



**Wyniki finansowe  
Grupy TAURON  
za I półrocze 2019 r.**

1 października 2019 r.

# Struktura prezentacji



**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

# Kluczowe dane za I półrocze 2019 r.



Wyniki finansowe		
[mln zł]	H1 2019 vs H1 2018	
Przychody ze sprzedaży	<b>10 398</b>	<b>18%</b>
EBITDA	<b>2 208</b>	<b>(2)%</b>
Wynik netto*	<b>666</b>	<b>17%</b>
CAPEX	<b>1 642</b>	<b>5%</b>
Dług netto/EBITDA	<b>2,60x</b>	wzrost o 0,06x (vs 31.12.2018)

Dane operacyjne		
	H1 2019 vs H1 2018	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	<b>26,08</b>	<b>0,3%</b>
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	<b>7,15</b>	<b>(5)%</b>
Wytwarzanie ciepła [PJ]	<b>6,41</b>	<b>(5)%</b>
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	<b>17,03</b>	<b>(1)%</b>
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	<b>2,26</b>	<b>(11)%</b>

\* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

# Kluczowe dane za II kwartał 2019 r.



Wyniki finansowe		
[mln zł]	Q2 2019 vs Q2 2018	
Przychody ze sprzedaży	<b>5 085</b>	<b>21%</b>
EBITDA	<b>996</b>	<b>6%</b>
Wynik netto*	<b>142</b>	<b>-</b>
CAPEX	<b>916</b>	<b>(4)%</b>
Dług netto/EBITDA	<b>2,60x</b>	wzrost o 0,06x (vs 31.12.2018)

Dane operacyjne		
	Q2 2019 vs Q2 2018	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	<b>12,54</b>	<b>(0,4)%</b>
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	<b>3,33</b>	<b>(8)%</b>
Wytwarzanie ciepła [PJ]	<b>1,66</b>	<b>58%</b>
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	<b>8,10</b>	<b>2%</b>
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	<b>0,99</b>	<b>(10)%</b>

\* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

# Podsumowanie najważniejszych wydarzeń



**17 kwietnia**

Potwierdzenie przez agencję ratingową 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**

Przyjęcie aktualizacji kierunków strategicznych Strategii Grupy TAURON

**1 sierpnia**

Pierwsza inwestycja największego w Polsce funduszu CVC - EEC Magenta w firmę Reliability Solutions specjalizującej się w przewidywaniu i minimalizacji skutków awarii jednostek wytwórczych

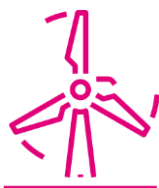
**3 września**

Podpisanie dokumentacji transakcyjnej nabycia pięciu farm wiatrowych o mocy 180 MW za 137,1 mln euro

# Nabycie farm wiatrowych

## Kluczowe parametry

Cena nabycia	137 mln euro
Liczba nabytych farm	5
Łączna moc	180 MW
Szacowana średnioroczna produkcja energii elektrycznej	450 GWh
Szacowana średnioroczna EBITDA	>100 mln zł



## Transakcja nabycia farm wiatrowych

### ✓ Element realizacji kierunków strategicznych Grupy TAURON

do 2025 r.: inwestycje w farmy wiatrowe na lądzie o mocy 900 MW, farmy fotowoltaiczne o mocy 300 MW oraz zaangażowanie w budowę morskich farm wiatrowych,  
do 2030 r.: udział źródeł nisko- i zeroemisyjnych w miksie wytwórczym Grupy ma się zwiększyć do 66 proc.

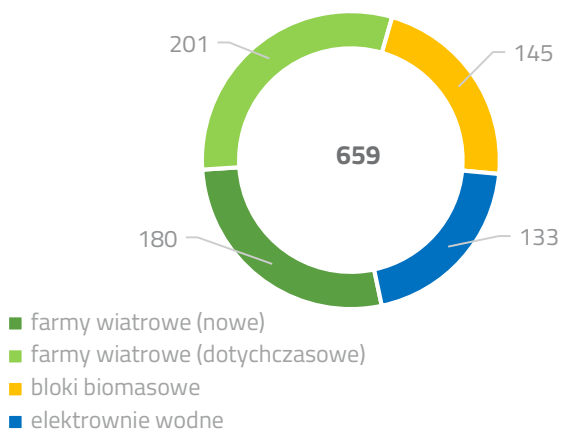
### ✓ Wycofano powództwo wniesione przez Hamburg Commercial Bank AG przeciwko TAURON Sprzedaż

Przedmiotem powództwa było: 36,3 mln zł z tytułu odszkodowania i 196,6 mln zł z tytułu kar umownych

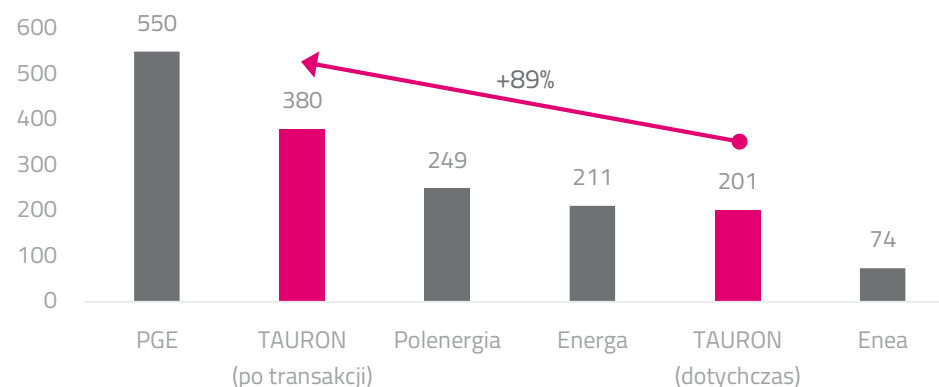
### ✓ Umożliwienie zakończenia postępowań z powództwa spółek należących do grupy in.ventus przeciwko spółkom Grupy TAURON

Wartość sporów: 61,3 mln euro

Łączna moc źródeł odnawialnych w Grupie TAURON [MW]



Farmy wiatrowe [MW]



# Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa



**Wzrost PKB Polski\* oraz indeks PMI dla przemysłu (średnia kwartalna)\*\***



**Wzrost produkcji sprzedanej przemysłu\* i zużycia energii elektrycznej (zmiana r/r)\*\*\***



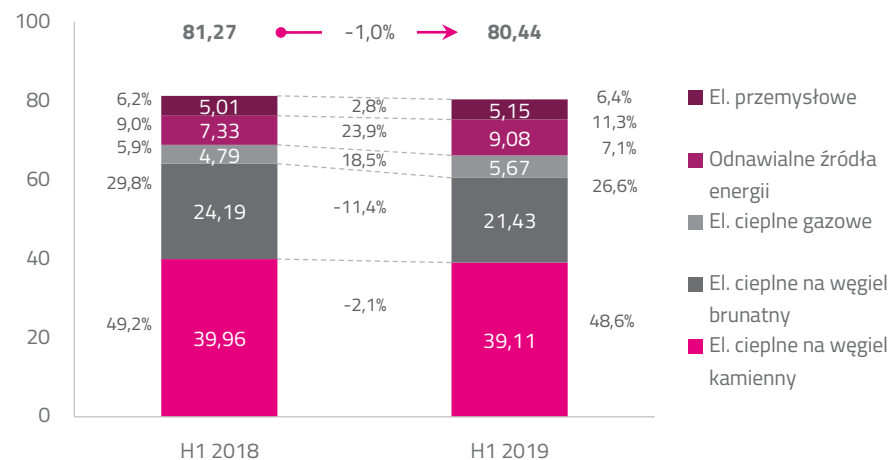
**Ceny energii w rocznych kontraktach BASE**

	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	265,96	72 363
Y-21	265,06	5 931

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.: 246,48 PLN/MWh (estymacja)

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

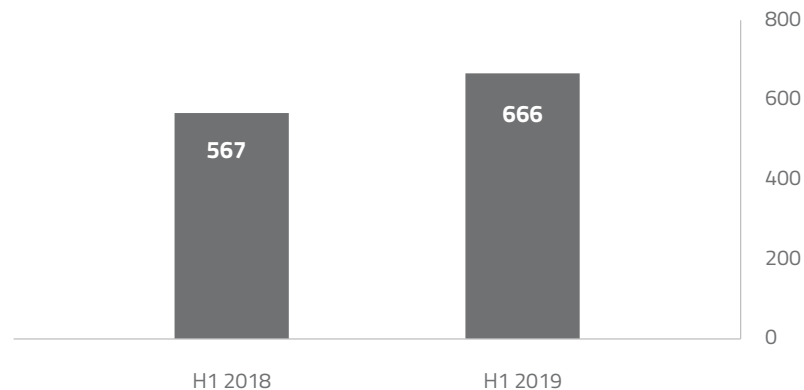
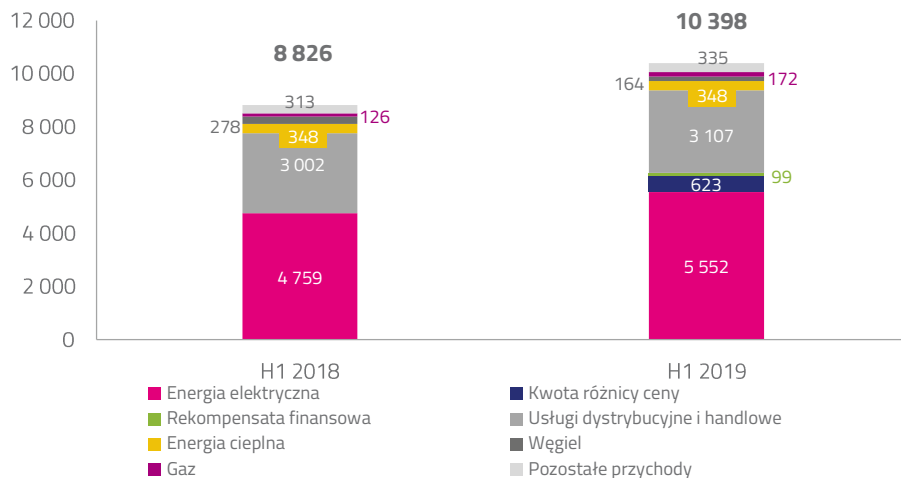


# Dane finansowe za I półrocze 2019 r.

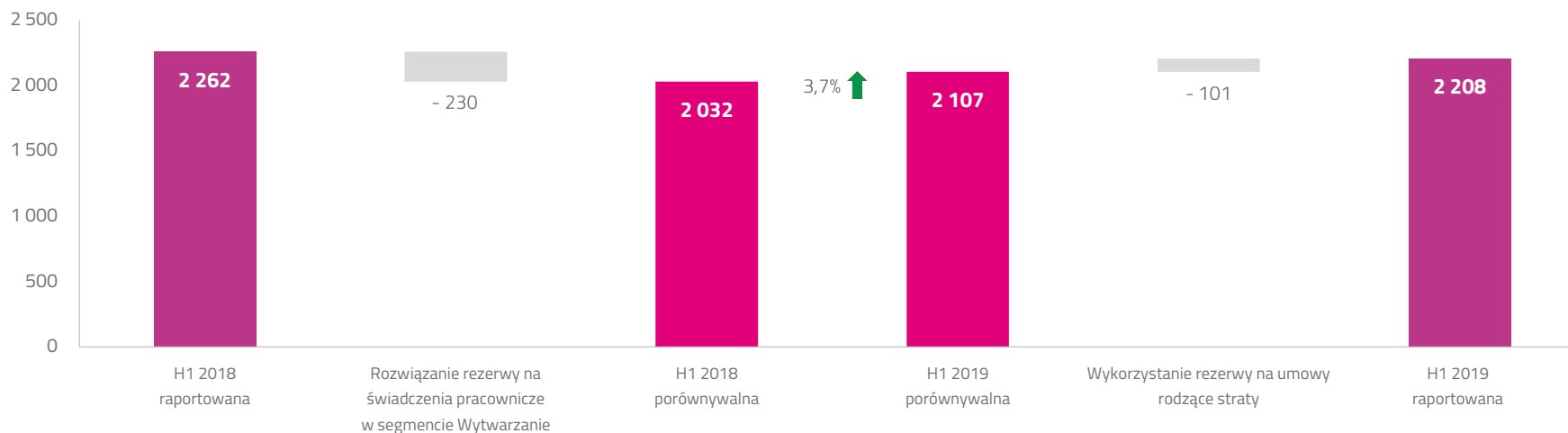


Przychody ze sprzedaży [mln zł]

Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



EBITDA H1 2019 vs H1 2018 [mln zł]

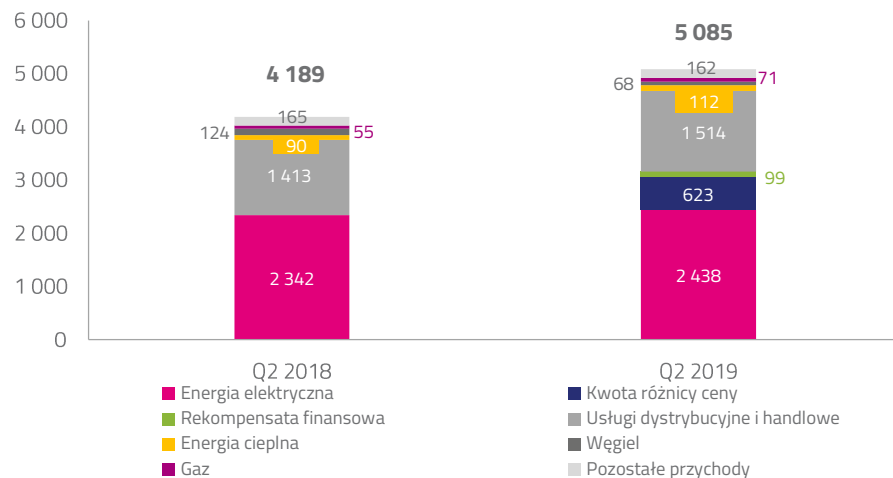




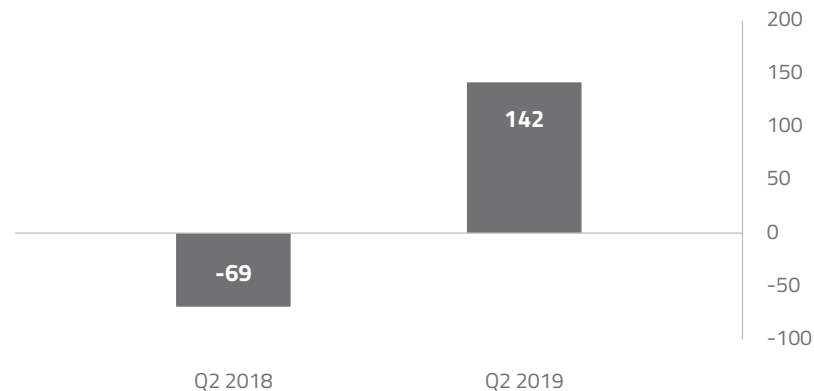
# Dane finansowe za II kwartał 2019 r.



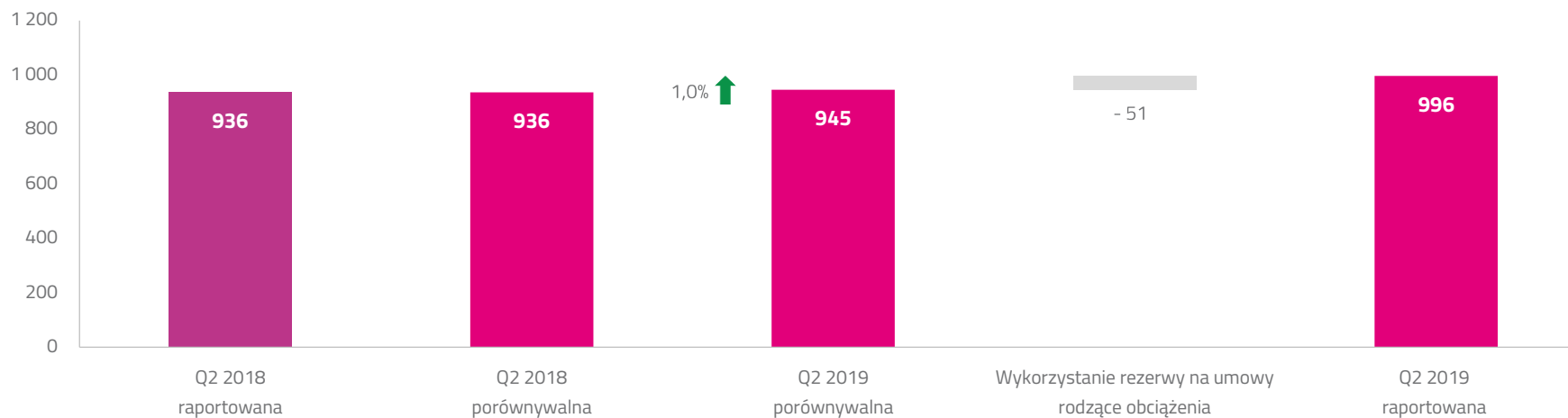
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

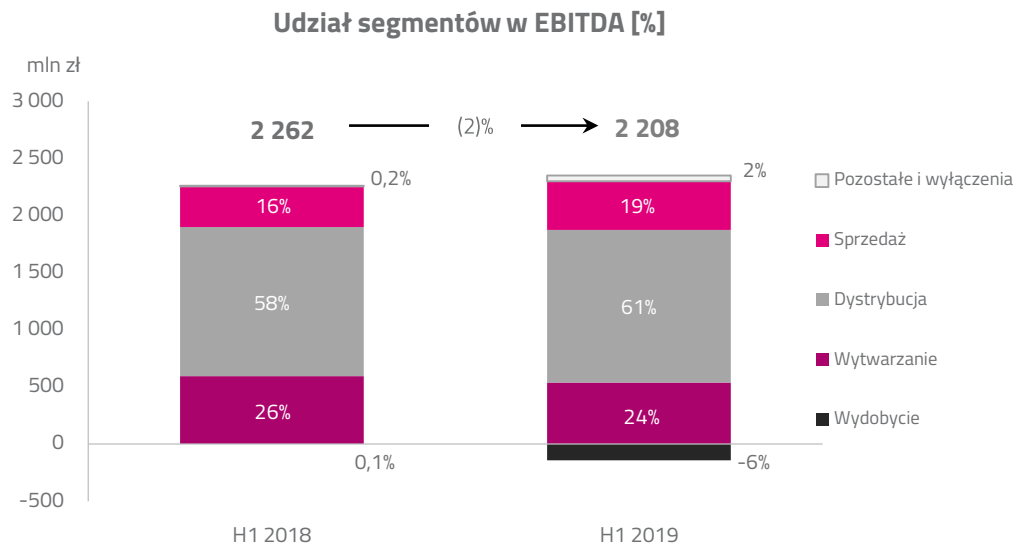


EBITDA Q2 2019 vs Q2 2018 [mln zł]



# Wyniki segmentów za I półrocze 2019 r.

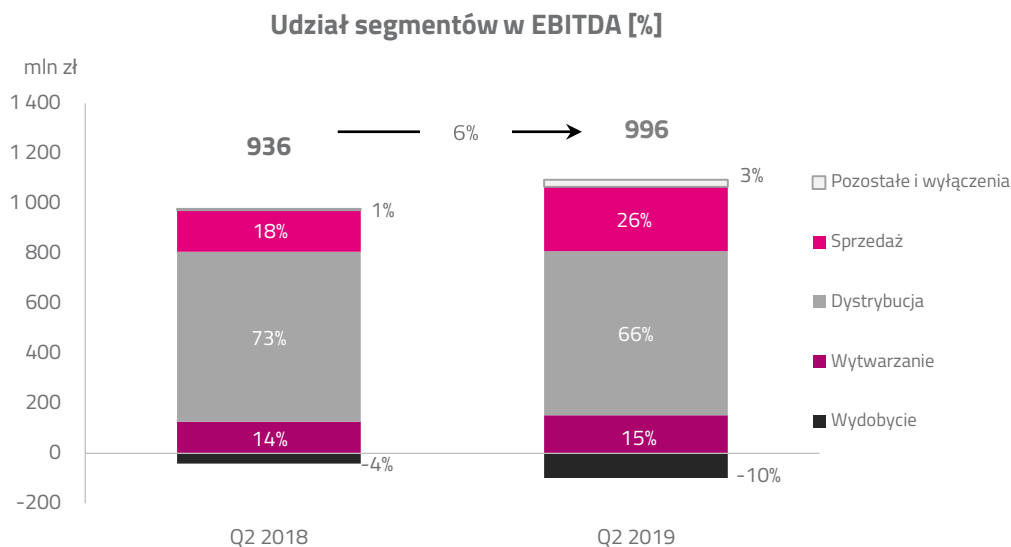
[mln zł]	Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	3 275	2 546	7 646	532	(3 602)
EBITDA	1 337	539	423	(143)	52
EBIT	765	325	404	(511)	7
CAPEX	863	501	10	237	32



\* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

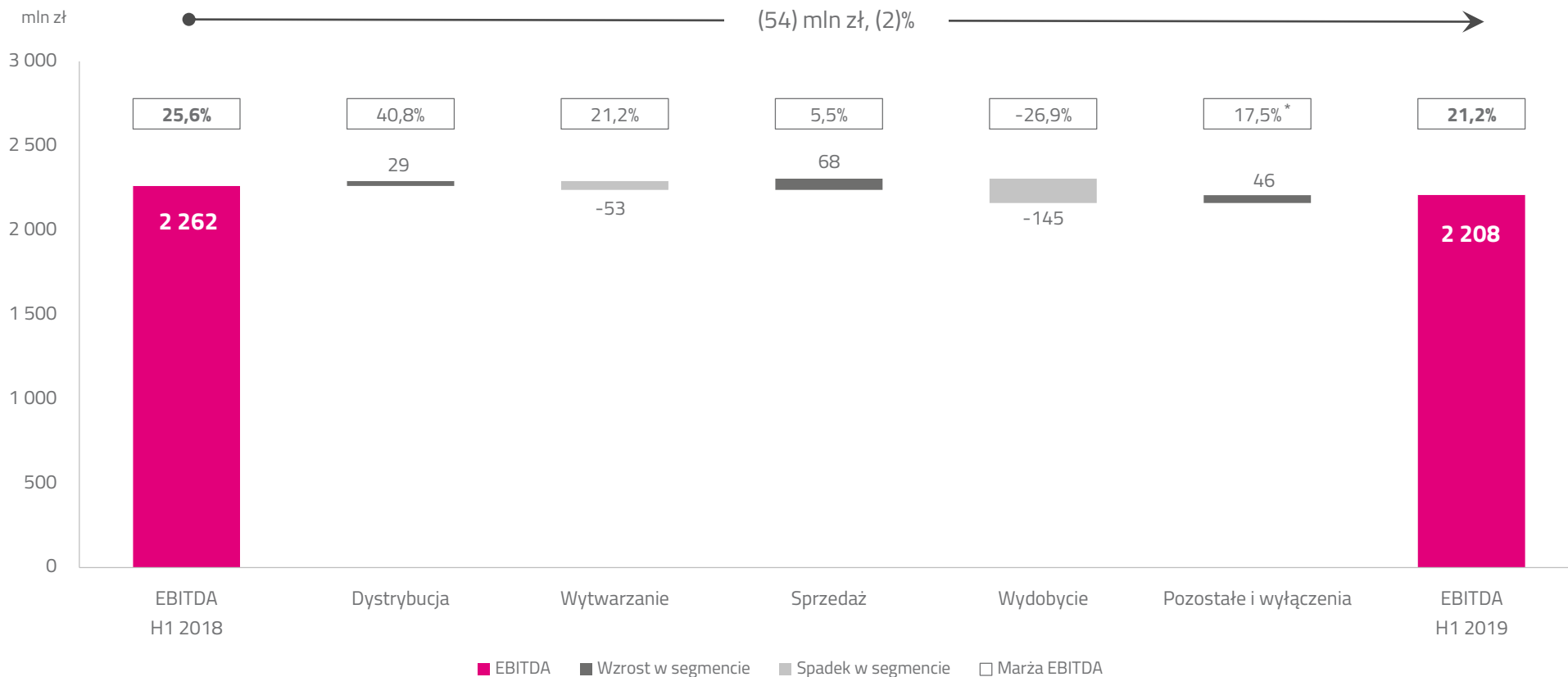
# Wyniki segmentów za II kwartał 2019 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	1 594	1 157	3 735	240	(1 641)
EBITDA	656	152	258	(99)	28
EBIT	378	45	248	(415)	5
CAPEX	512	265	6	118	15



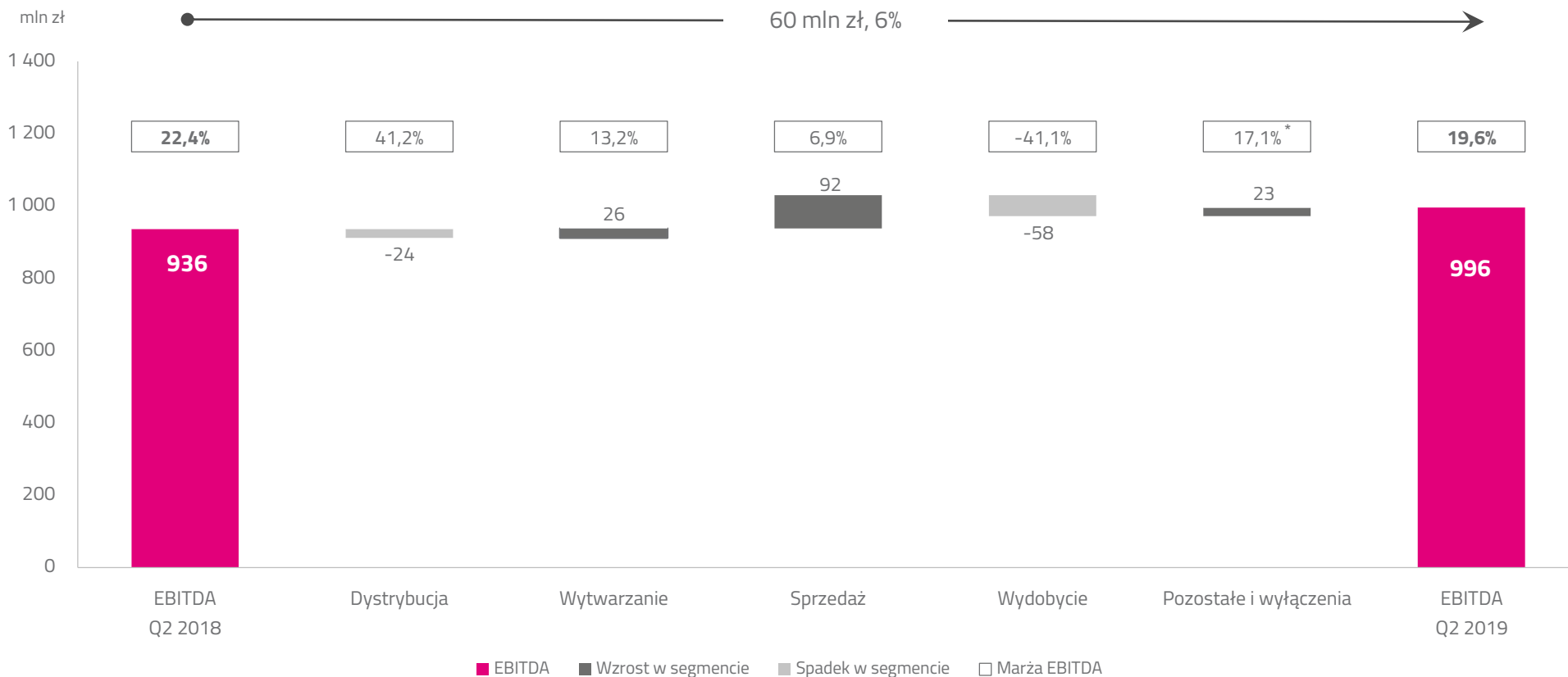
\* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

# EBITDA za I półrocze 2019 r.



\* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

# EBITDA za II kwartał 2019 r.



\* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

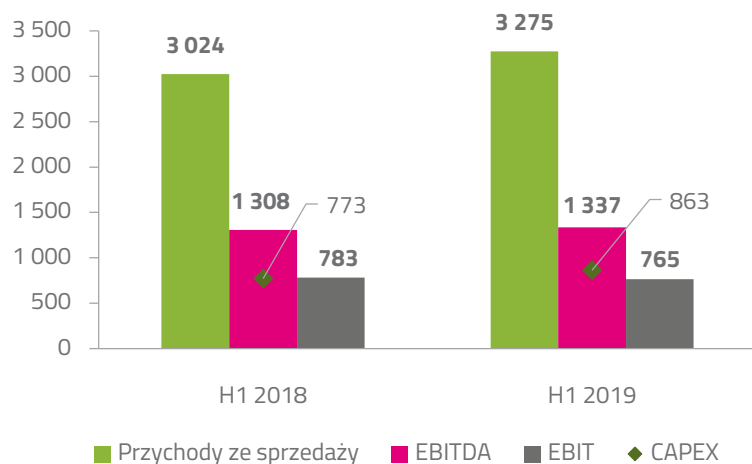


## Segment Dystrybucja

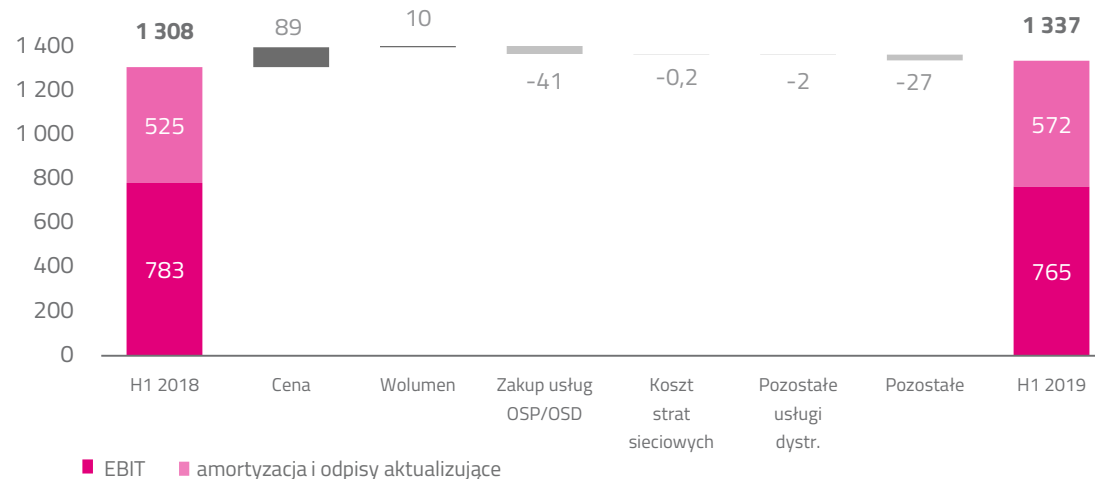
# Segment Dystrybucja – I półrocze 2019 r.



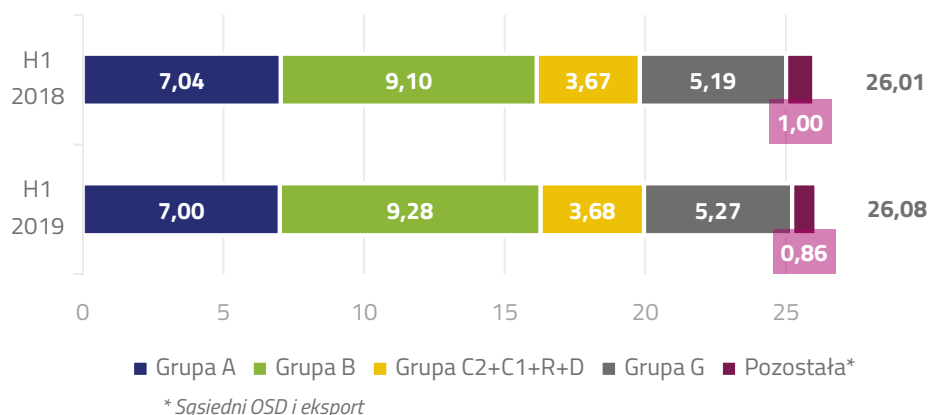
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



Wzrost średniej ceny usługi dystrybucyjnej do odbiorców końcowych ✓

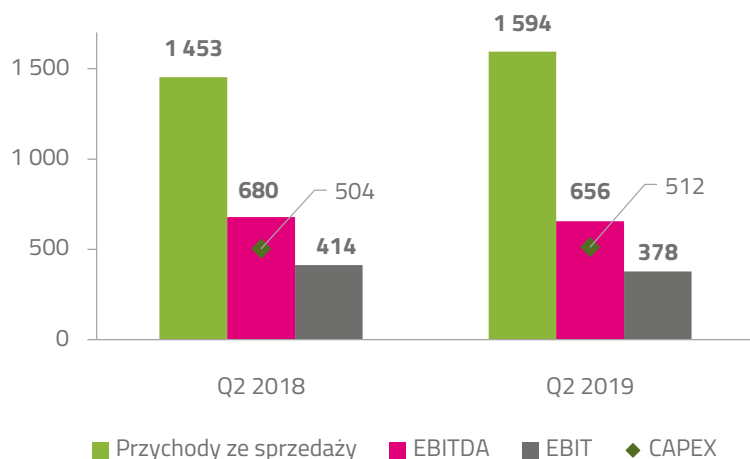
Wzrost wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 77 GWh ✓

Wejście w życie nowej taryfy dystrybucyjnej na rok 2019 od 6 kwietnia 2019 r. -

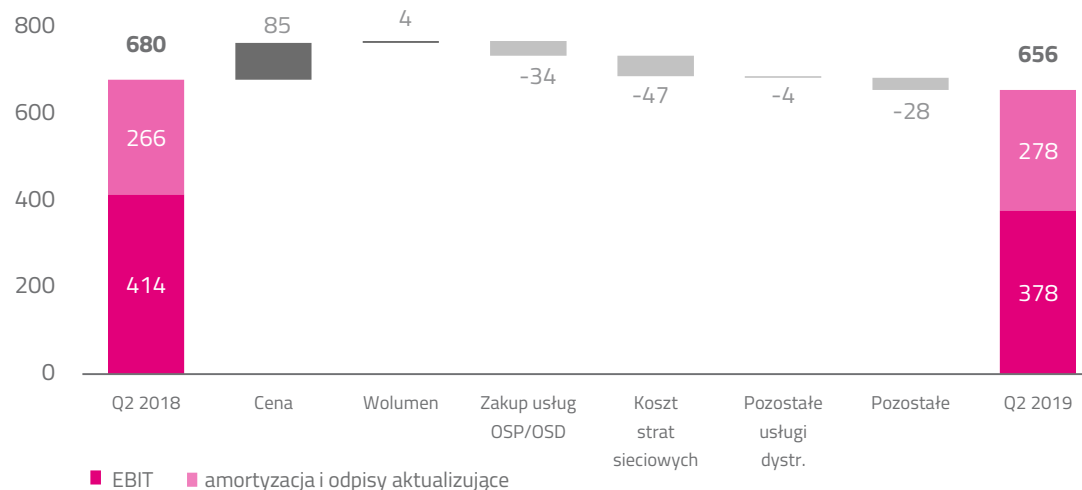
# Segment Dystrybucja – II kwartał 2019 r.



