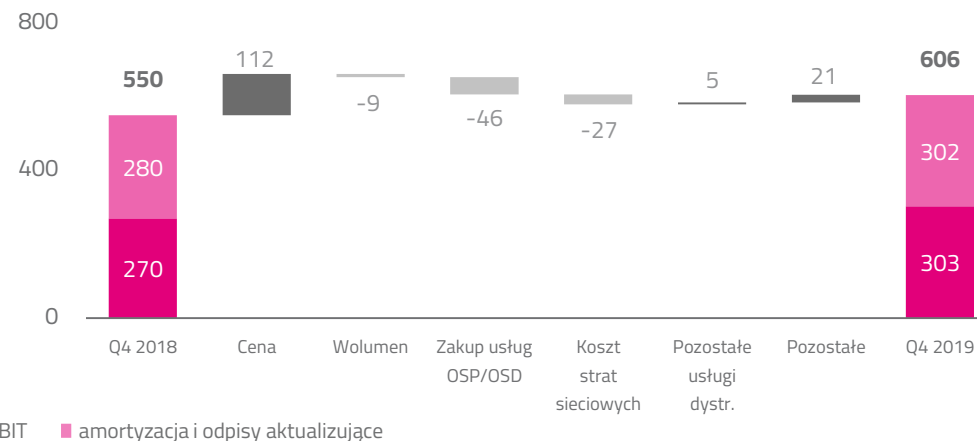
Segment Dystrybucja – IV kwartał 2019 r.



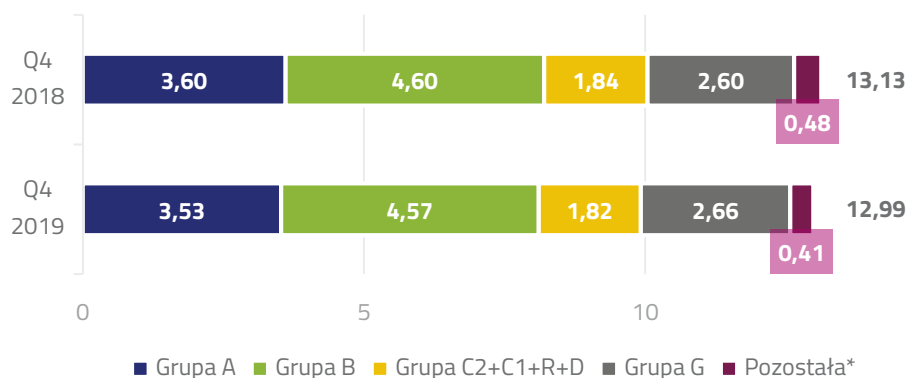
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



▪ Wyższa cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej



▪ Spadek wolumenu dostaw usługi dystrybucyjnej



▪ Wyższe koszty różnicy bilansowej

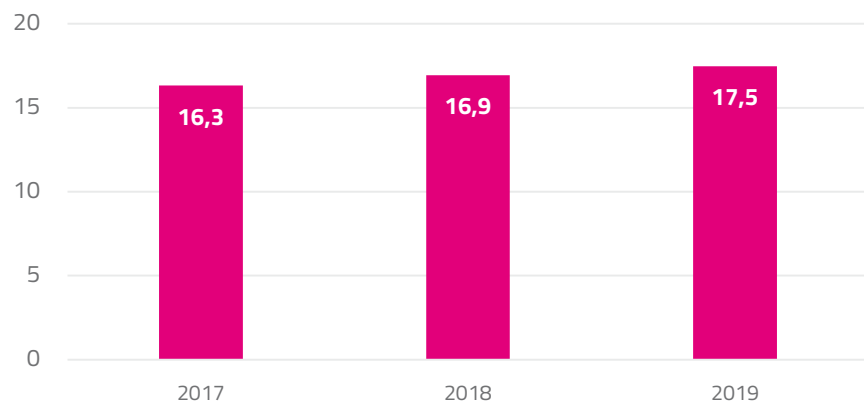


* Sąsiedni OSD i eksport

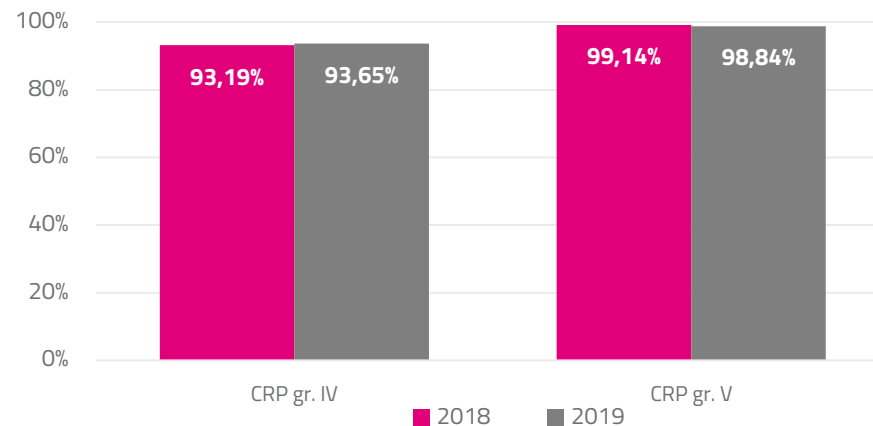
Segment Dystrybucja – kluczowe parametry



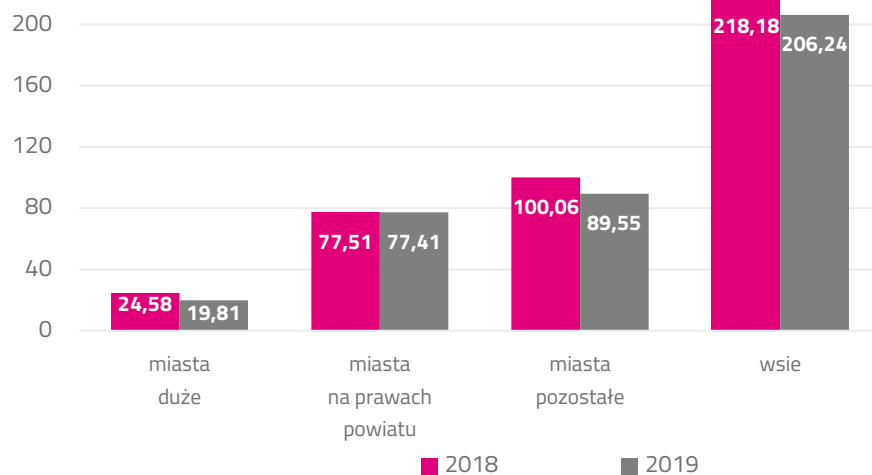
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



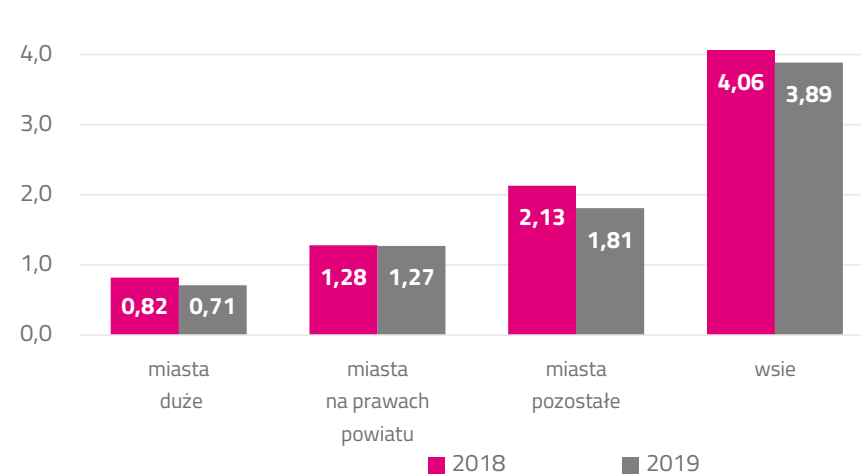
Czas Realizacji Przyłączenia [%]



