



**Wyniki finansowe Grupy TAURON**  
**za I półrocze 2018 r.**

23 sierpnia 2018 r.

## Kluczowe parametry za I półrocze 2018 r.

### Wyniki Grupy TAURON za I półrocze 2018 r.

[mln zł]		H1 2018 vs H1 2017	
Przychody ze sprzedaży	9 202	5%	
EBITDA	2 194	2%	
Wynik netto*	567	(44)%	
CAPEX	1 480	(1)%	
Dług netto/EBITDA	2,30x	wzrost o 0,03 (vs 31.12.2017)	wzrost o 0,13 (vs 30.06.2017)

### Dane operacyjne za I półrocze 2018 r.

		H1 2018 vs H1 2017
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	2,53	(24)%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	7,55	(20)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	6,73	(5)%
Dystrybucja energii el. [TWh]	26,01	1%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	17,20	-

\* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

## Kluczowe parametry za II kwartał 2018 r.

### Wyniki Grupy TAURON za II kwartał 2018 r.

[mln zł]		Q2 2018 vs Q2 2017	
Przychody ze sprzedaży	4 377	5%	
EBITDA	902	(3)%	
Wynik netto*	(69)	-	
CAPEX	912	6%	
Dług netto/EBITDA	2,30x	wzrost o 0,03 (vs 31.12.2017)	wzrost o 0,13 (vs 30.06.2017)

### Dane operacyjne za II kwartał 2018 r.

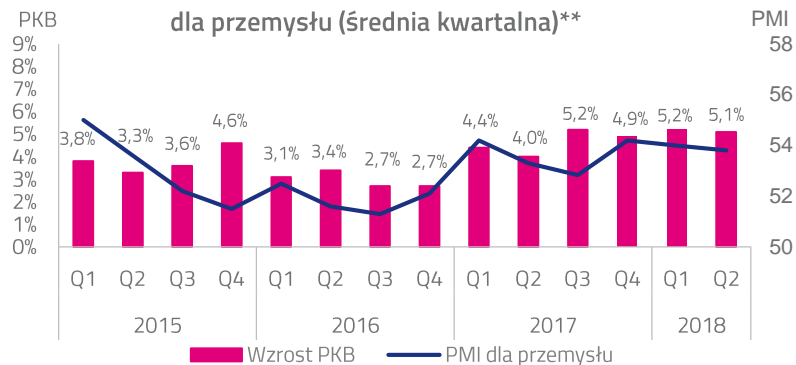
		Q2 2018 vs Q2 2017
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,10	(39)%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	3,62	(21)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	1,05	(41)%
Dystrybucja energii el. [TWh]	12,59	2%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	7,93	(2)%

\* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

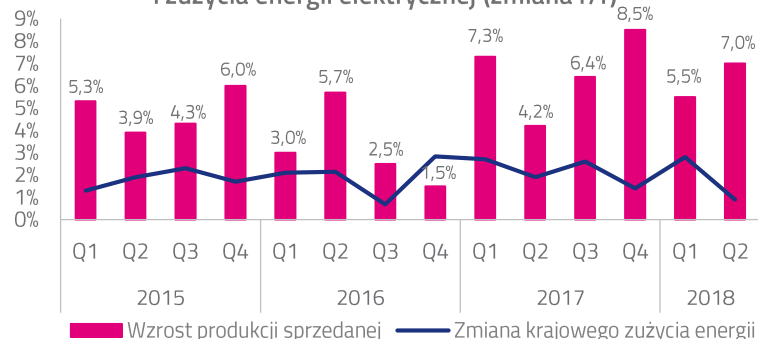
## Podsumowanie kluczowych wydarzeń

8 marca	Pozyskanie nowego finansowania na dokończenie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli
9 marca	Wydłużenie okresu dostępności środków finansowych w ramach Programu Emisji Obligacji do 2022 r.
28 marca	Podpisanie umów dotyczących warunków zaangażowania Polskiego Funduszu Rozwoju w projekt budowy bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III. Wysokość zaangażowania: do 880 mln zł
6 kwietnia	Rozwiązanie rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych w TAURON Wytwarzanie - pozytywny wpływ na EBITDA I kwartału 2018 r.: 230 mln zł
23 kwietnia	Blok 910 MW w Elektrowni Jaworzno III przechodzi udaną próbę ciśnieniową
13 czerwca	TAURON wraz z PFR tworzy pierwszy w Polsce fundusz Corporate Venture Capital w celu rozwijania innowacji

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



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



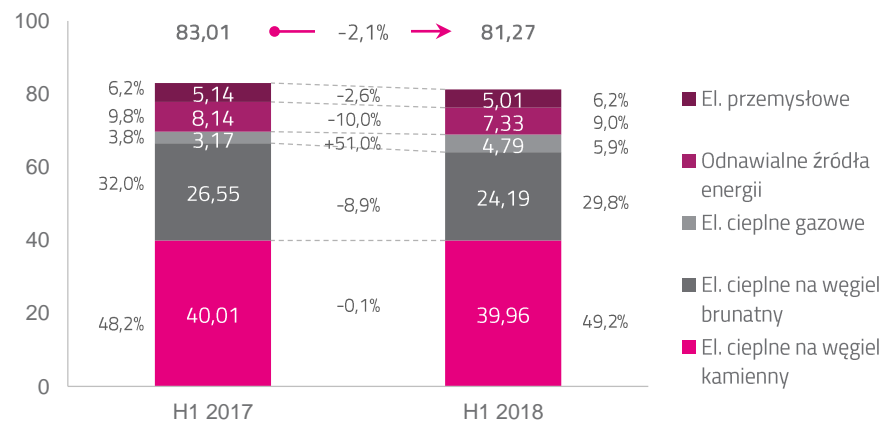
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

Okres	Średnia cena [zł/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	197,40	65 534
Y-20	202,87	4 480

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

- 2014 r.: 163,58 zł/MWh
- 2015 r.: 169,99 zł/MWh
- 2016 r.: 169,70 zł/MWh
- 2017 r.: 163,70 zł/MWh
- 2018 r.: 184,94 zł/MWh (estymacja)

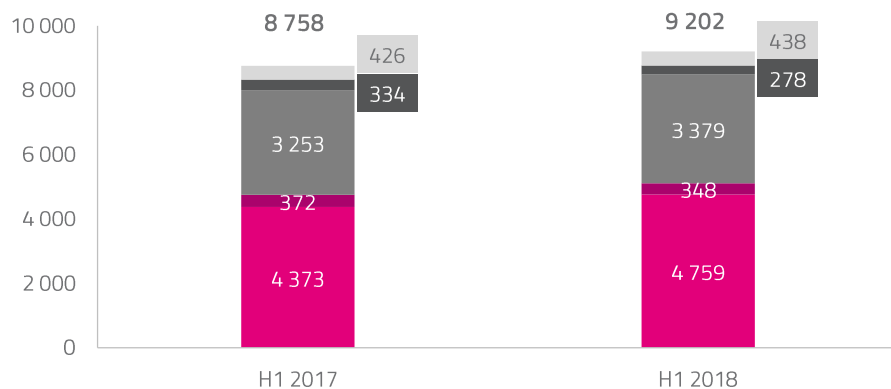
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce\*\*\* [TWh]



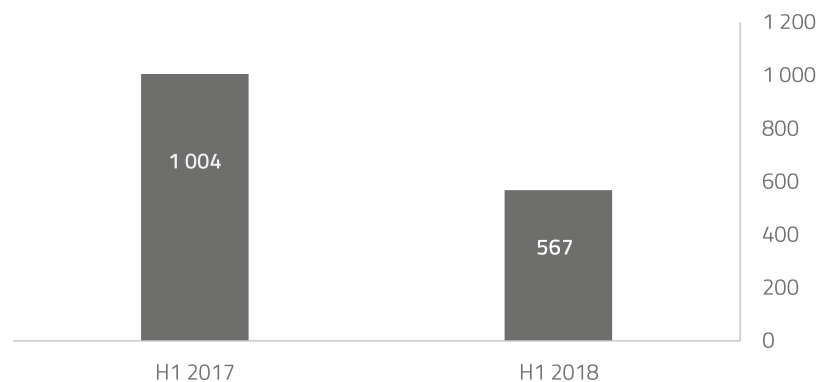
# Podstawowe dane finansowe za I półrocze 2018 r.