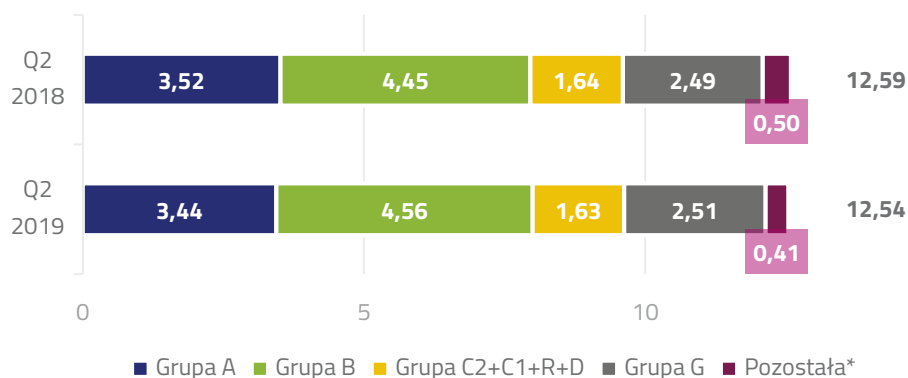
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



- Wyższa cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej ✓
- Wzrost wolumenu sprzedaży usługi dystrybucyjnej w grupie B i G ✓
- Wyższe koszty różnicy bilansowej -

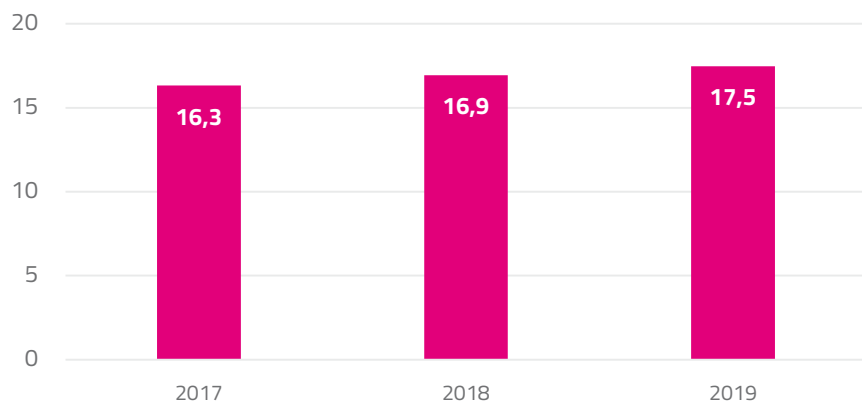
\* Sąsiedni OSD i eksport



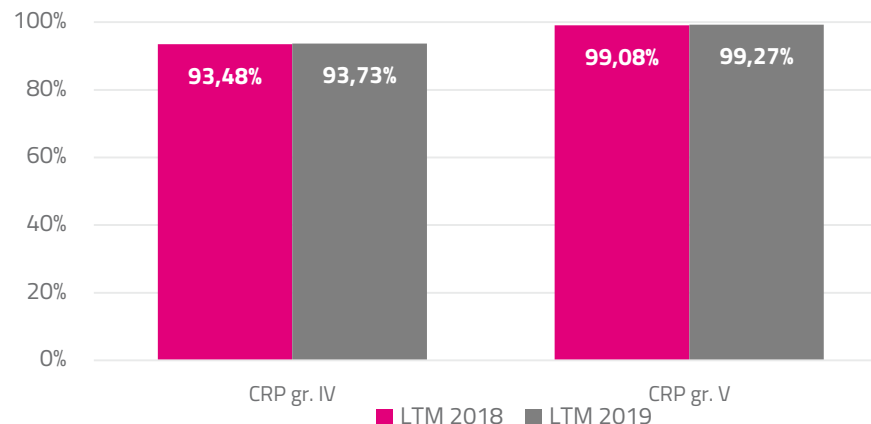
# Segment Dystrybucja – kluczowe parametry



Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]

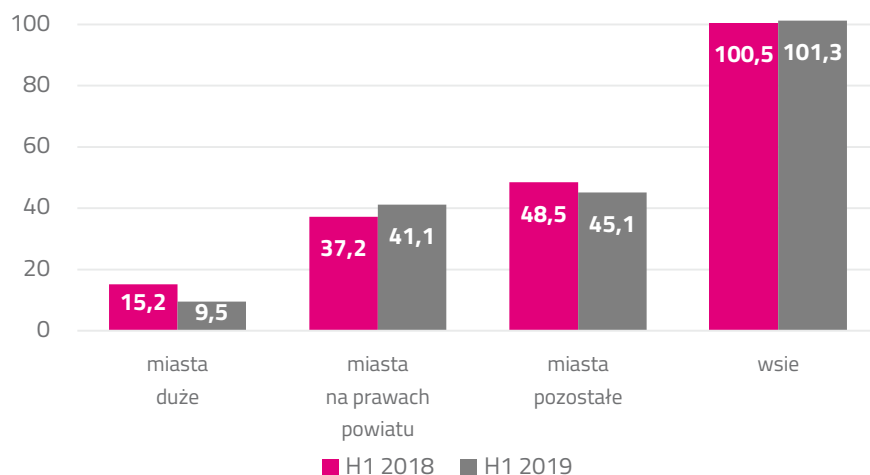


Czas Realizacji Przyłączenia [%]

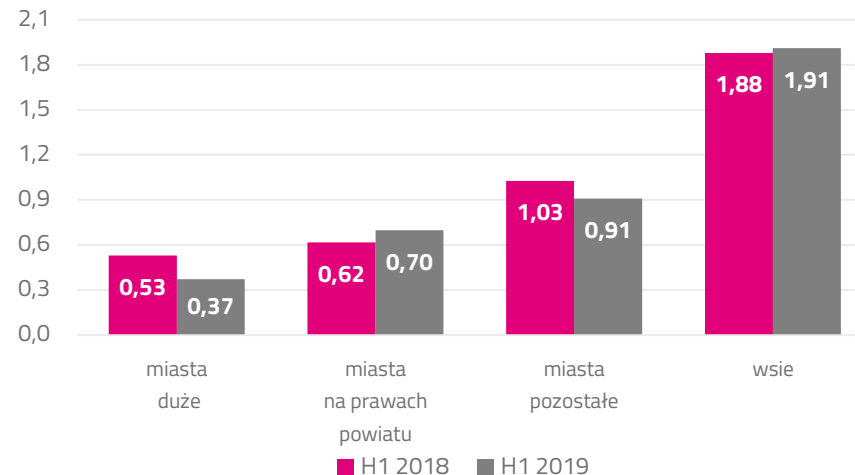


LTM – okres ostatnich 12 miesięcy kończący się 31 czerwca 2019 r.

Czas Trwania Przerwy [min/odbiorcę]



Częstość Przerw [liczba przerw/odbiorcę]



**CZAS TRWANIA PRZERWY**

CTP<sub>md</sub> – duże miasta  
 CTP<sub>mp</sub> – miasta na prawach powiatu  
 CTP<sub>m</sub> – miasta  
 CTP<sub>w</sub> – wsie

**CZĘSTOŚĆ PRZERW**

CP<sub>md</sub> – duże miasta  
 CP<sub>mp</sub> – miasta na prawach powiatu  
 CP<sub>m</sub> – miasta  
 CP<sub>w</sub> – wsie

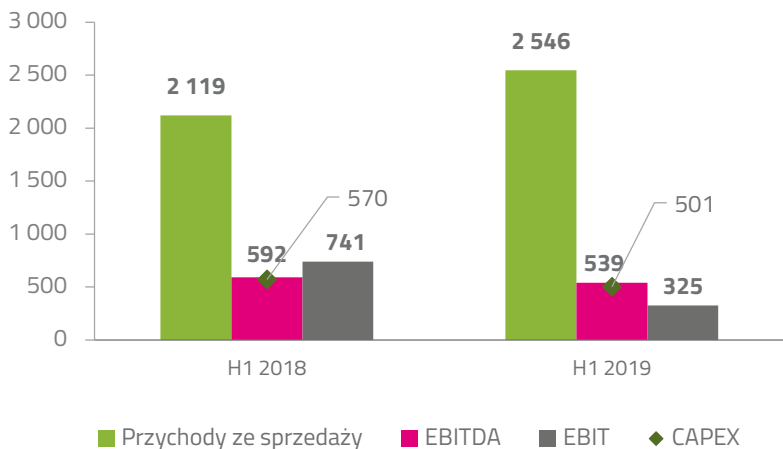


## Segment Wytwarzanie

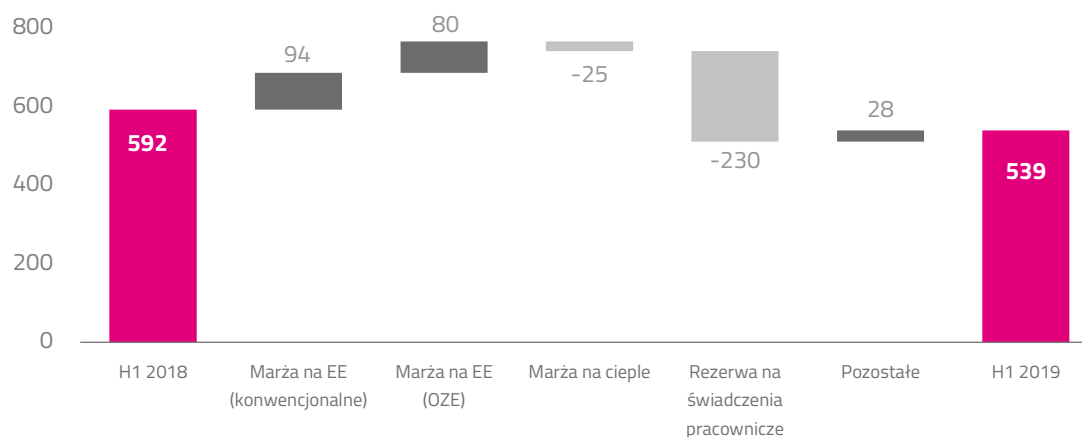
# Segment Wytwarzanie – I półrocze 2019 r.