Czas Trwania Przerwy [min/odbiorcę]



Częstość Przerw [liczba przerw/odbiorcę]

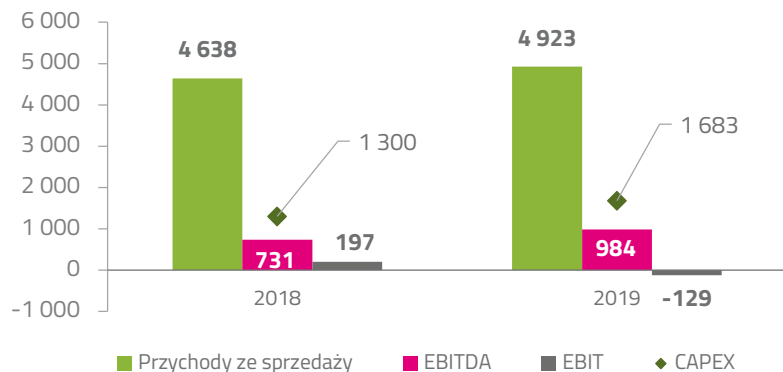




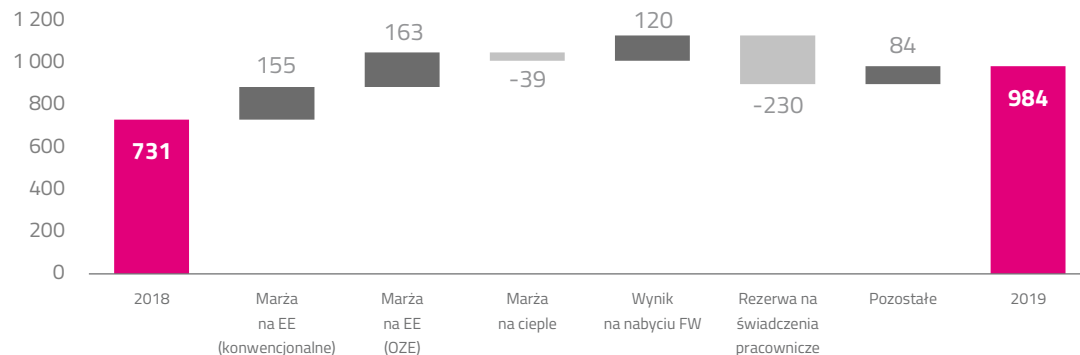
Segment Wytwarzanie

Segment Wytwarzanie – 2019 r.

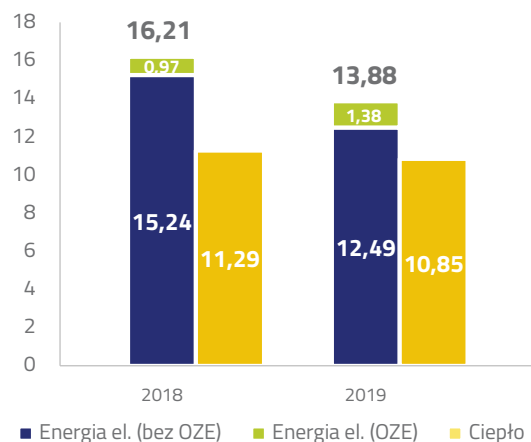
Dane finansowe [mln zł]



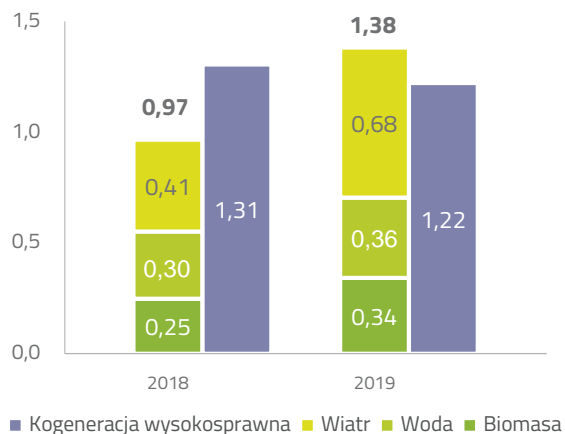
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja brutto energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



Produkcja z OZE i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]



Wzrost o 66 proc. wolumen produkcji energii z farm wiatrowych



Wzrost cen energii elektrycznej



Wzrost cen paliw oraz uprawnień do emisji CO2 i niepełne przeniesienie tego wzrostu w taryfach ciepłowniczych



Nabycie w 2019 r. 5 farm wiatrowych o mocy 180 MW



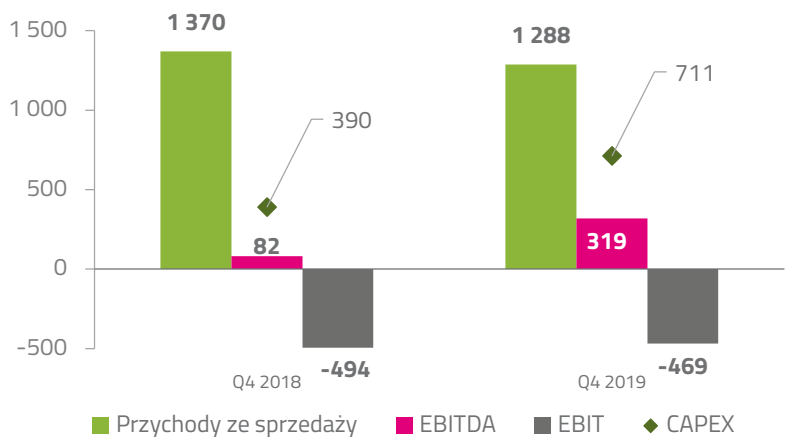
19 proc. zaawansowanie prac w dostosowaniu jednostek wytwórczych do konkluzji BAT



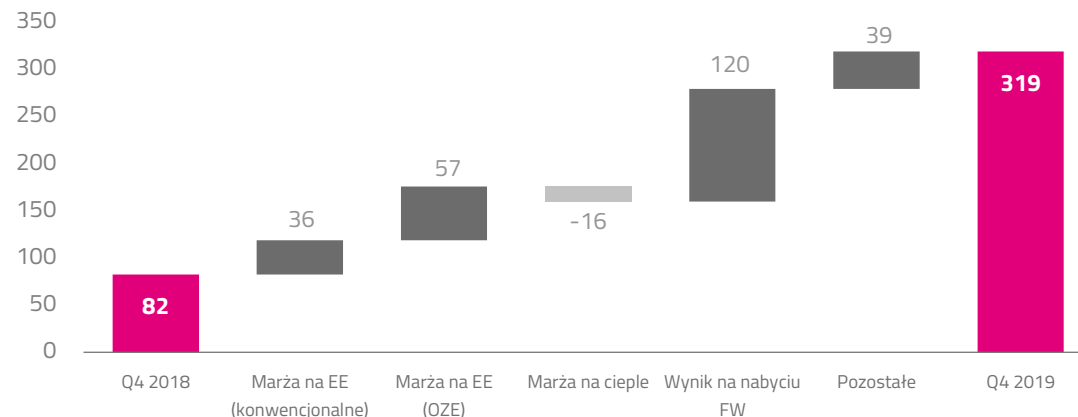
Segment Wytwarzanie – IV kwartał 2019 r.