Przychody ze sprzedaży [mln zł]

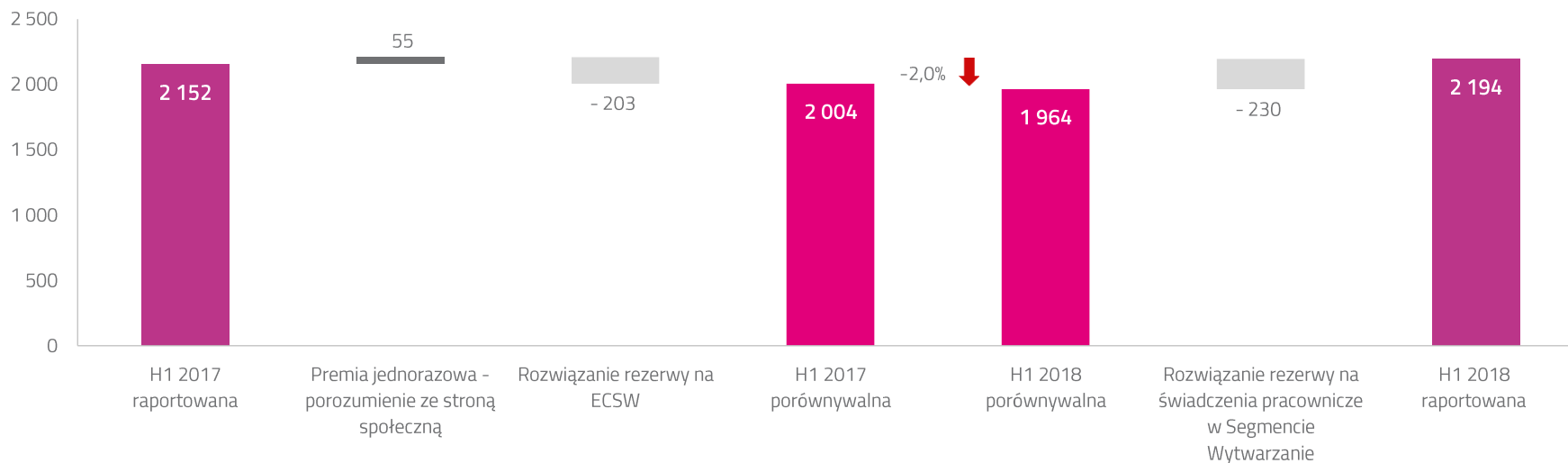


Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



■ Energia elektryczna ■ Energia ciepła ■ Usługi dystrybucyjne i handlowe ■ Węgiel ■ Pozostałe przychody

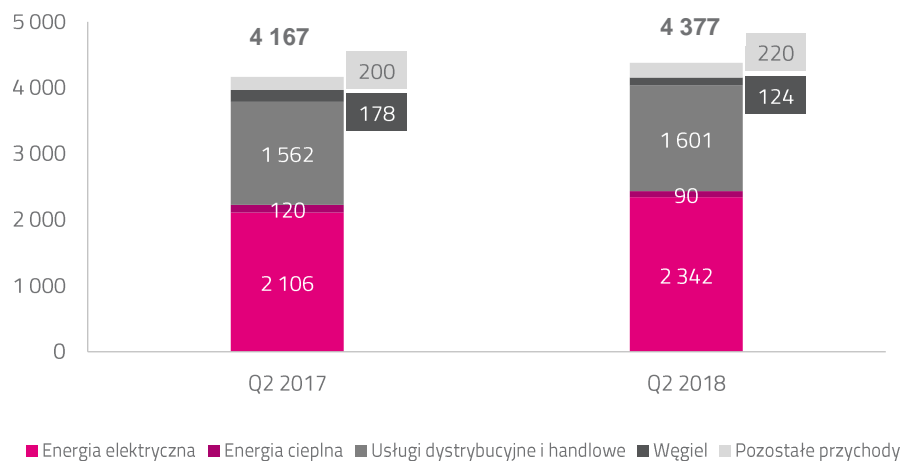
EBITDA H1 2018 vs H1 2017 [mln zł]



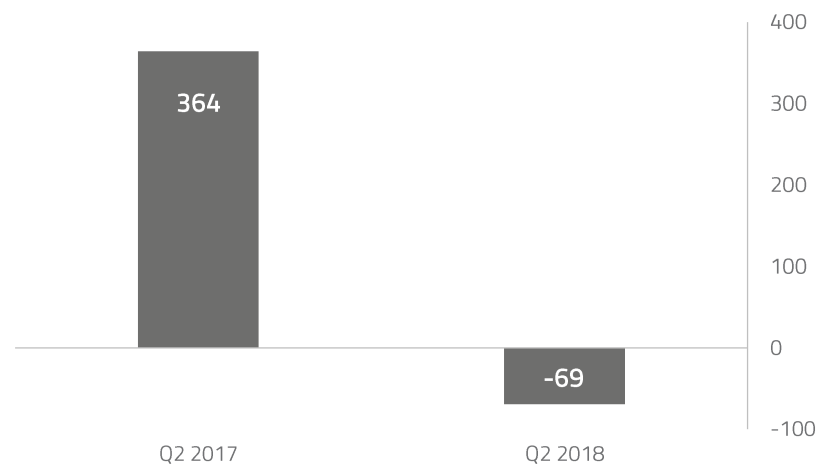
# Podstawowe dane finansowe za II kwartał 2018 r.



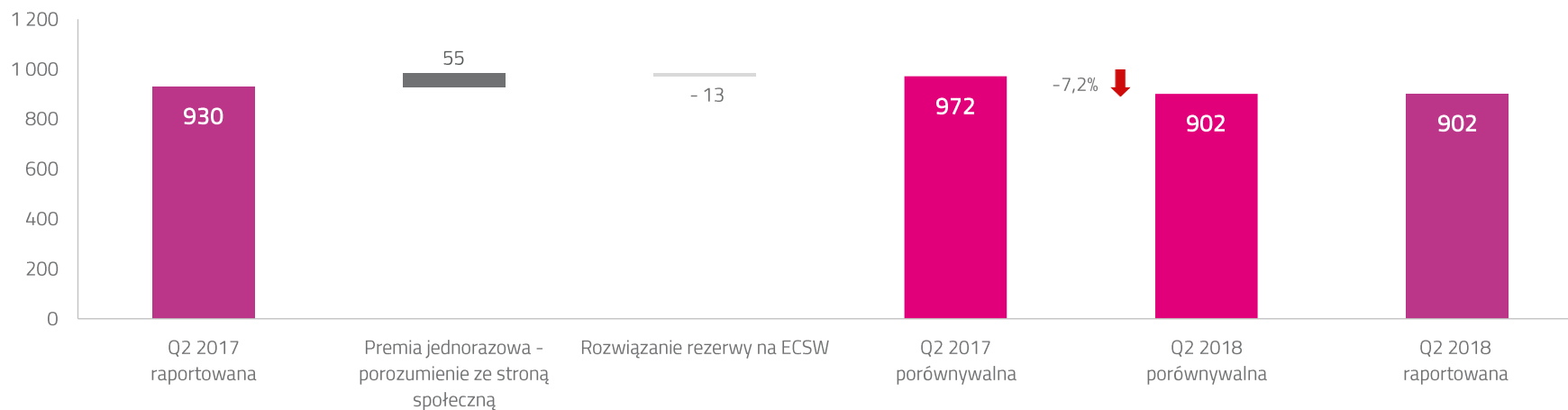
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