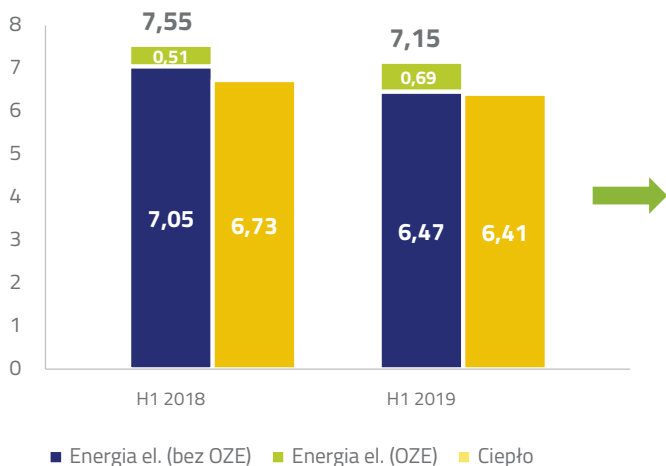
Dane finansowe [mln zł]



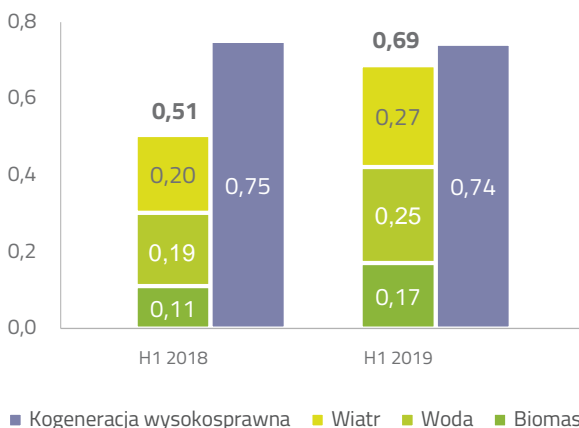
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]

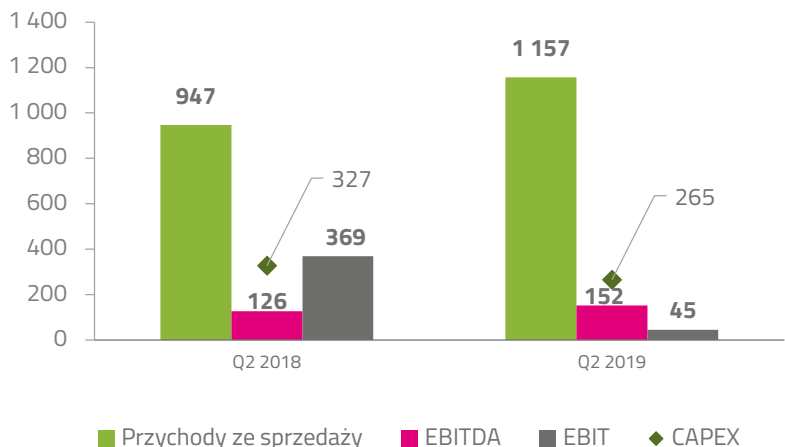


- Wysze ceny energii elektrycznej ✓
- Wyszy wolumen produkcji energii w el. wodnych i farmach wiatrowych oraz blokach biomasowych ✓
- Wzrost cen paliw oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i niepełne przeniesienie powyższego wzrostu w taryfach ciepłowniczych -
- Utrzymanie poziomu produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji ✓

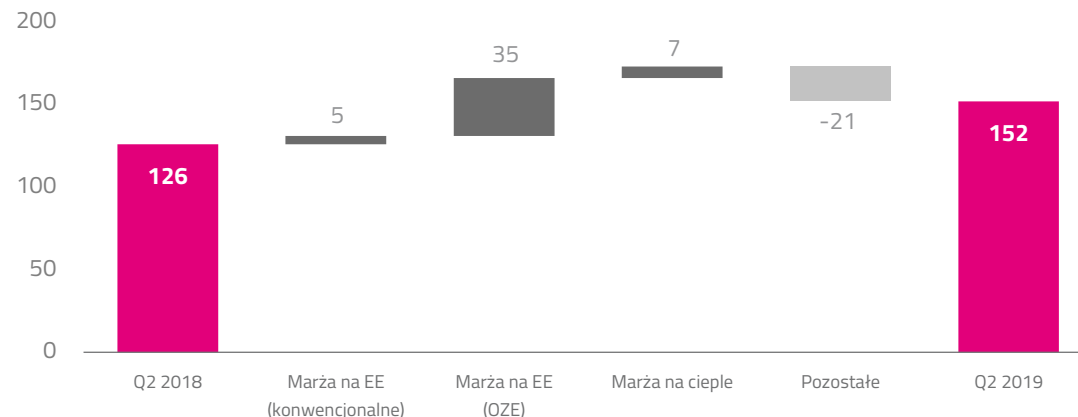
# Segment Wytwarzanie – II kwartał 2019 r.



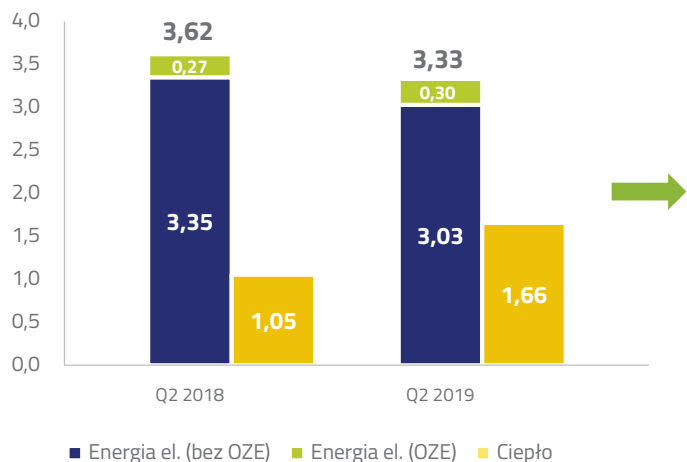
Dane finansowe [mln zł]



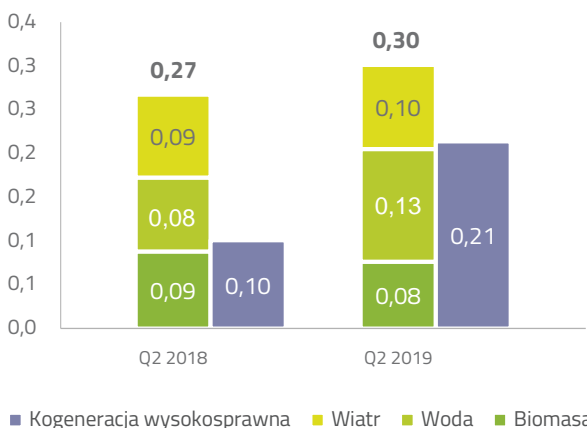
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]



- Wyższe ceny energii elektrycznej ✓
- Wyższy wolumen produkcji energii w el. wodnych i farmach wiatrowych ✓
- Wzrost cen paliw oraz uprawnień do emisji CO2 -
- Niższe temperatury r/r, wyższa produkcja ciepła i energii w wysokosprawnej kogeneracji ✓

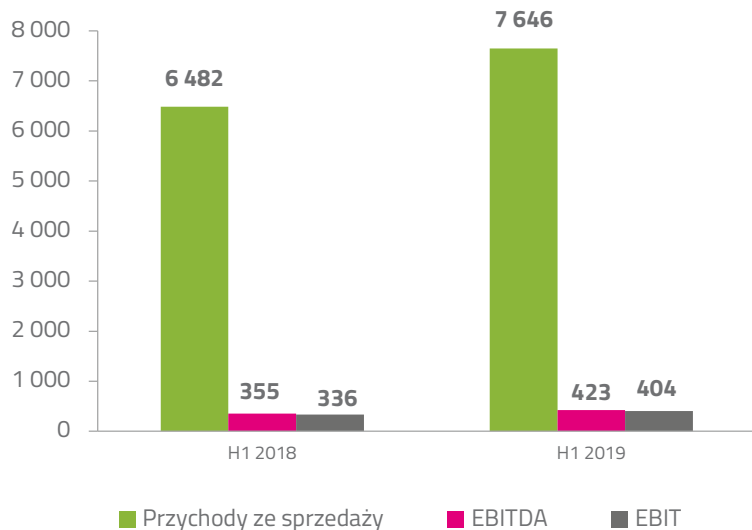


## Segment Sprzedaż

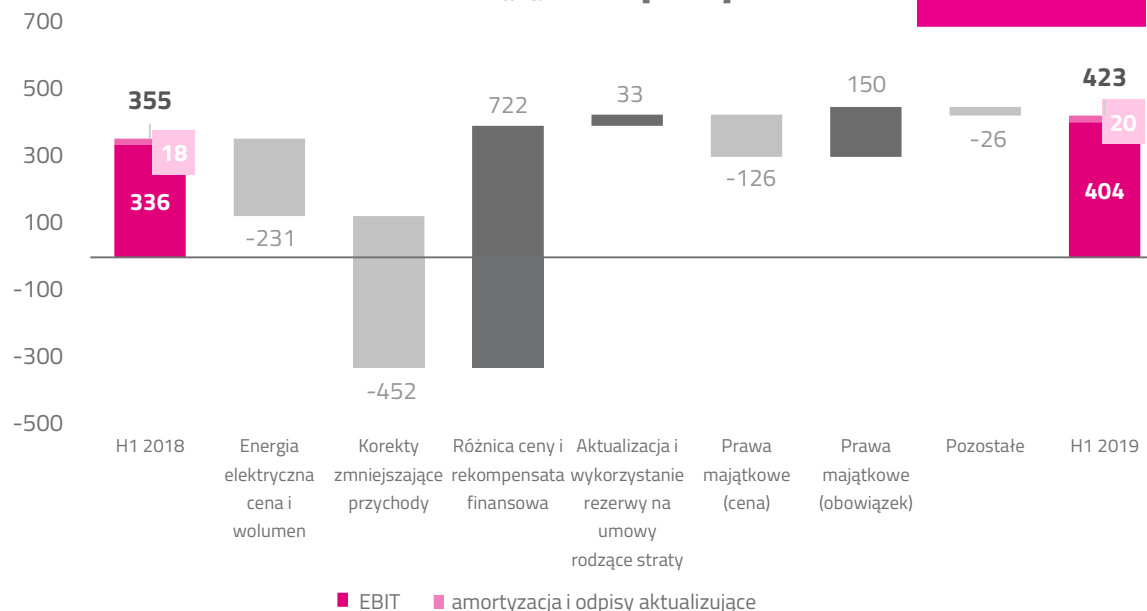
# Segment Sprzedaż – I półrocze 2019 r.