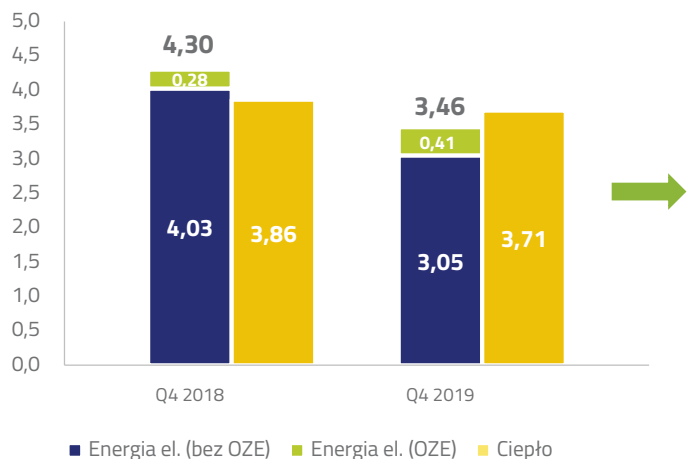
Dane finansowe [mln zł]



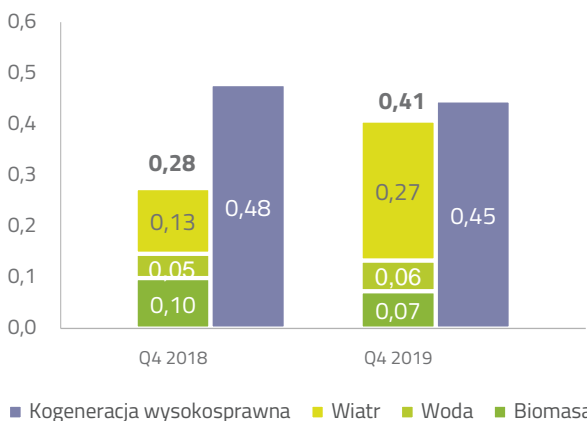
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja brutto energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



Produkcja z OZE i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]



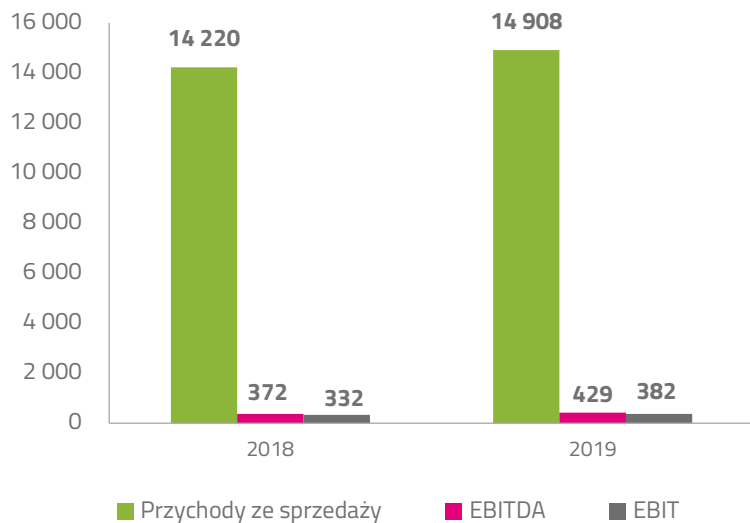
- Wyższe ceny energii elektrycznej ✓
- Wyższy wolumen produkcji energii w farmach wiatrowych ✓
- Wzrost cen paliw oraz uprawnień do emisji CO2 -
- Nabycie w 2019 r. 5 farm wiatrowych o mocy 180 MW ✓



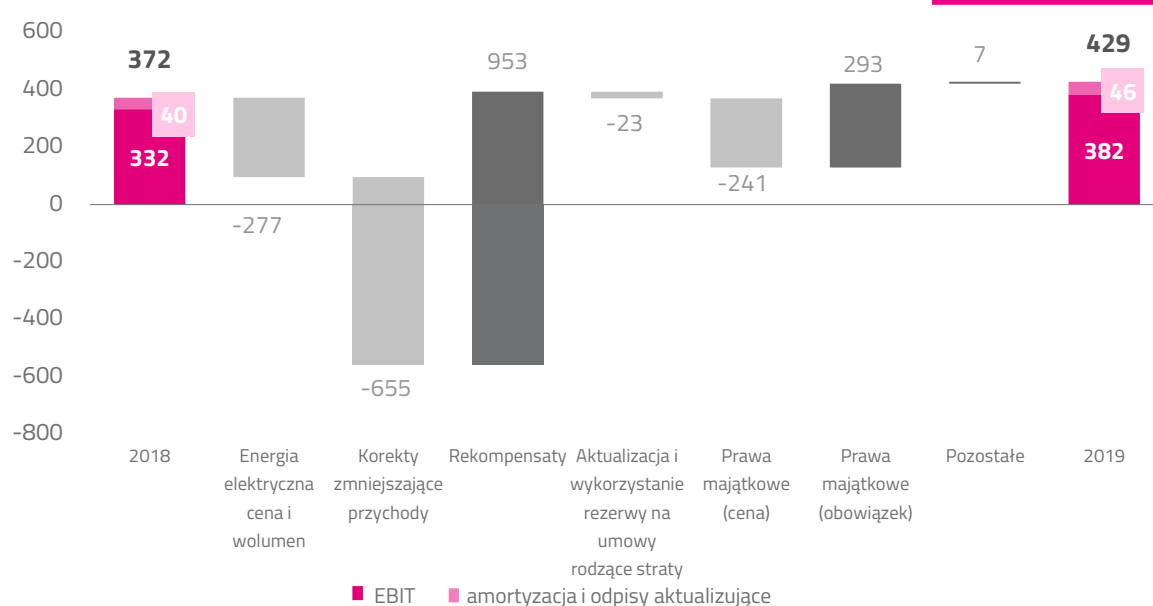
Segment Sprzedaż

Segment Sprzedaż – 2019 r.

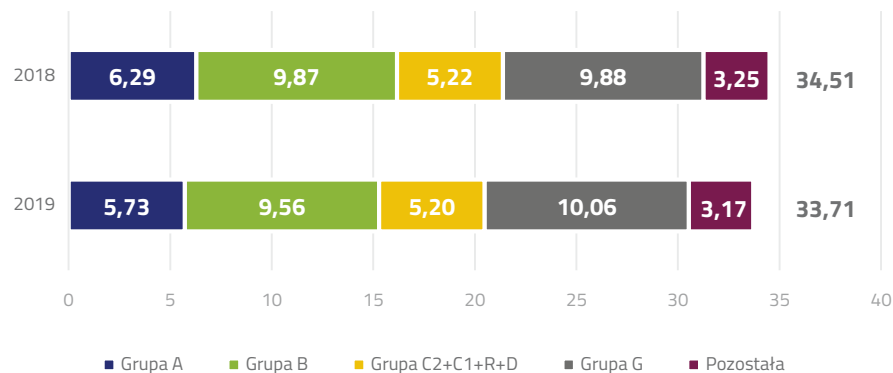
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



• Wzrost cen zakupu energii elektrycznej i PMOZE - rosnąca presja na obniżenie marż

▪ Pozytywny efekt braku obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji

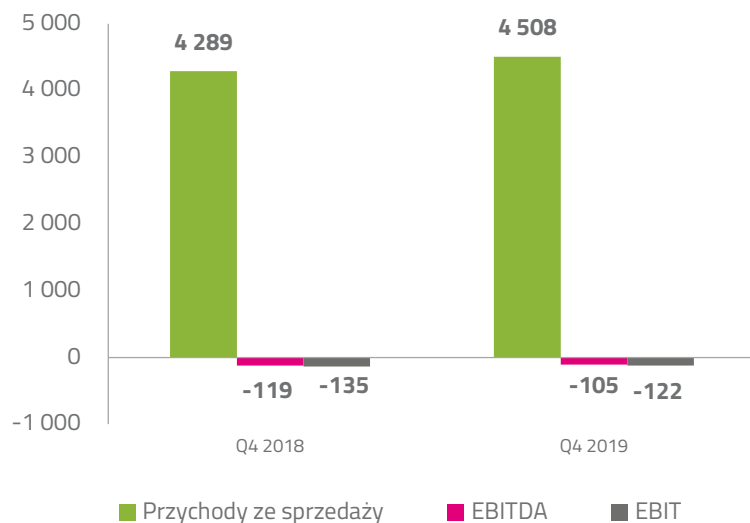
▪ Neutralny efekt tzw. ustawy prądowej



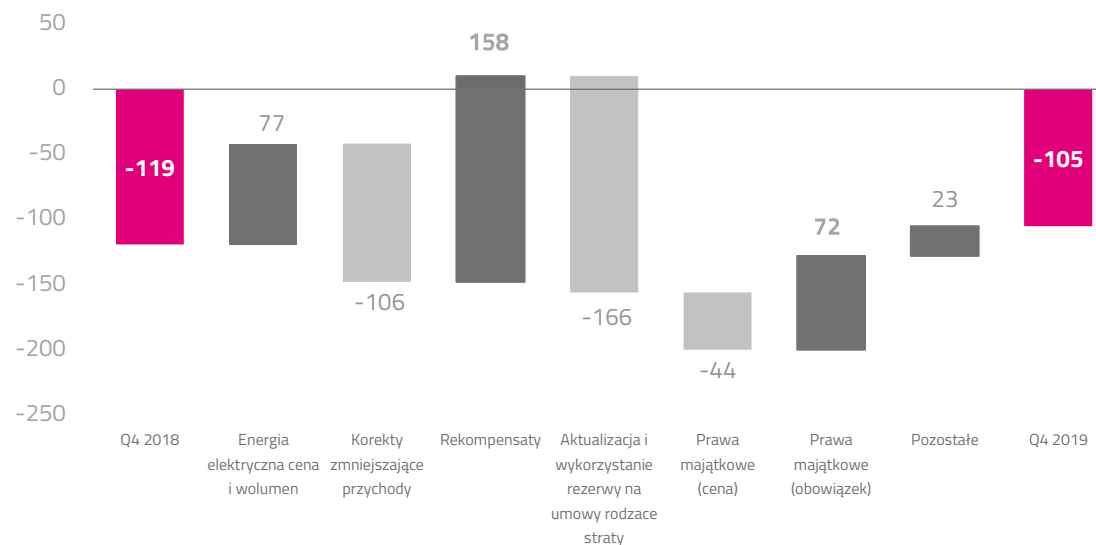
Segment Sprzedaż – IV kwartał 2019 r.



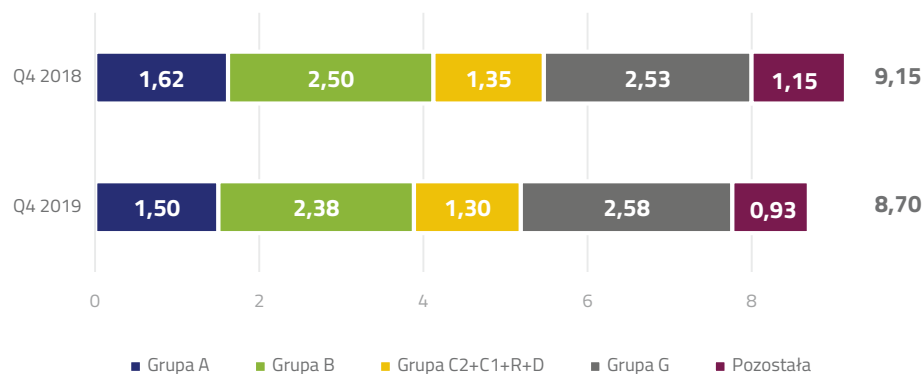
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



• Wzrost cen zakupu energii elektrycznej i PMOZE - rosnąca presja na obniżenie marż

▪ Pozytywny efekt braku obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji

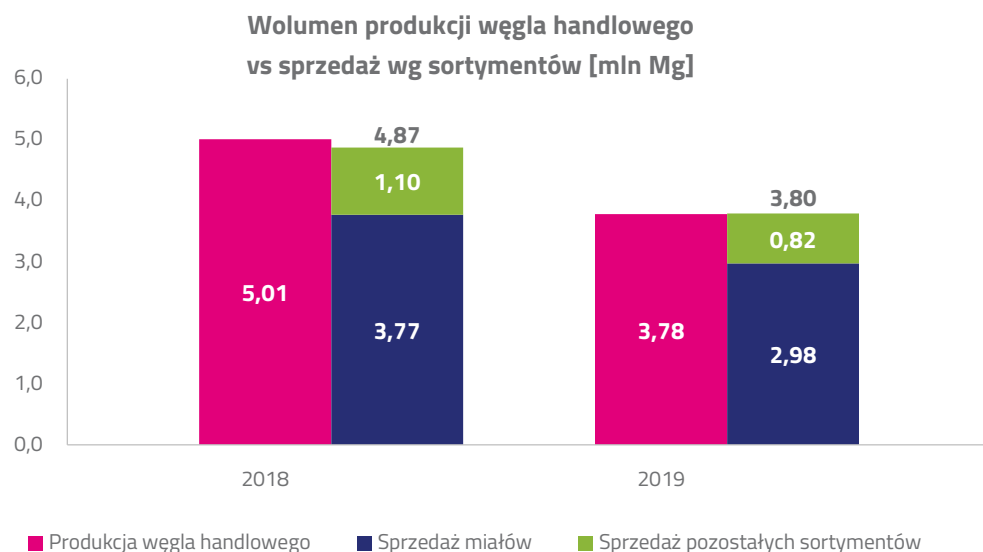
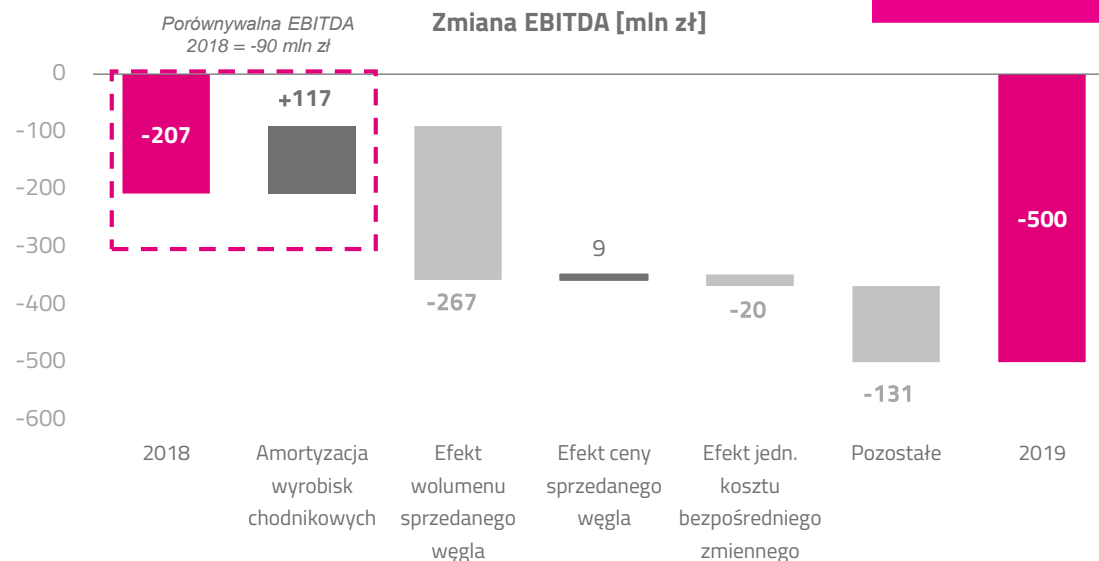
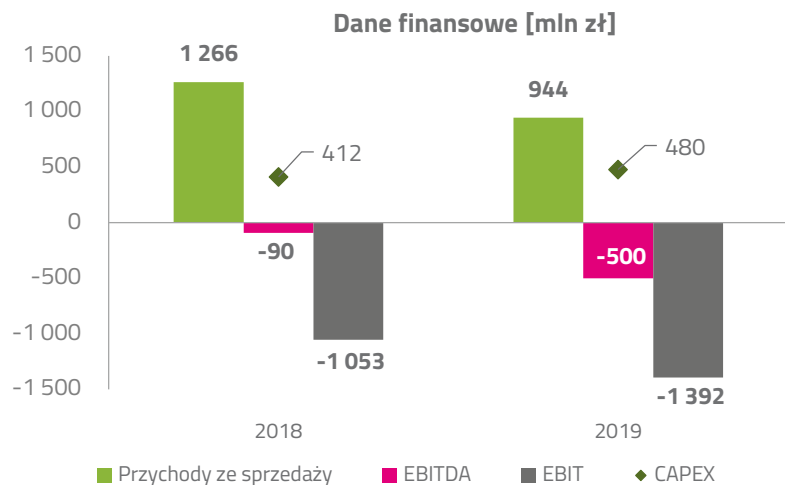
▪ Neutralny efekt tzw. ustawy prądowej