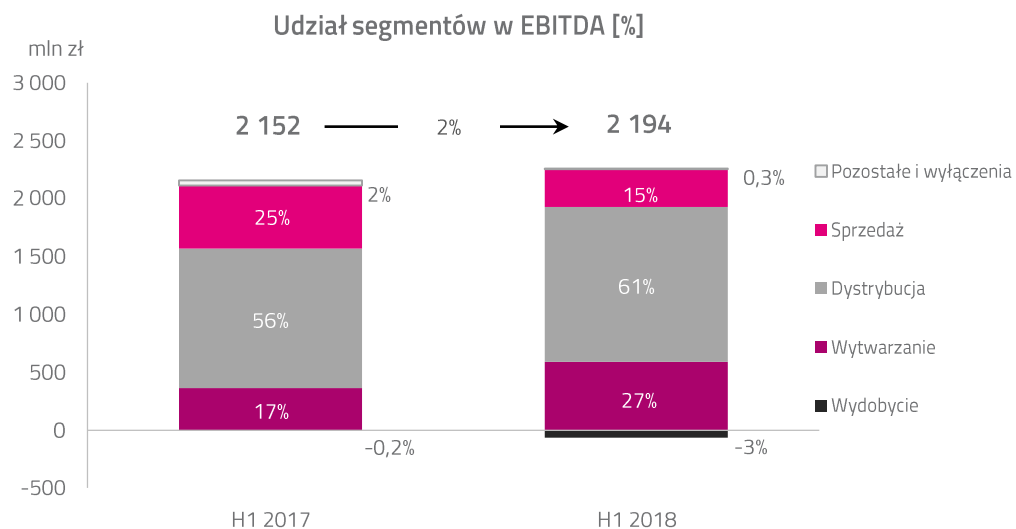


EBITDA Q2 2018 vs Q2 2017 [mln zł]



# Wyniki kluczowych segmentów za I półrocze 2018 r.

[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	679	2 119	3 464	6 615	(3 675)
EBITDA	(66)	592	1 336	326	6
EBIT	(866)	741	796	323	(39)
CAPEX	91	570	793	4	22

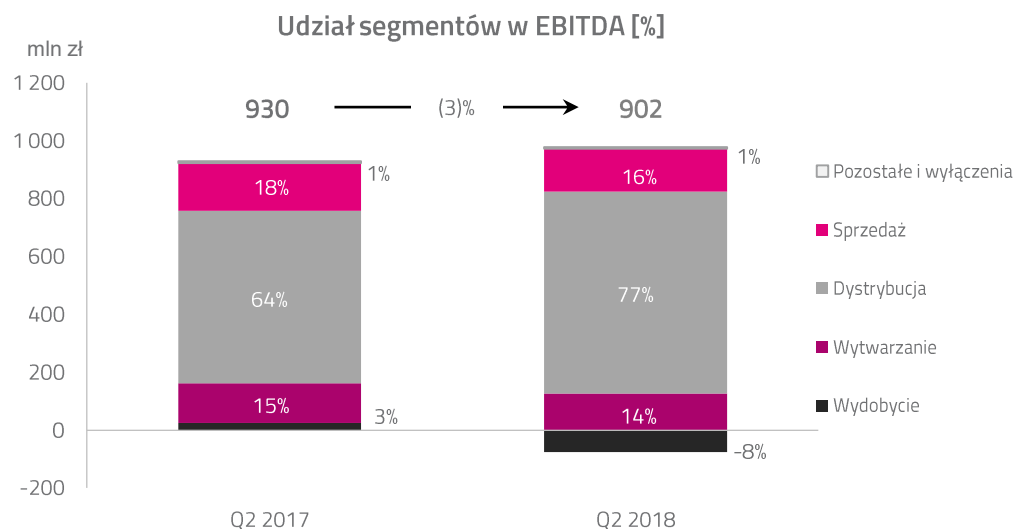


\* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach



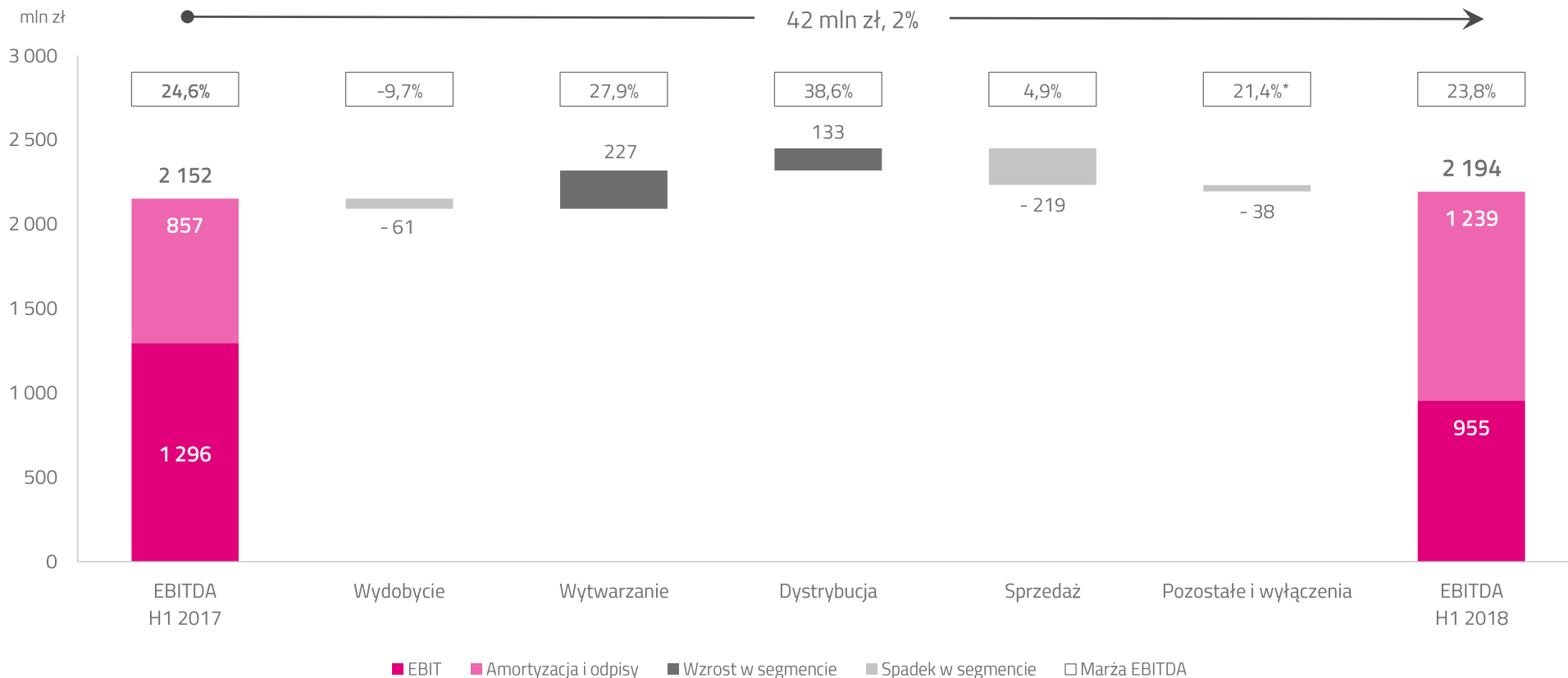
## Wyniki kluczowych segmentów za II kwartał 2018 r.

[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	294	947	1 675	3 161	(1 700)
EBITDA	(76)	126	698	149	5
EBIT	(843)	369	425	147	(19)
CAPEX	51	327	520	4	9