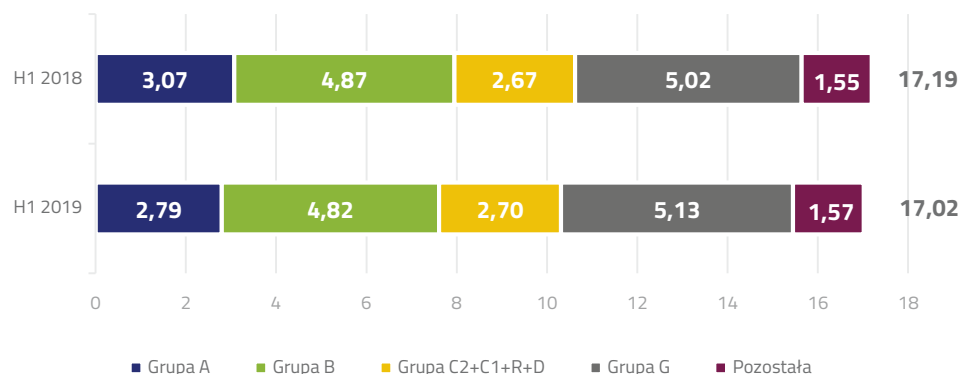
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



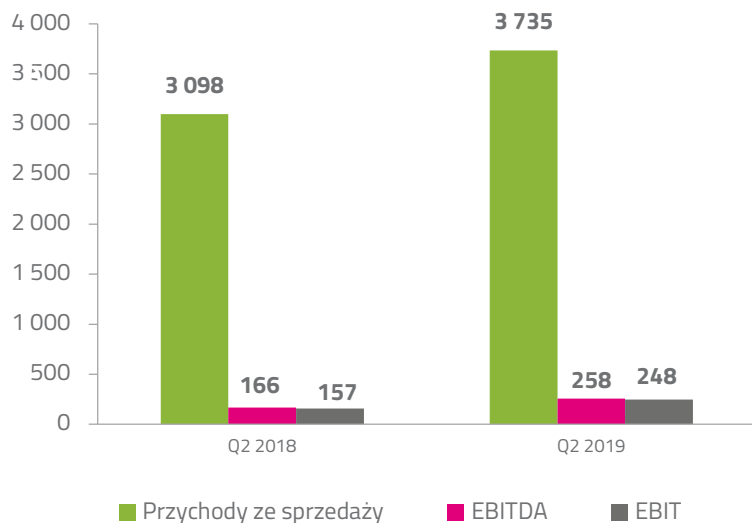
- Wzrost cen zakupu energii elektrycznej i PMOZE oraz rosnąca w związku z tym presja na obniżenie marż
- Pozytywny efekt braku obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji
- Efekt tzw. ustawy prądowej - neutralny



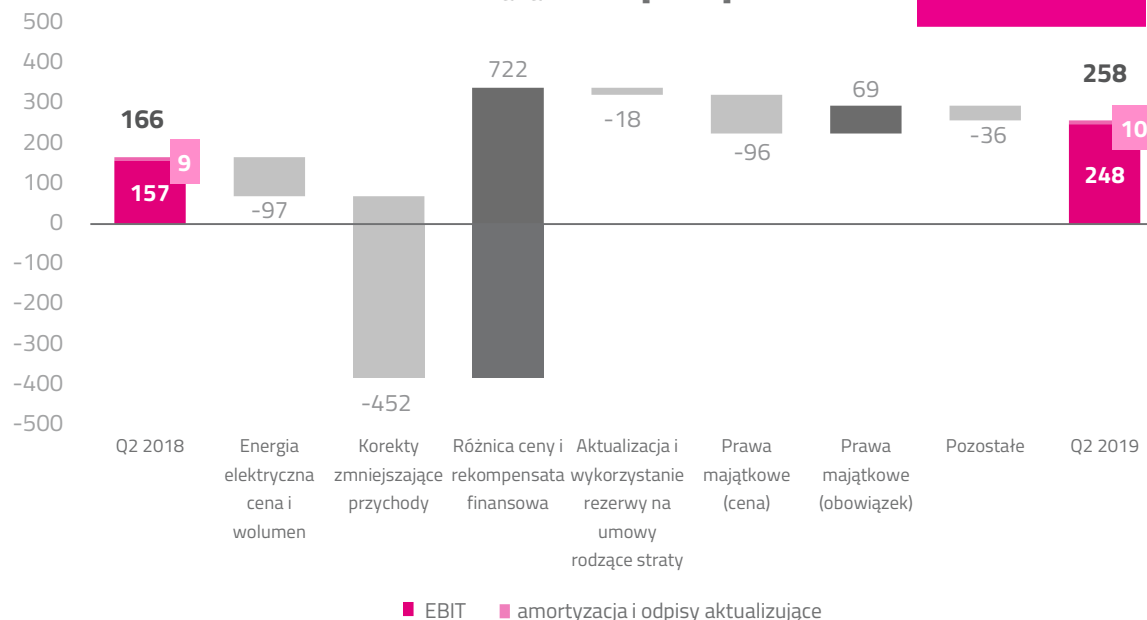
# Segment Sprzedaż – II kwartał 2019 r.



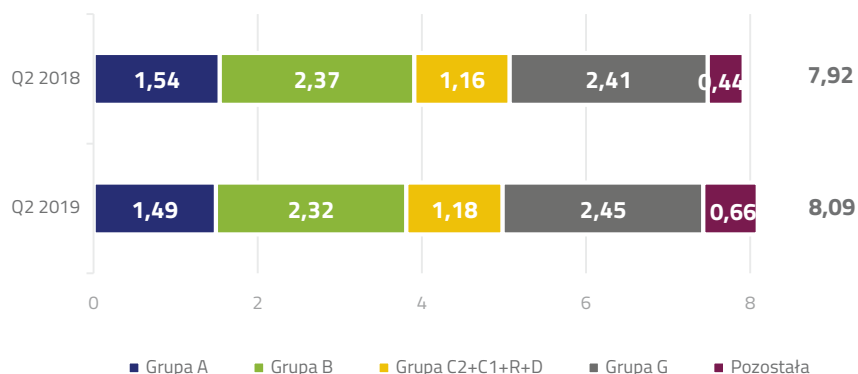
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



- Wzrost cen zakupu energii elektrycznej i PMOZE oraz rosnąca w związku z tym presja na obniżenie marż
- Pozytywny efekt braku obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji
- Efekt tzw. ustawy prądowej - neutralny

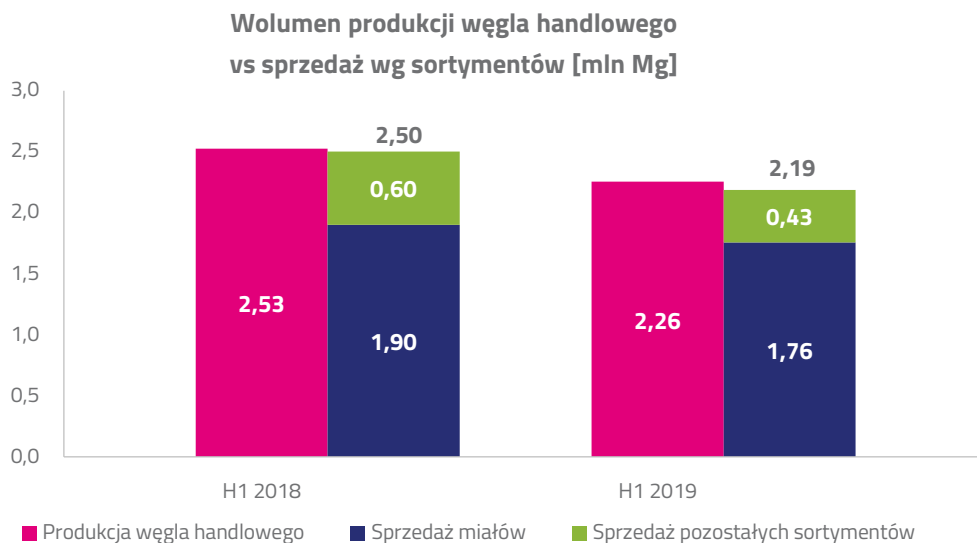
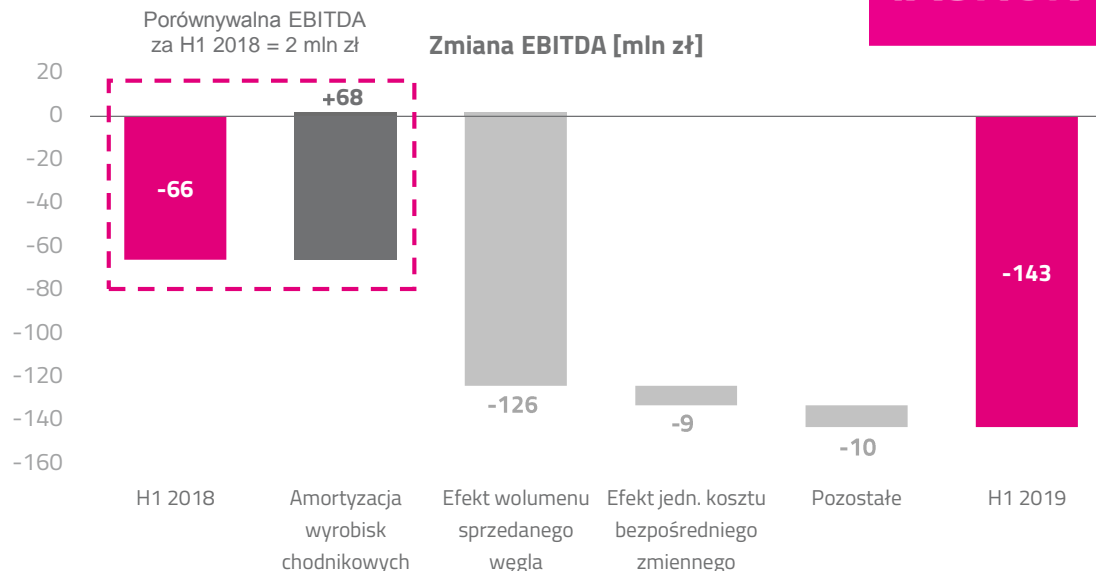
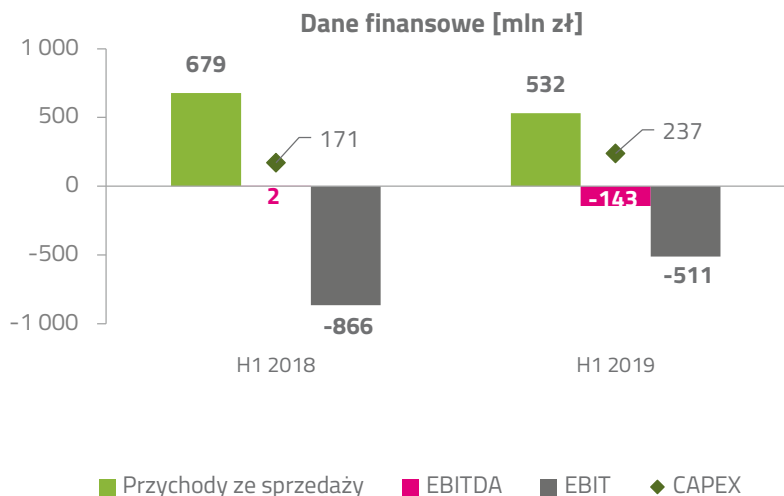