Segment Wydobycie

Segment Wydobycie – 2019 r.



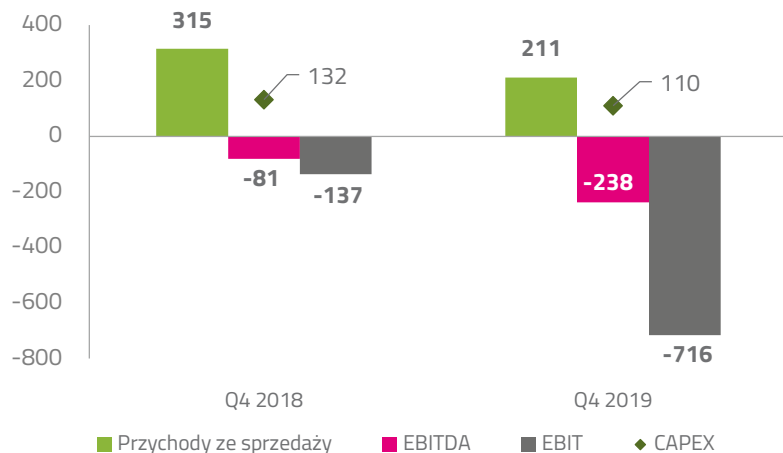
- Niższy wolumen sprzedanego węgla
- Wyższe jednostkowe koszty zakupu usług i energii elektrycznej
- Wyższy o 65 zł/Mg jednostkowy mining cash cost* (wzrost z 234 do 299 zł/Mg)

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

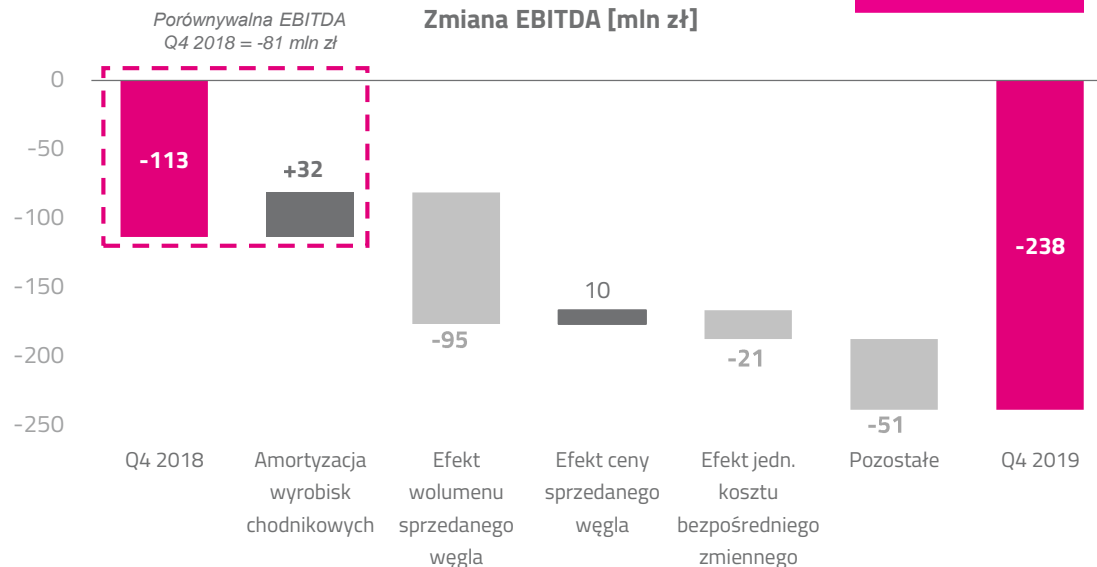
Segment Wydobycie – IV kwartał 2019 r.



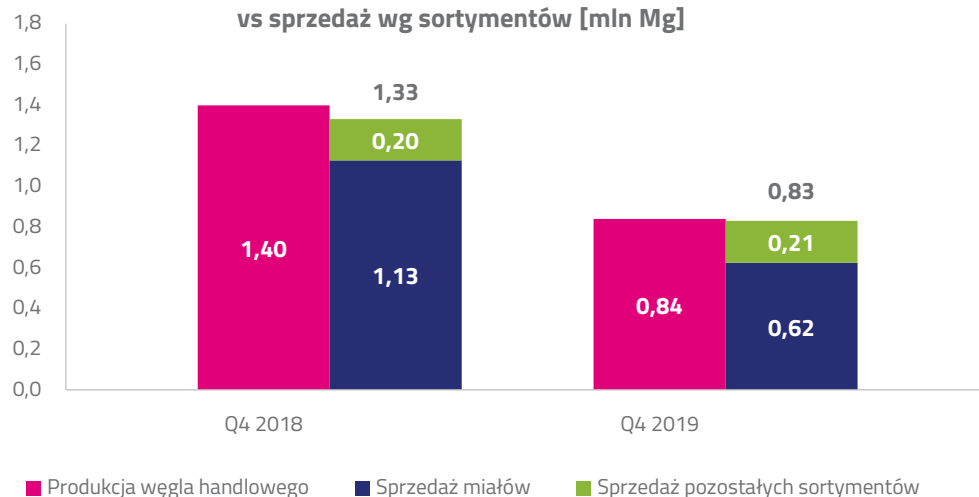
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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

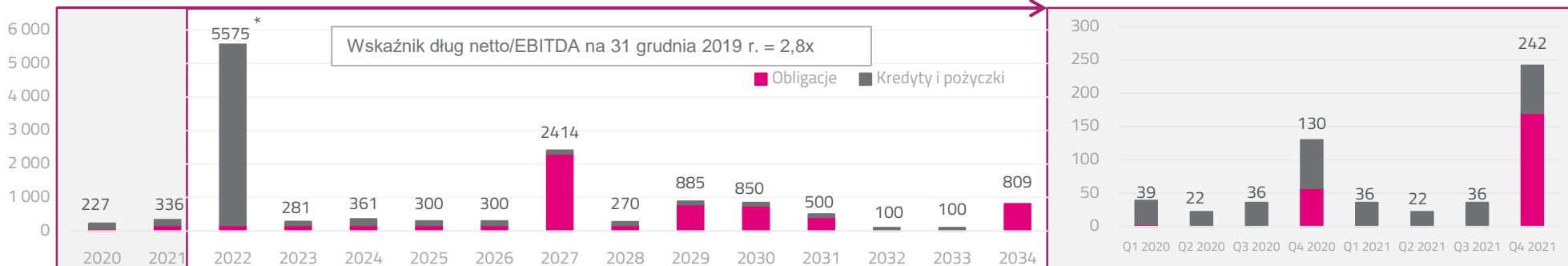


- Niższy wolumen sprzedanego węgla
- Wyższe jednostkowe koszty energii elektrycznej
- Wyższy o 175 zł/Mg jednostkowy mining cash cost* (wzrost z 300 do 475 zł/Mg)