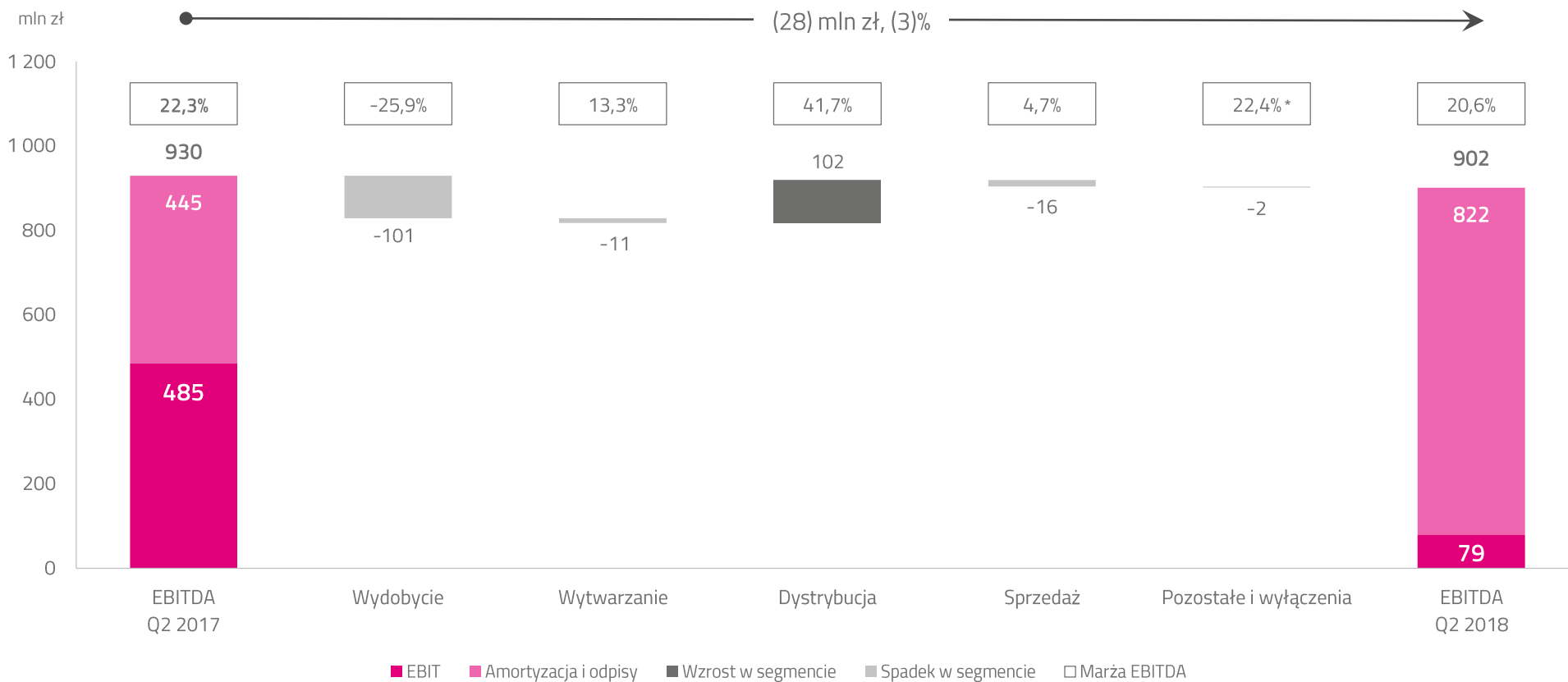
\* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

# EBITDA za I półrocze 2018 r.



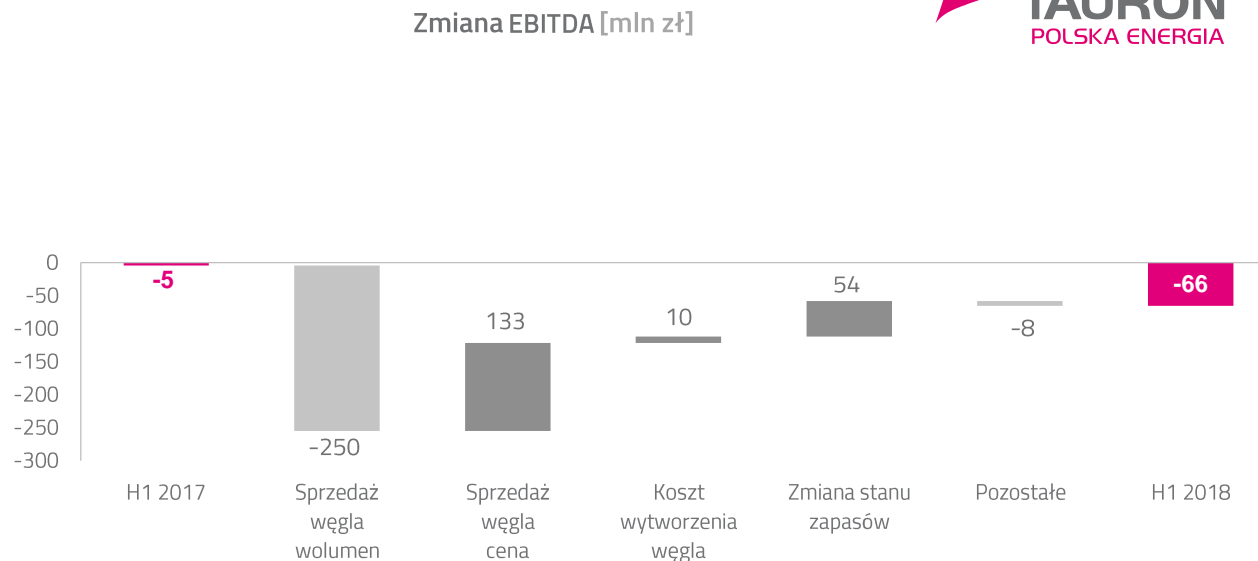
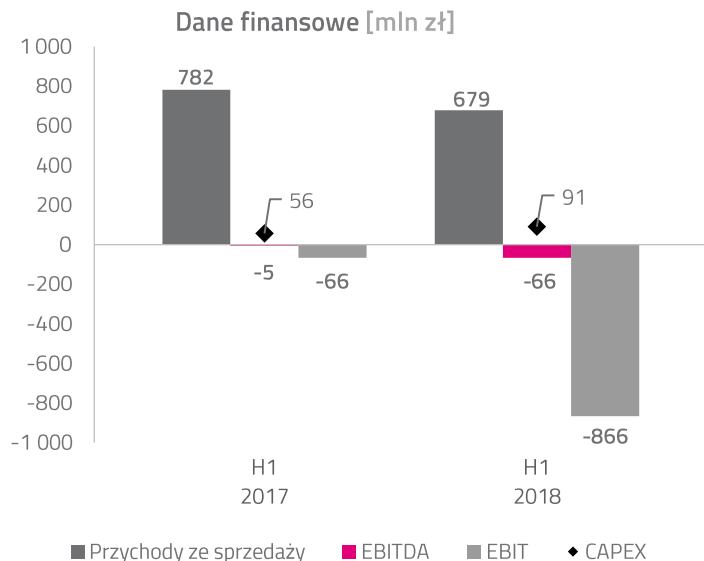
\*marża EBITDA segmentu Pozostałe

# EBITDA za II kwartał 2018 r.

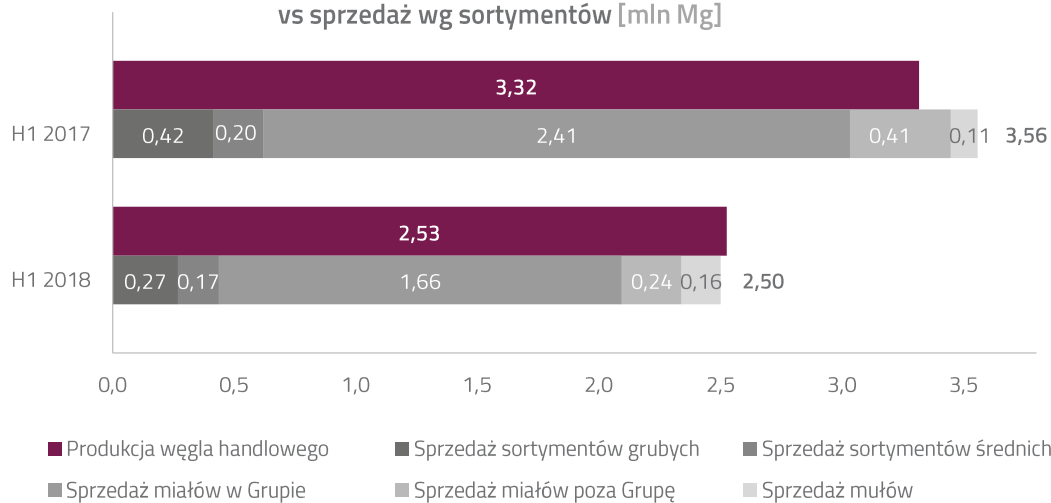


\*marża EBITDA segmentu Pozostałe

# Segment Wydobycie – I półrocze 2018 r.



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

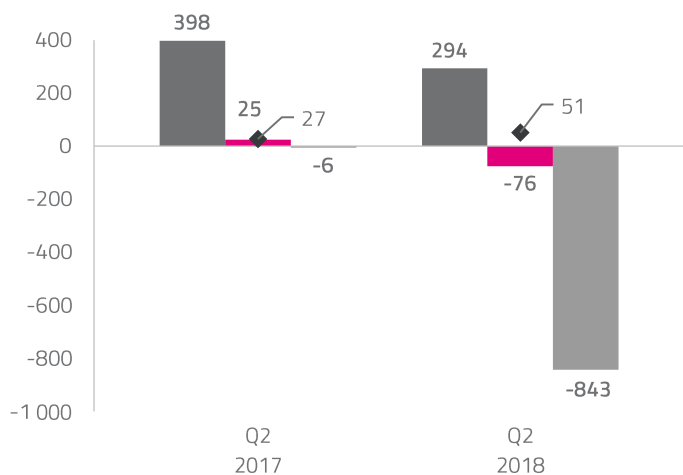


- Wzrost ceny jednostkowej sprzedanego węgla ✓
- Spadek produkcji węgla handlowego -
- Wyższy o 37,6% jednostkowy mining cash cost\* (z 170 zł/Mg do 234 zł/Mg) -