## Segment Wydobyćie



# Segment Wydobywanie – I półrocze 2019 r.



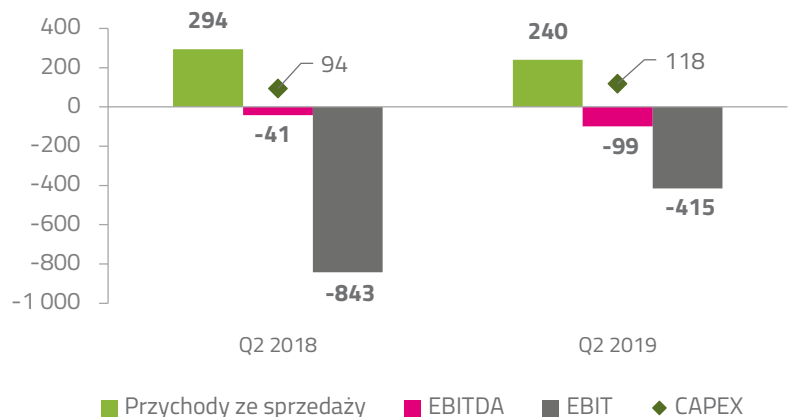
- Niższy wolumen sprzedanego węgla
- Wyższe jednostkowe koszty zakupu usług i energii elektrycznej
- Wyższy o 24 zł/Mg jednostkowy mining cash cost\* (wzrost z 202 do 226 zł/Mg)

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

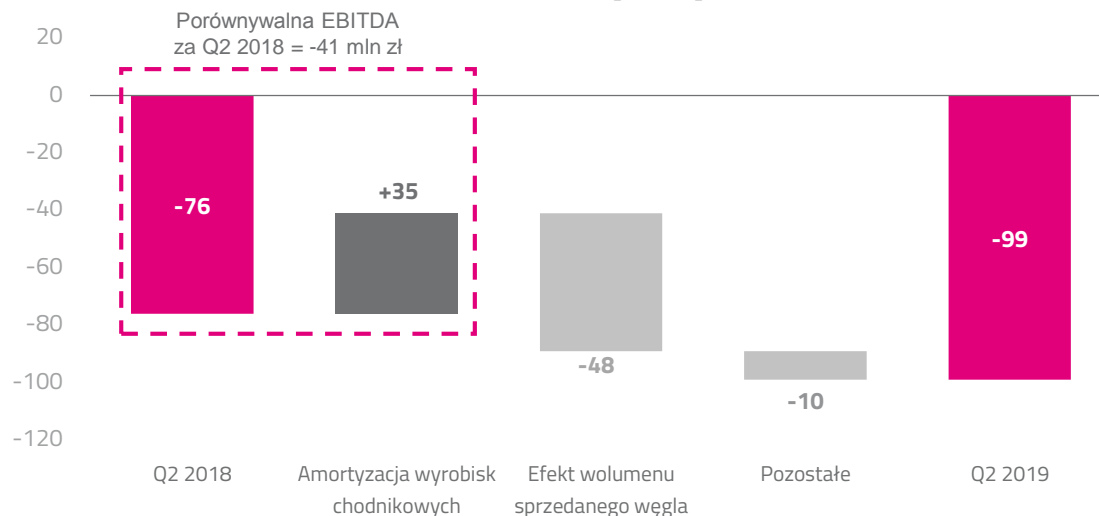
# Segment Wydobycie – II kwartał 2019 r.



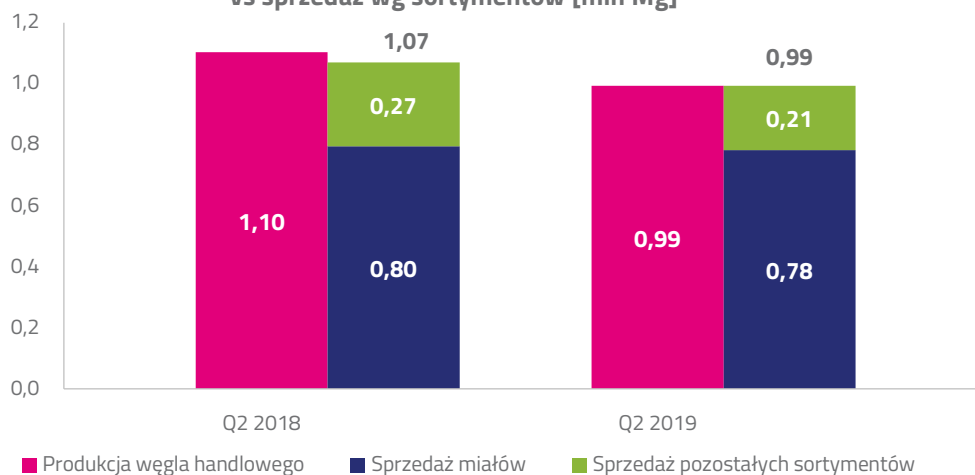
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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

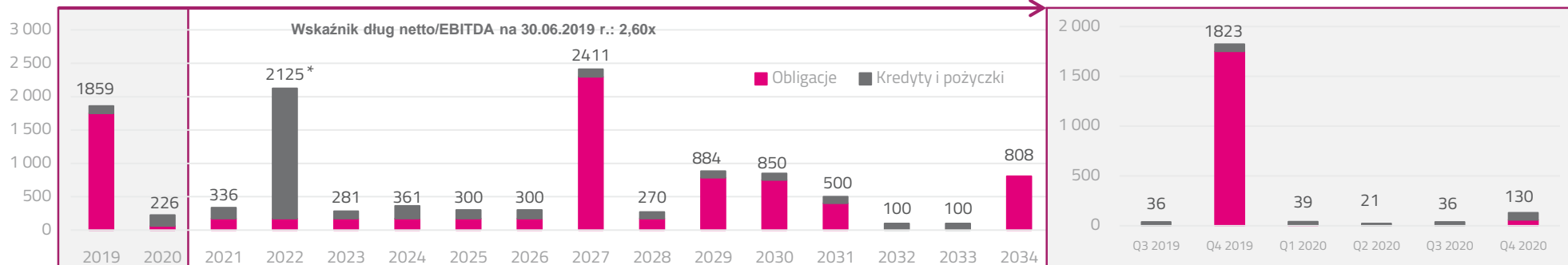


- Niższy wolumen sprzedanego węgla
- Wyższe jednostkowe koszty zakupu usług i energii elektrycznej
- Wyższy o 14 zł/Mg jednostkowy mining cash cost\* (wzrost z 231 do 245 zł/Mg)

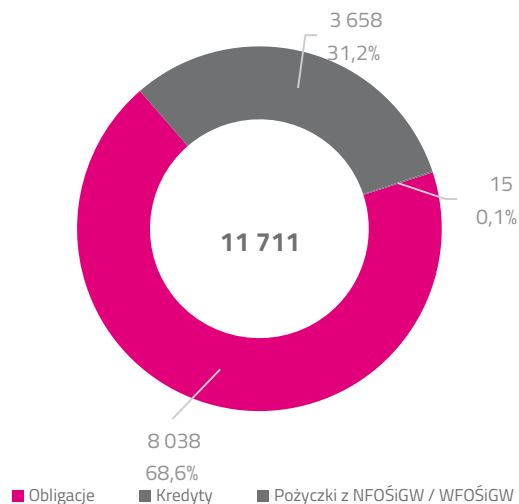
\* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

# Zadłużenie i finansowanie

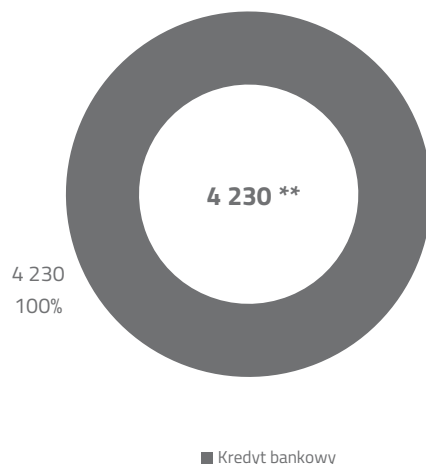
## Zapadalność długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 30.06.2019 r. [mln zł]



## Struktura długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 30.06.2019 r. [mln zł]



## Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 30.06.2019 r. [mln zł]



## Struktura długu według stopy oprocentowania [mln zł]

Kwota długu	Oprocentowanie	Zabezpieczenie oprocentowanie zmienne
11 711	Zmienne: 6 494	IRS: 2 100
	Stałe: 5 217	Brak: 4 394

- Średnioważona zapadalność długu na 30.06.2019 r. wynosi 81 miesięcy (przy założeniu ciągnięcia kredytu bankowego do 2022 r.)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 31% długu ogółem

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

\*\* Grupa TAURON korzysta również z kredytów w rachunku bieżącym o maksymalnych dostępnych limitach 300 mln zł oraz 45 mln euro

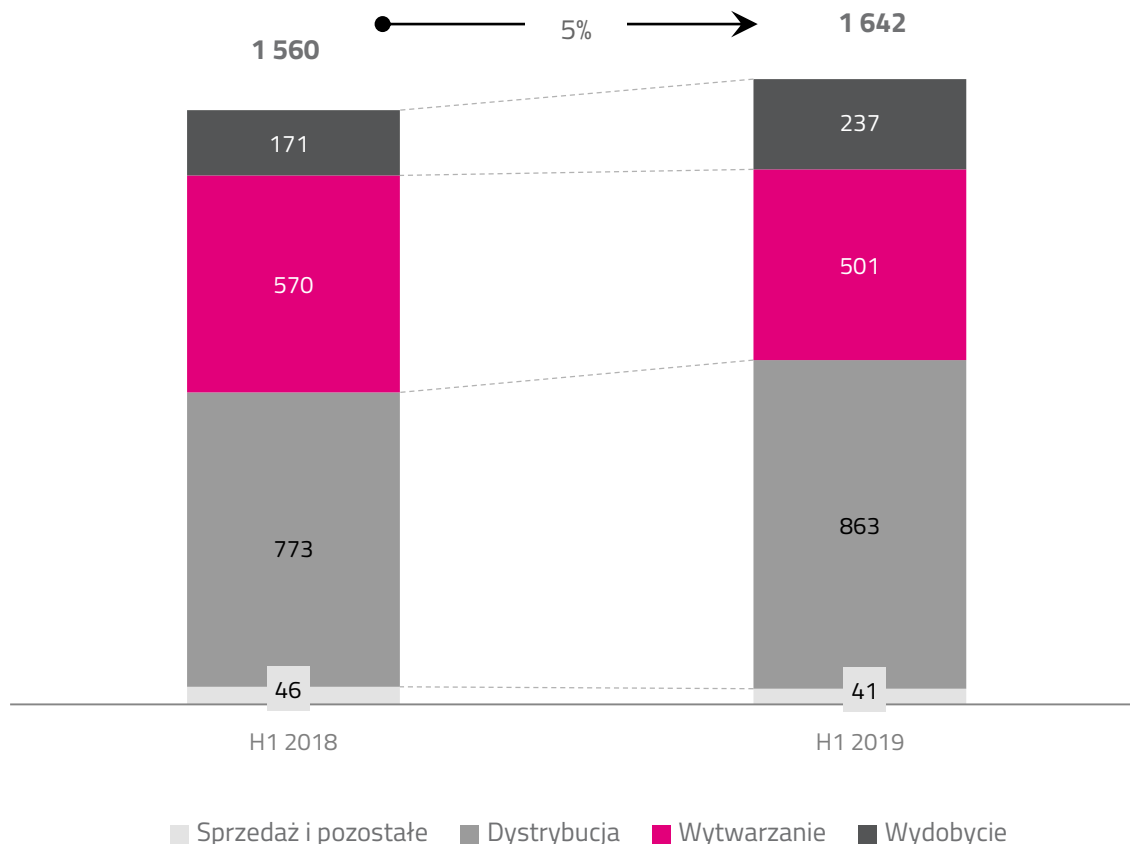
# CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW <sub>e</sub> )	Moc (MW <sub>t</sub> )	Zaawansowanie prac (proc.)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku energetycznego w Jaworznie	910	-	92	2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	2020
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	68	2021
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	41	2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	50	2025
Uciepłownienie w Elektrowni Łagisza przez modernizację turbiny 460 MW, budowę stacji ciepłowniczej oraz kotłów szczytowo-rezerwowych	-	150+144	35	2019
Dostosowanie jednostek wytwórczych TAURON Wytwarzanie do konkluzji BAT	-	-	8	2021

# CAPEX – podział na segmenty



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



## Główne inwestycje realizowane w I półroczu 2019 r.

### Dystrybucja:

- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (502 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (299 mln zł)

### Wytwarzanie:

- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (254 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe (82 mln zł)
- Uciepłownienie Elektrowni Łagisza (35 mln zł)

### Wydobycie:

- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (63 mln zł)
- Przygotowanie produkcji (90 mln zł)
- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (33 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (26 mln zł)

\*Nakłady łącznie z inwestycjami kapitałowymi, nie uwzględniając kosztów finansowych, wyniosły: ok. 1 480 mln zł w I półroczu 2018 r. i 1 561 mln zł w I półroczu 2019 r.