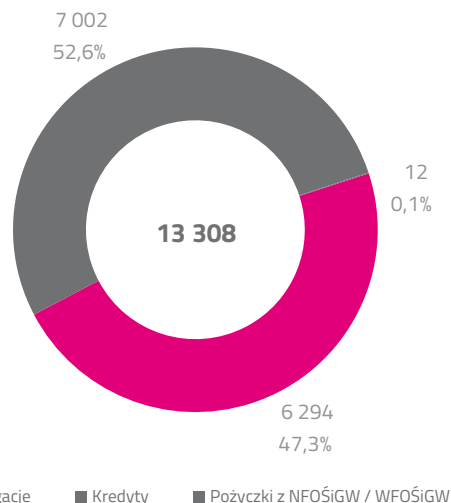
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Zadłużenie i finansowanie

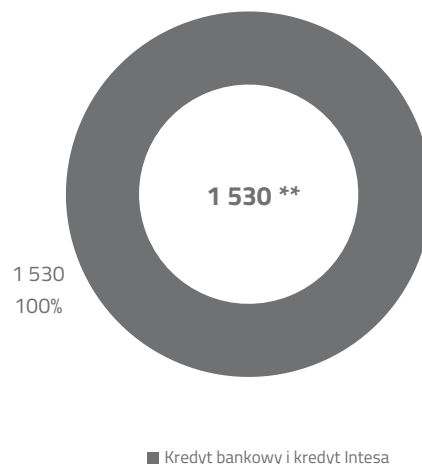
Zapadalność długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31 grudnia 2019 r. [mln zł]



Struktura długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31.12.2019 r. [mln zł]



Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 31.12.2019 r. [mln zł]



Struktura długu według stopy oprocentowania [mln zł]

Kwota długu	Oprocentowanie	Zabezpieczenie oprocentowanie zmienne
13 308	Zmienne: 8 192	IRS: 3 590
	Stałe: 5 116	Brak: 4 602

- Średnioważona zapadalność długu na 31 grudnia 2019 r. wynosi 76 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.

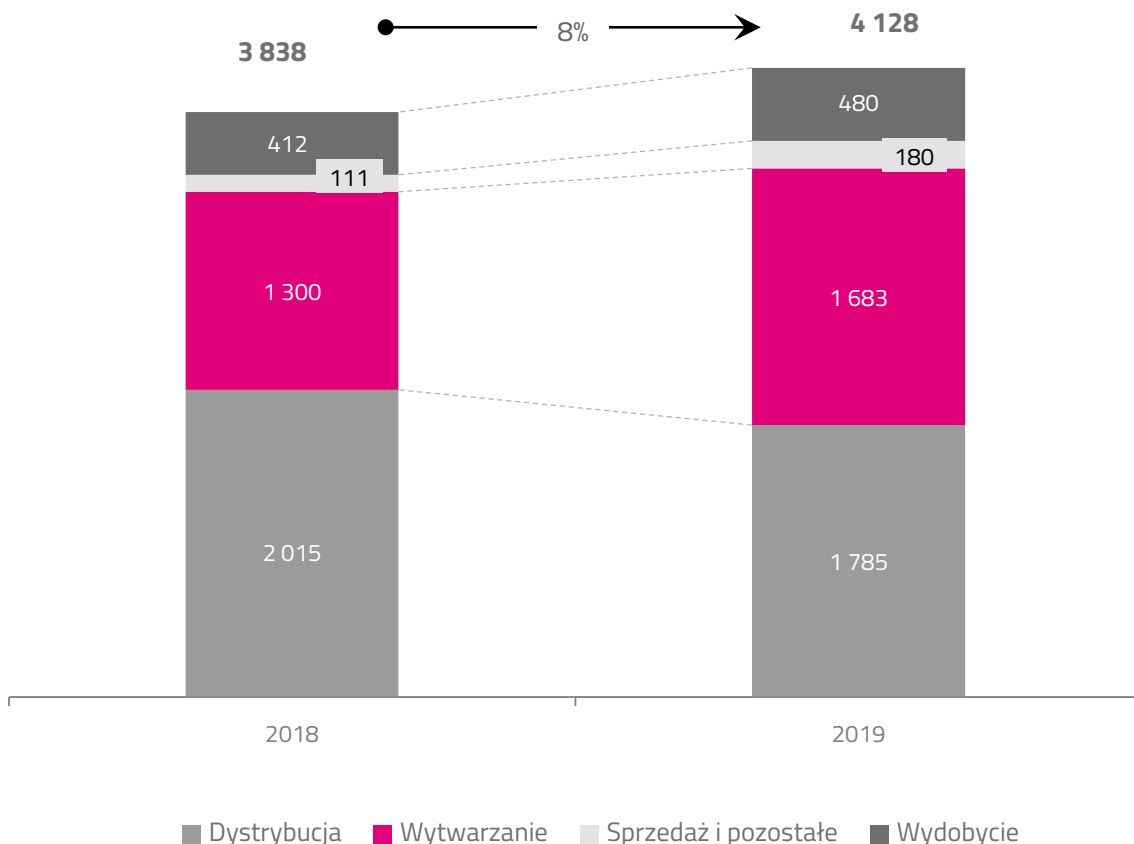
** Kwota uwzględnia dostępność kredytu Intesa po spełnieniu standardowych warunków zawieszających (data spełnienia części warunków jest uzależniona od daty wykorzystania środków). Grupa TAURON korzysta również z kredytów w rachunku bieżącym o maksymalnych dostępnych limitach 300 mln zł oraz 45 mln euro

CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (proc.)	Termin zakończenia
Budowa bloku energetycznego w Jaworznie	910	-	97	 2020
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	 2020
Ucieplnienie w Elektrowni Łagisza - modernizacja turbiny 460 MW, budowa stacji ciepłowniczej oraz kotłów szczytowo-rezerwowych	-	150+144	90	 2020
Nabycie pięciu farm wiatrowych o mocy 180 MW	180	-	100	 2019

CAPEX – podział na segmenty

Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]
(bez inwestycji kapitałowych*)



Główne inwestycje realizowane w 2019 r.:

Dystrybucja:

- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (996 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (667 mln zł)
- Nakłady na IT, budynki i budowle oraz środki transportu (117 mln zł)

Wytwarzanie:

- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (1 020 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe (215 mln zł)
- Uciepłownienie Elektrowni Łagisza (104 mln zł)
- Dostosowanie jednostek wytwórczych TW do BAT (42 mln zł)
- Odtworzenie stacji przygotowania wody zdemineralizowanej (32 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (27 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (25 mln zł)

Wydobycie:

- Przygotowanie produkcji (185 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (94 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (81 mln zł)
- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (70 mln zł)

Inwestycja kapitałowa:

- Nabycie farm wiatrowych o mocy 180 MW (601 mln zł)
- Nabycie projektu budowy farmy PV Choszczno o mocy 6 MW

*Nakłady łącznie z inwestycjami kapitałowymi, nie uwzględniając kosztów finansowych, wyniosły: 3 699 mln zł w 2018 r. i 4 557 mln zł w 2019 r.