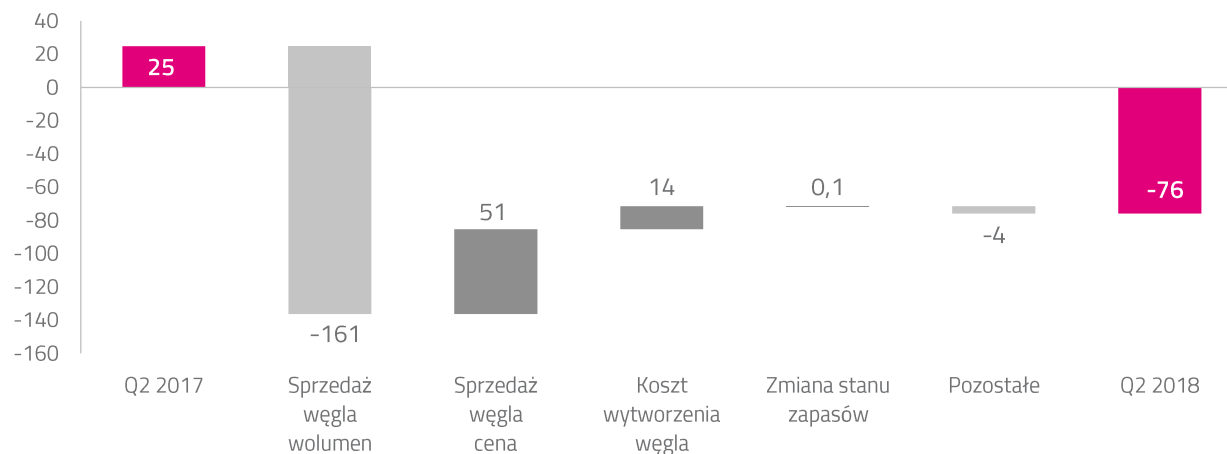
\* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów nie związanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów nie mających trwałego wpływu na przepływy spółki

# Segment Wydobycie – II kwartał 2018 r.

Dane finansowe [mln zł]

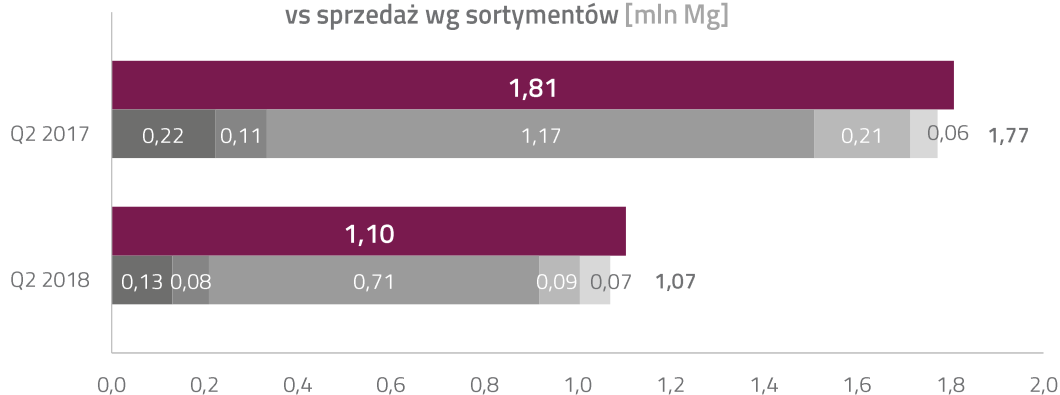


Zmiana EBITDA [mln zł]



■ Przychody ze sprzedaży ■ EBITDA ■ EBIT ◆ CAPEX

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



■ Produkcja węgla handlowego ■ Sprzedaż sortymentów grubych ■ Sprzedaż sortymentów średnich  
 ■ Sprzedaż miałów w Grupie ■ Sprzedaż miałów poza Grupę ■ Sprzedaż mułów

■ Wzrost ceny jednostkowej sprzedanego węgla



■ Spadek produkcji węgla handlowego



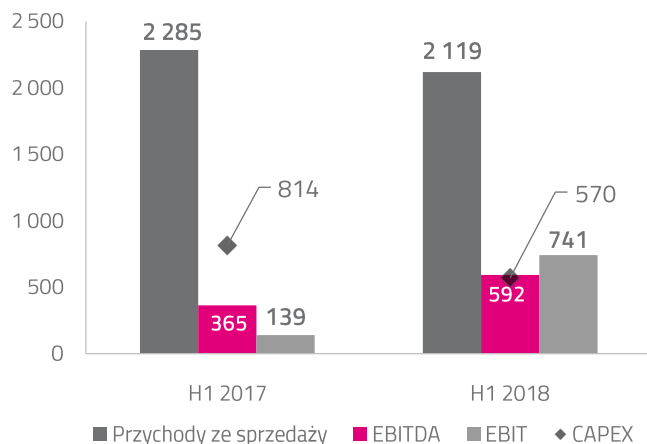
■ Wyższy o 78,5% jednostkowy mining cash cost\* (z 151 zł/Mg do 269 zł/Mg)



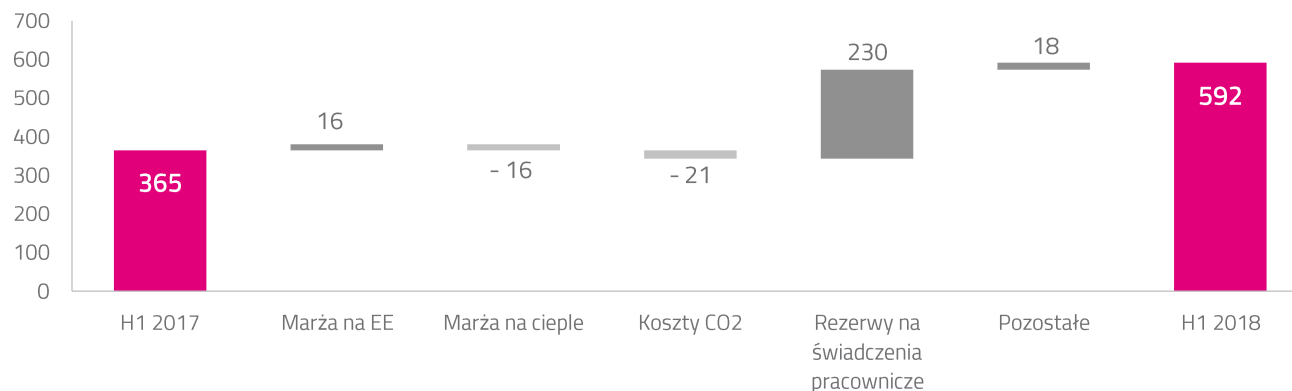
\* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów nie związanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów nie mających trwałego wpływu na przepływy spółki

# Segment Wytwarzanie – I półrocze 2018 r.

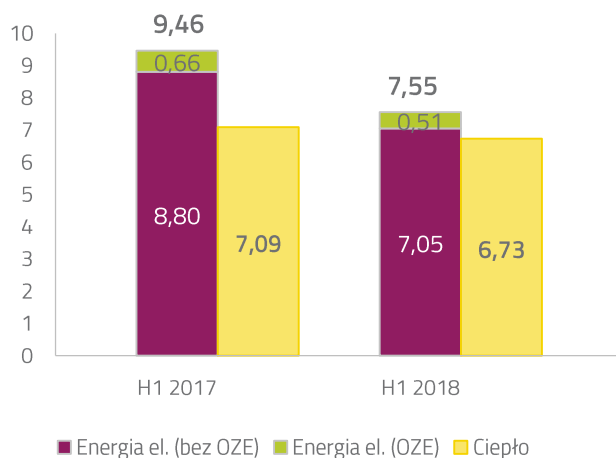
Dane finansowe [mln zł]