# Kontakt



## Zespół Relacji Inwestorskich

**Marcin Lauer**

[marcin.lauer@tauron.pl](mailto:marcin.lauer@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 27 06

**Paweł Gaworzyński**

[pawel.gaworzynski@tauron.pl](mailto:pawel.gaworzynski@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 25 34

**Mirosław Szczygielski**

[miroslaw.szczygielski@tauron.pl](mailto:miroslaw.szczygielski@tauron.pl)

tel. + 48 516 112 858

**Magdalena Wilczek**

[magdalena.wilczek@tauron.pl](mailto:magdalena.wilczek@tauron.pl)

tel. + 48 723 600 894

**Katarzyna Heinz**

[katarzyna.heinz@tauron.pl](mailto:katarzyna.heinz@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 25 38

# 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.

# Pokrycie analityczne TAURON



<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
Dom Maklerski mBanku	<b>Kamil Kliszc</b>
Societe Generale	<b>Bartłomiej Kubicki</b>
Dom Maklerski Santander	<b>Paweł Puchalski</b>
Dom Maklerski PKO BP	<b>Andrzej Rembelski</b>
Dom Maklerski Banku Handlowego	<b>Piotr Dzieciołowski</b>
Ipopema	<b>Robert Maj</b>
Erste Group	<b>Tomasz Duda</b>

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



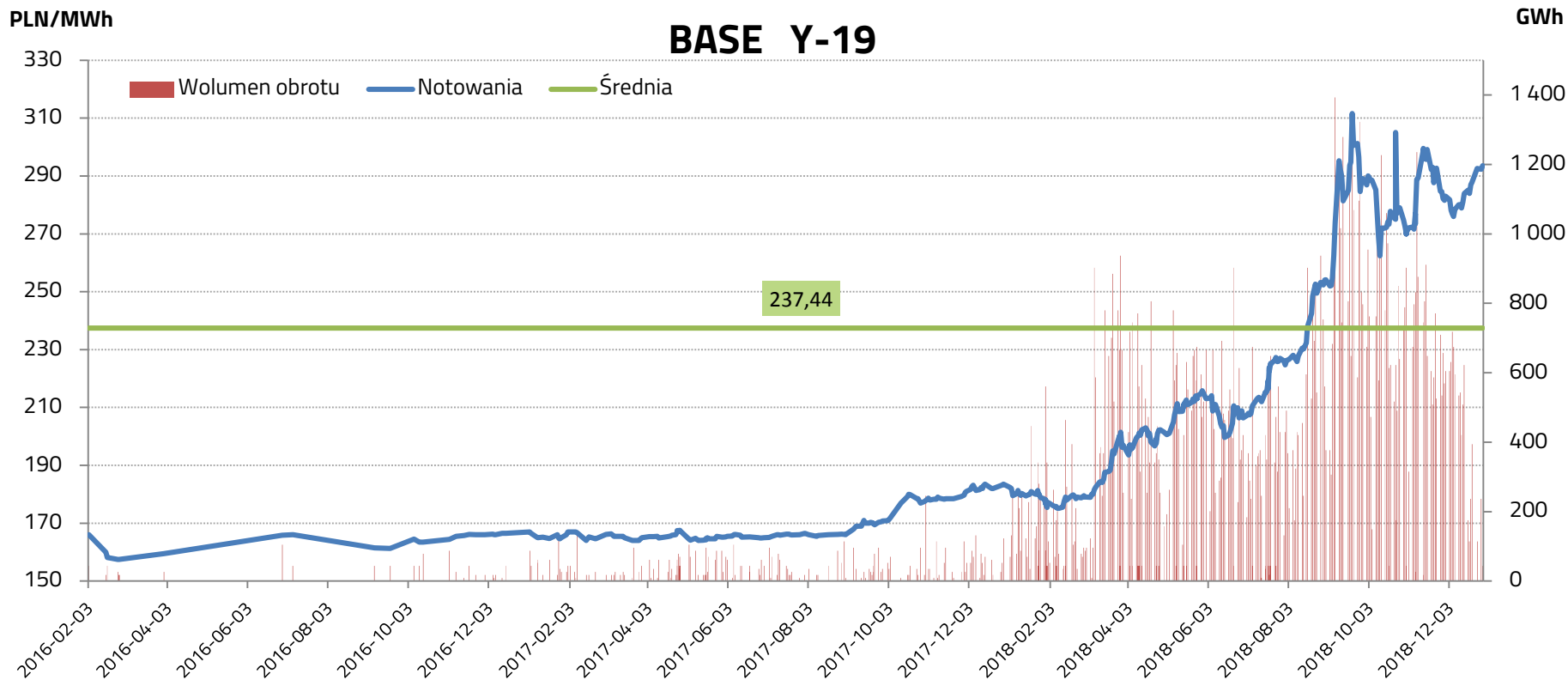
# Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS	2018 r.		2019 r. (notowania do 31 lipca 2019 i estymacja)		2019/2018	
	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	182,85	103 370	241,45	163 615	32,0%	58,3%
Forward PEAK (Y+Q+M)	228,27	11 058	337,68	13 457	47,9%	21,7%
Forward (średnia ważona)	187,24	114 427	248,60	177 072	32,8%	54,7%
SPOT (TGE)	224,73	27 645	241,31**	27 000	7,4%	-2,3%
Średnia ważona razem	<b>194,53</b>	<b>142 073</b>	<b>247,64</b>	<b>204 072</b>	<b>27,3%</b>	<b>43,6%</b>

Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia za pierwsze półrocze 2019 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2018 r.	2019 r.
OZE (PMOZE_A)	126,40	48,53 (17,5%)	129,78 (18,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	300,10	300,03 (0,5%)	300,03 (0,5%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2018)	8,58	9,00 (23,2%)	
Kogeneracja gazowa (PMGM-2018)	110,48	115,00 (8,0%)	
Kogeneracja z metanu (PMMET-2018)	55,22	56,00 (2,3%)	

Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> (EUR/t)	
Ankieta analityków rynku CO <sub>2</sub> * (aktualizacja lipiec 2019 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2019 r.	25,00 EUR/t
Średnia w 2020 r.	27,30 EUR/t
Średnia w 2021 r.	27,55 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2019 r.	24-29 EUR/t

# 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

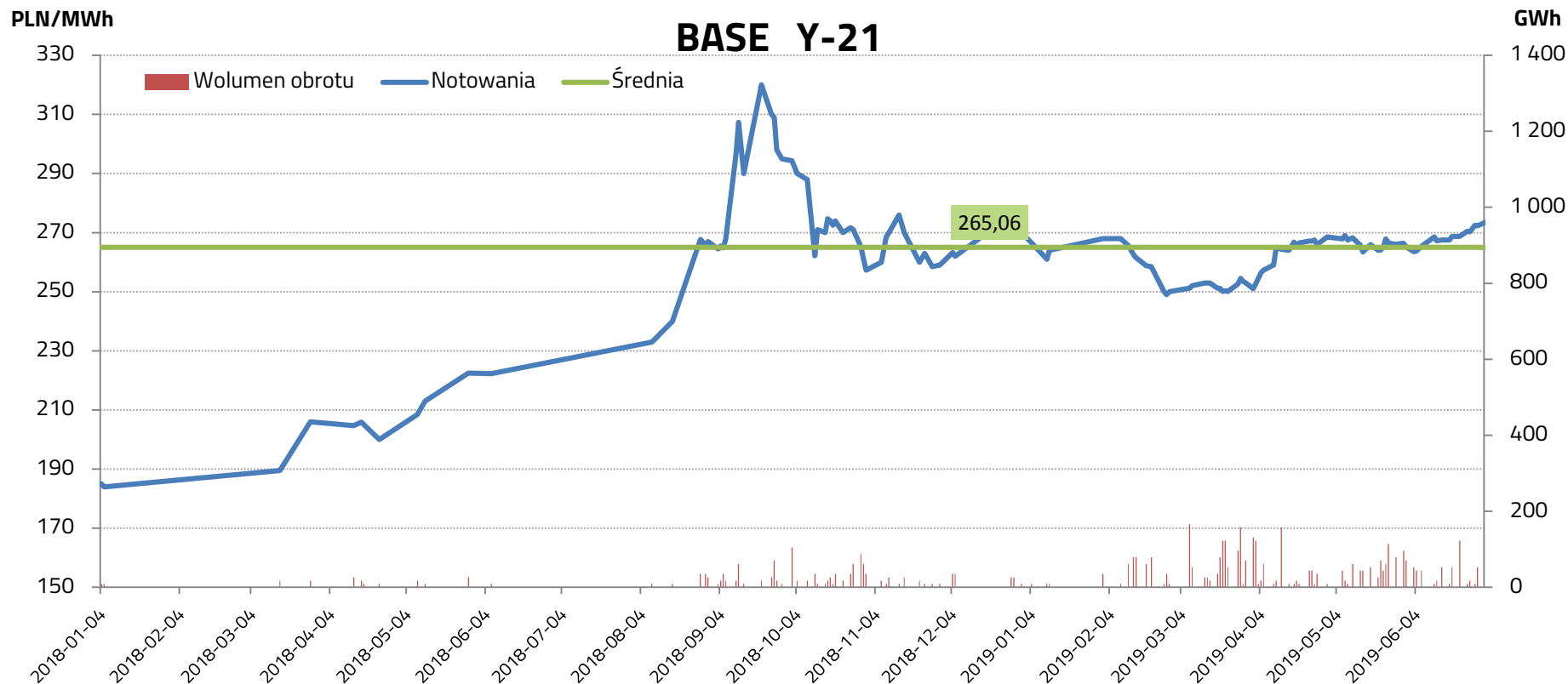
# Notowania kontraktów BASE na 2020 r.



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		265,96	72 363
w tym	na TGE	265,99	72 327
	poza TGE	208,19	35

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2020 r.: 272,57 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2020 r.: 79 374 GWh

# Notowania kontraktów BASE na 2021 r.



		Średnia cena [PLN/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		265,06	5 931
w tym	na TGE	265,06	5 931
	poza TGE		0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2021 r.: 264,54 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2021 r.: 3 807 GWh

Dziękujemy za uwagę