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.

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	Krzystian Brymora
Trigon Dom Maklerski	Michał Kozak

* wydawanie rekomendacji zostało zawieszono

Dziękujemy za uwagę

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej



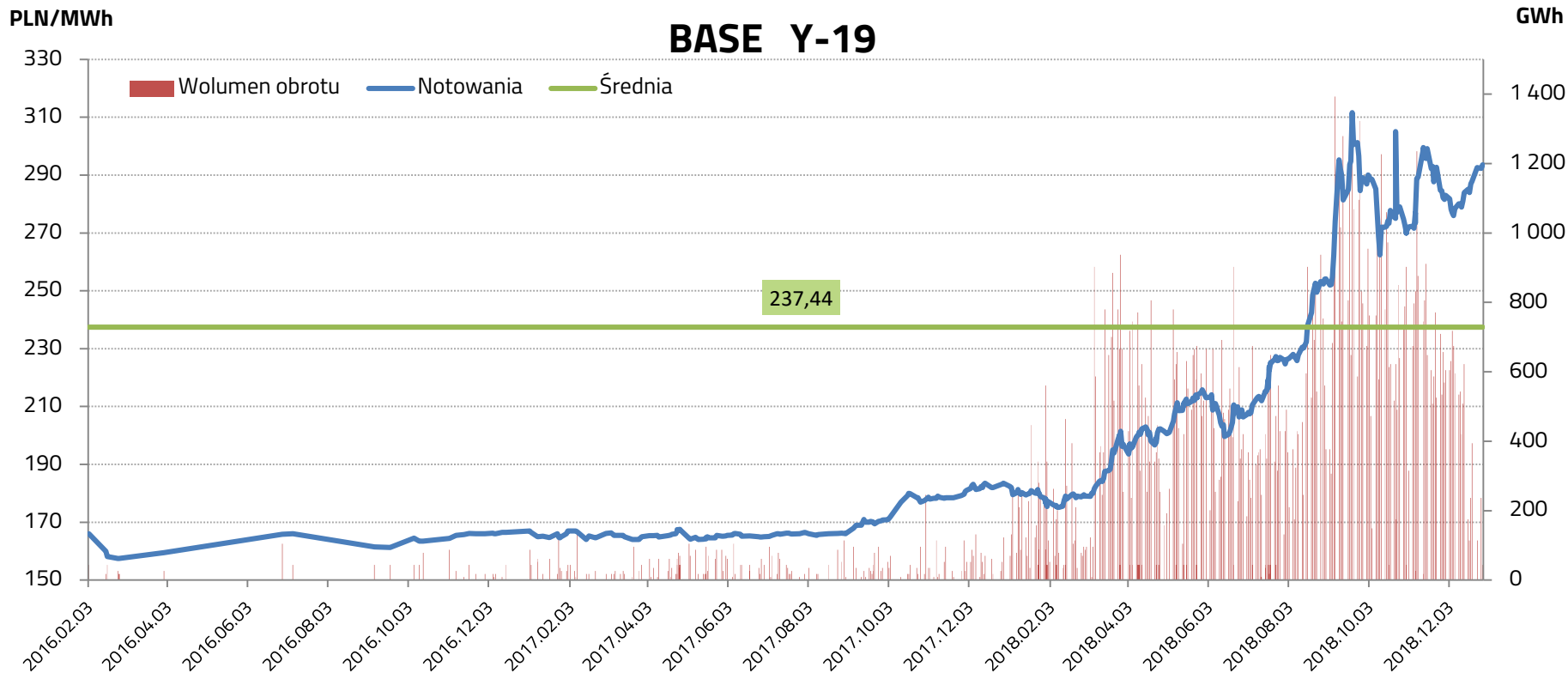
Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS	2018 r.		2019 r.		2019/2018	
	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	182,85	103 370	241,94	167 413	32,3%	62,0%
Forward PEAK (Y+Q+M)	228,27	11 058	334,60	13 748	46,6%	24,3%
Forward (średnia ważona)	187,24	114 427	248,97	181 161	33,0%	58,3%
SPOT (TGE)	224,73	27 645	230,97	33 947	2,8%	22,8%
Średnia ważona razem	194,53	142 073	246,13	215 108	26,5%	51,4%

Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia ważona za rok 2019 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2018 r.	2019 r.
OZE (PMOZE_A)	132,19	48,53 (17,5%)	129,78 (18,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	300,11	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.	29,70 EUR/t
Średnia w 2021 r.	34,10 EUR/t
Średnia w 2022 r.	34,80 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2020 r.	24-32 EUR/t