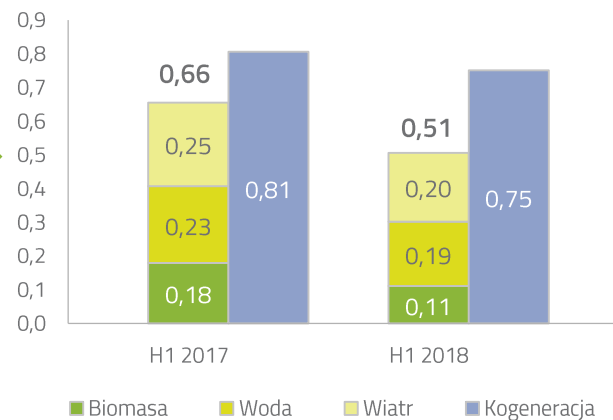
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



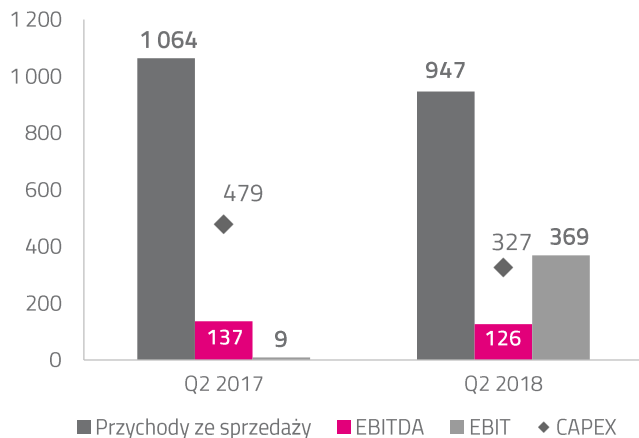
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



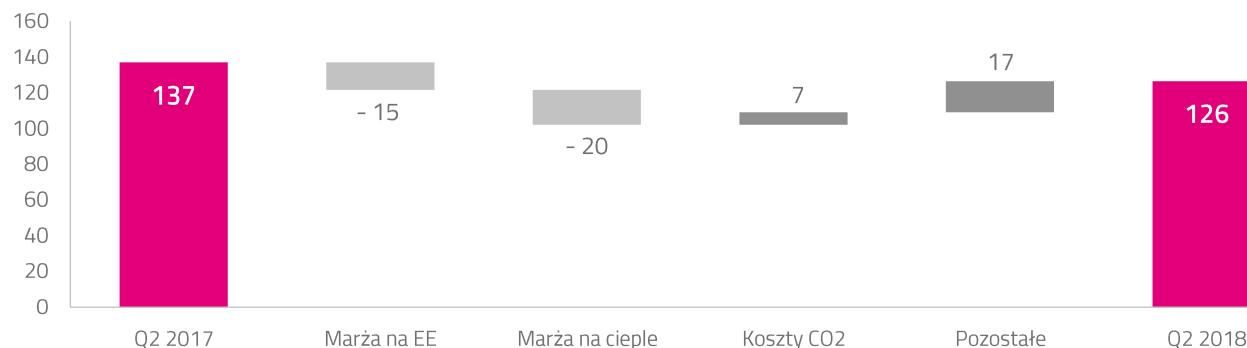
- Korzystny wpływ rozwiązania rezerw na świadczenia pracownicze ✓
- Wzrost cen energii elektrycznej ✓
- Wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> -
- Wzrost cen węgla -

# Segment Wytwarzanie – II kwartał 2018 r.

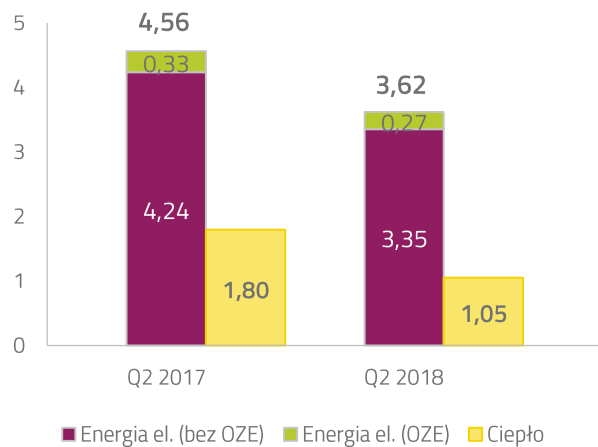
Dane finansowe [mln zł]



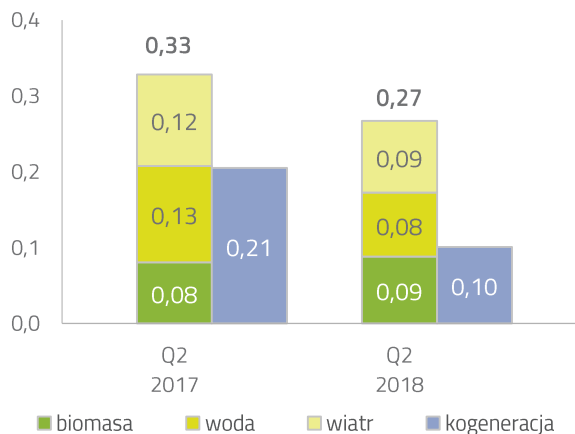
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]

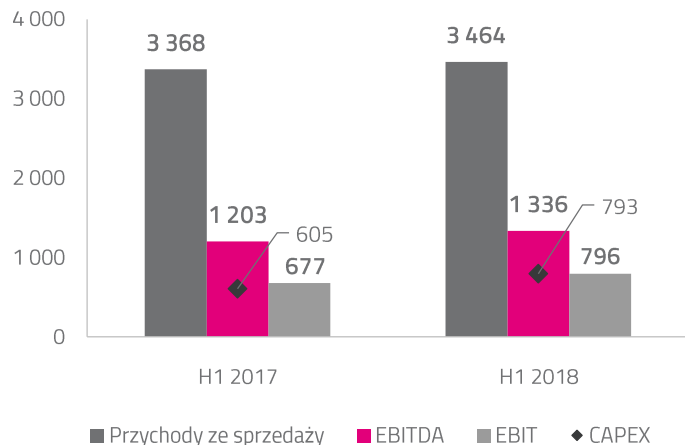


- Wzrost cen energii elektrycznej ✓
- Niższe koszty podatku od nieruchomości - farm wiatrowych ✓
- Niższy wolumen sprzedaży ciepła -
- Wzrost cen węgla -

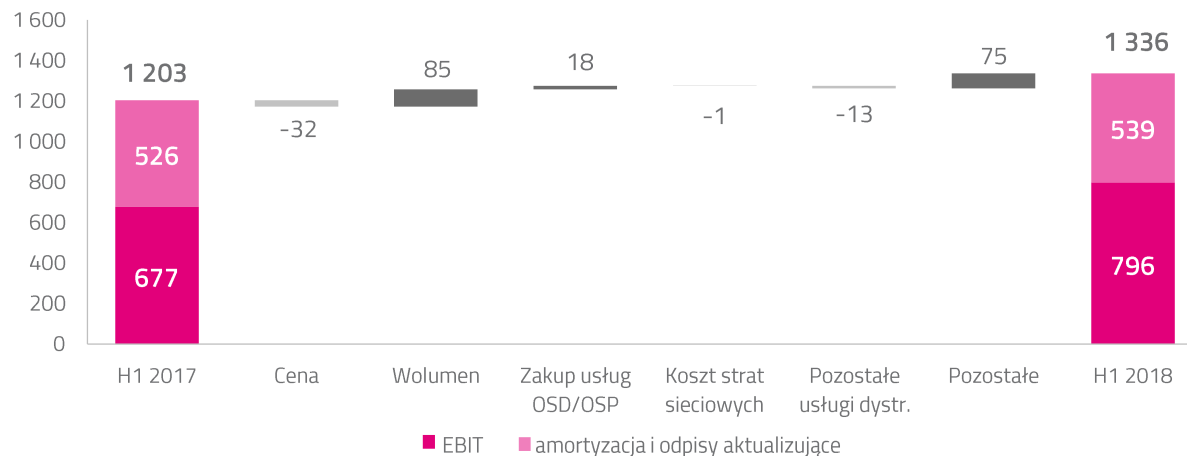
# Segment Dystrybucja – I półrocze 2018 r.