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

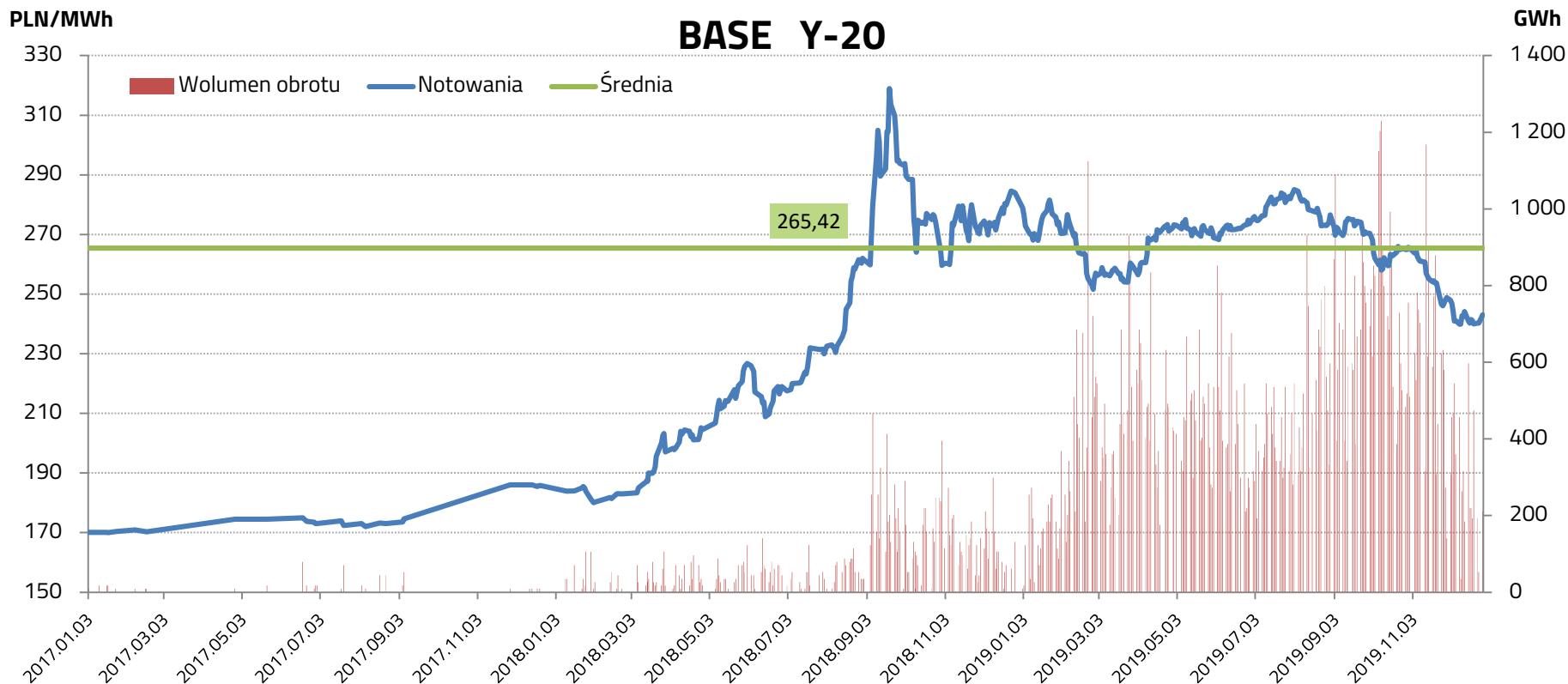
Notowania kontraktów BASE na 2019



		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

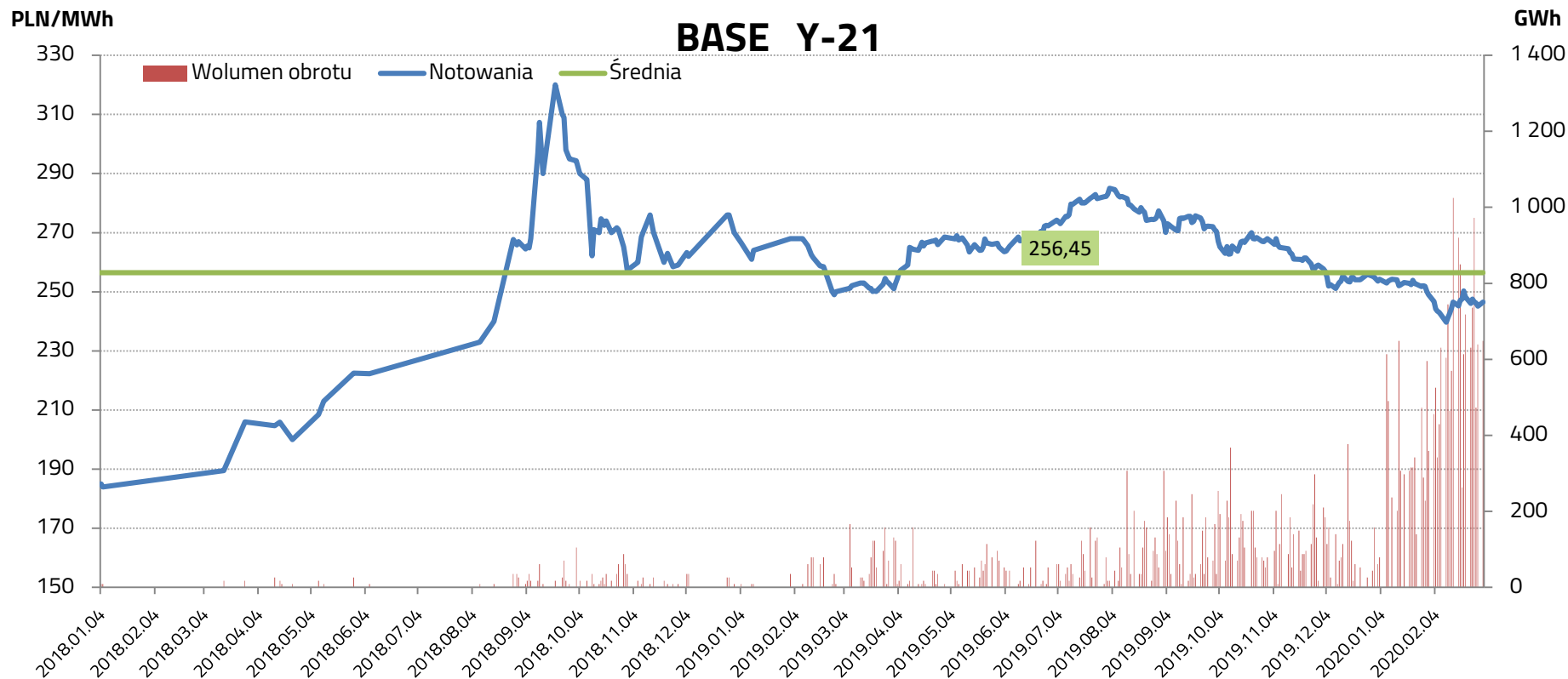
Notowania kontraktów BASE na 2020 r.



		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

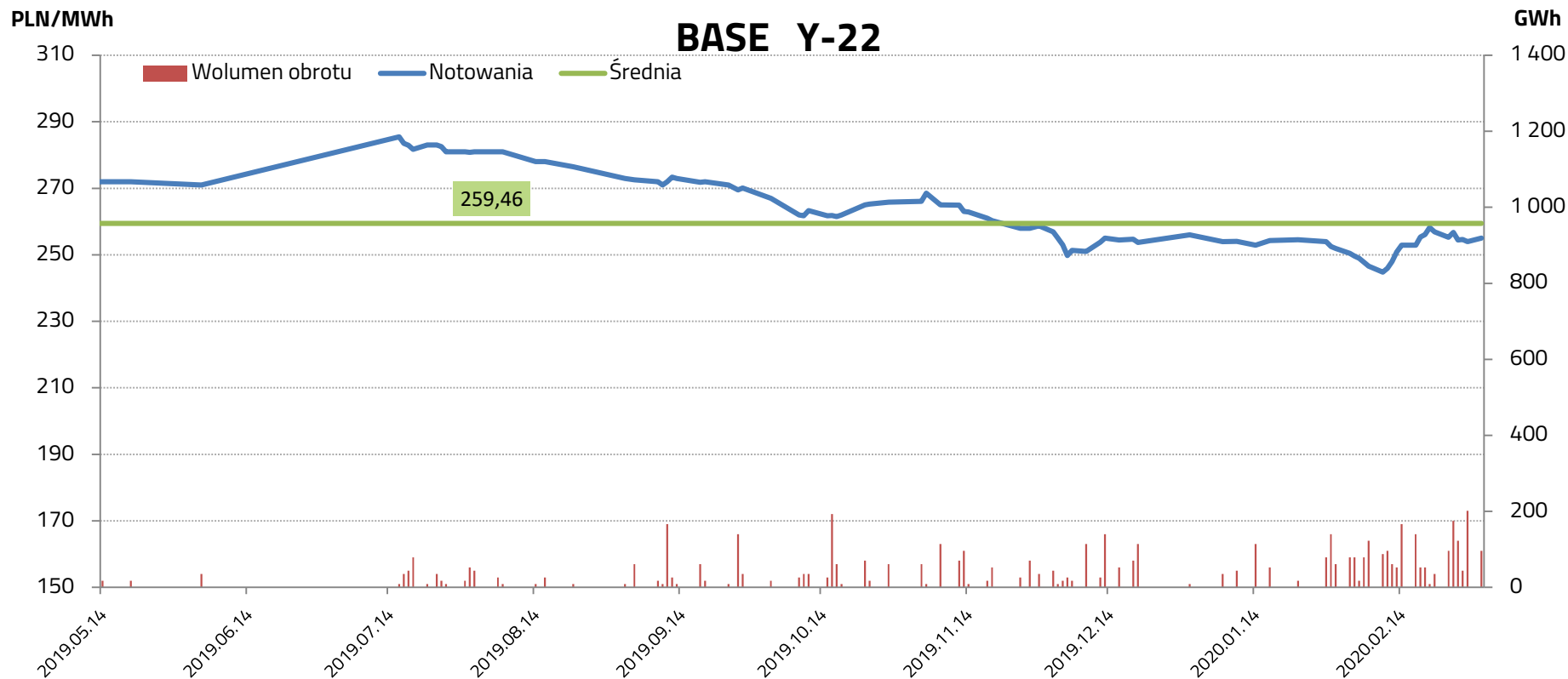
Notowania kontraktów BASE na 2021 r.



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		256,45	37 405
w tym	na TGE	256,45	37 405
	poza TGE		0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2021 r.: 261,86 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2021 r.: 42 038 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2022 r.



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		259,46	5 221
w tym	na TGE	259,46	5 221
	poza TGE		0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2022 r.: 264,57 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2022 r.: 5 932 GWh