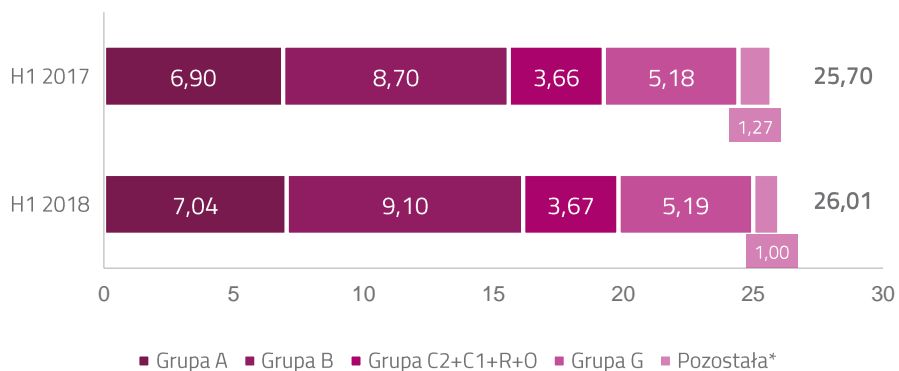
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



\*sąsiedni OSD i eksport

Spadek średniej stawki o 1,2%, tj. o 1,54 zł/MWh



Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 307 GWh, głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB



One-off rozwiązanie rezerwy z tytułu doszacowania (112 GWh)



Spadek kosztów stałych z tytułu niższych kosztów pracy i kosztów utrzymania majątku

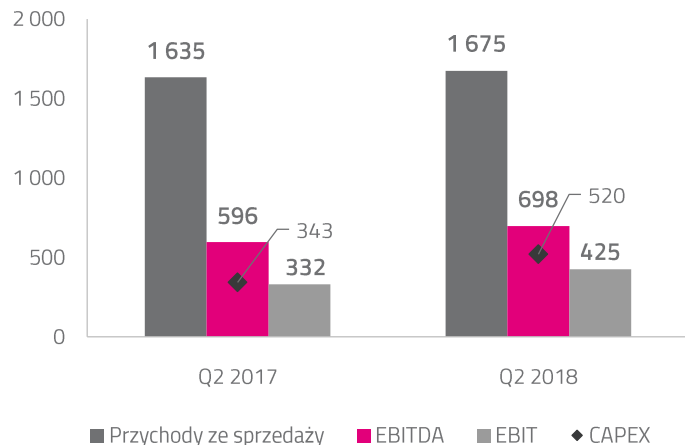




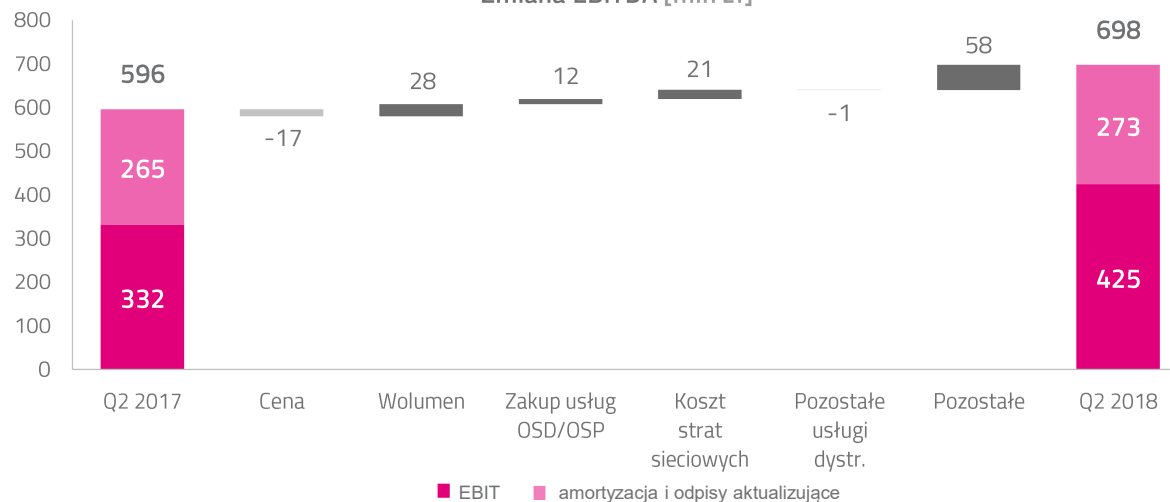
# Segment Dystrybucja – II kwartał 2018 r.



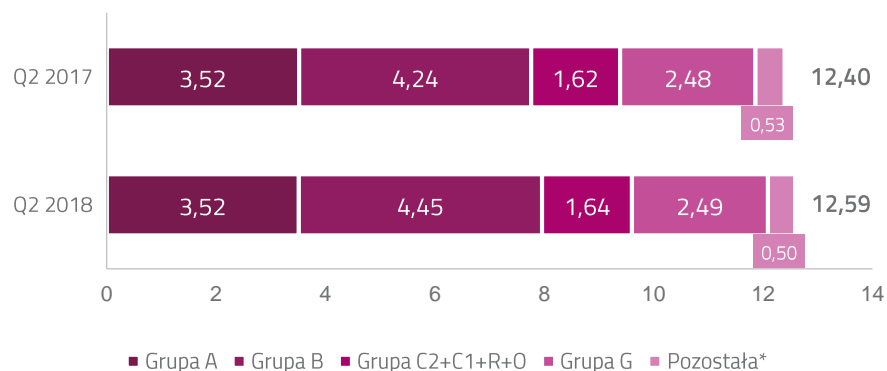
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



Spadek średniej stawki o 1,2%, tj. o 1,54 zł/MWh



Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 193 GWh (1,6%) jako efekt korzystnej koniunktury gospodarczej



Niższy wskaźnik różnicy bilansowej o 1,24 pp., spadek wolumenu EE na różnicę bilansową o 168 GWh



Spadek kosztów stałych

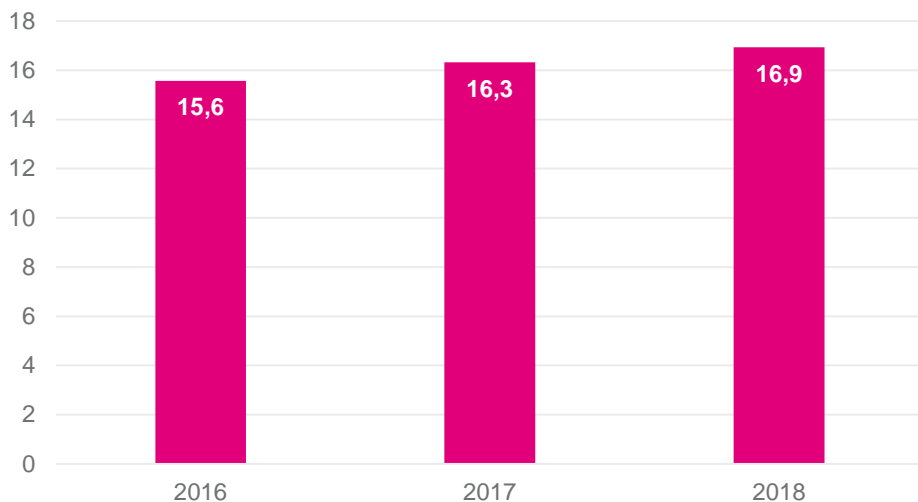


\*sąsiedni OSD i eksport

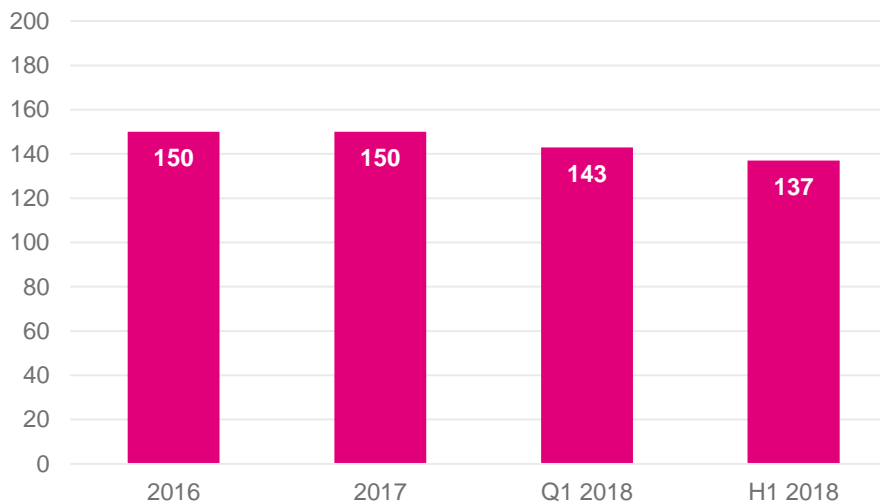
# Segment Dystrybucja – kluczowe parametry



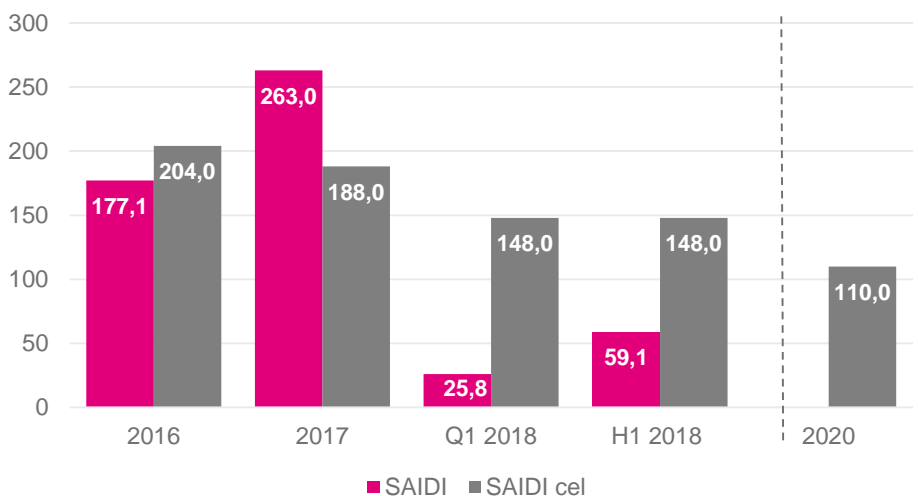
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



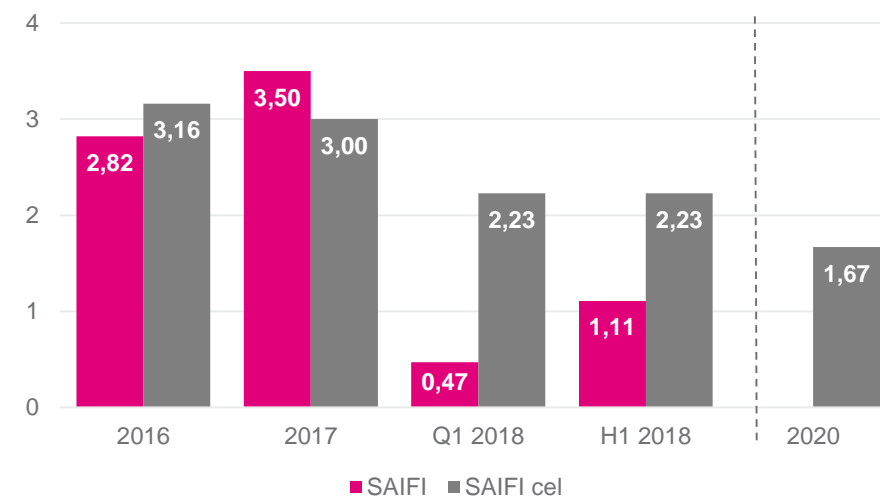
Czas przyłączenia odbiorców [dni]



SAIDI [min.]

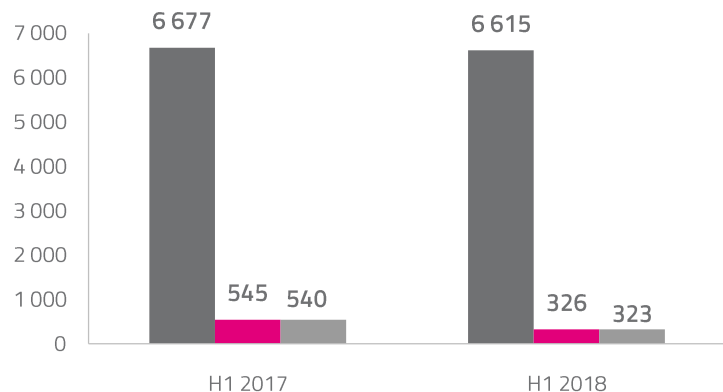


SAIFI [szt.]



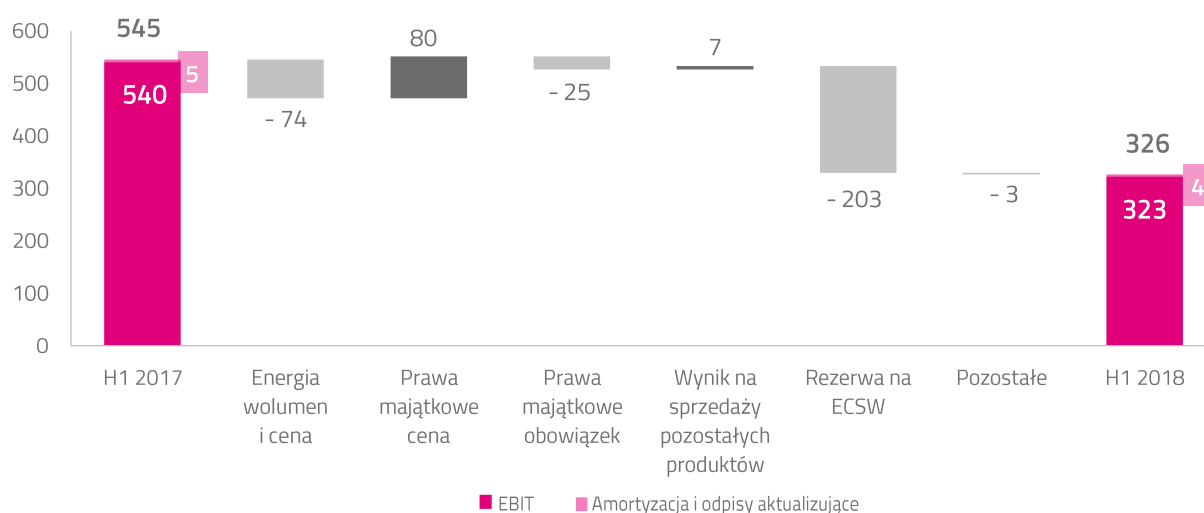
# Segment Sprzedaż – I półrocze 2018 r.

Dane finansowe [mln zł]



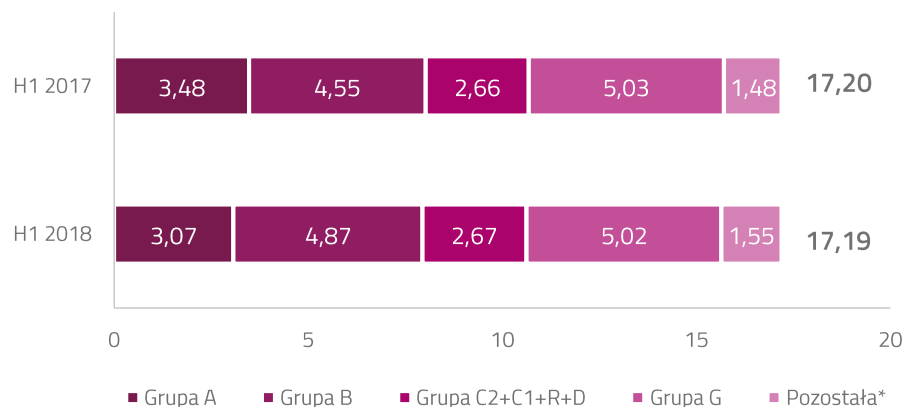
■ Przychody ze sprzedaży ■ EBITDA ■ EBIT

Zmiana EBITDA [mln zł]



■ EBIT ■ Amortyzacja i odpisy aktualizujące

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



■ Grupa A ■ Grupa B ■ Grupa C2+C1+R+D ■ Grupa G ■ Pozostała\*

■ Wzrost cen zakupu energii elektrycznej



■ Zmiana ustawowego obowiązku umorzenia praw majątkowych

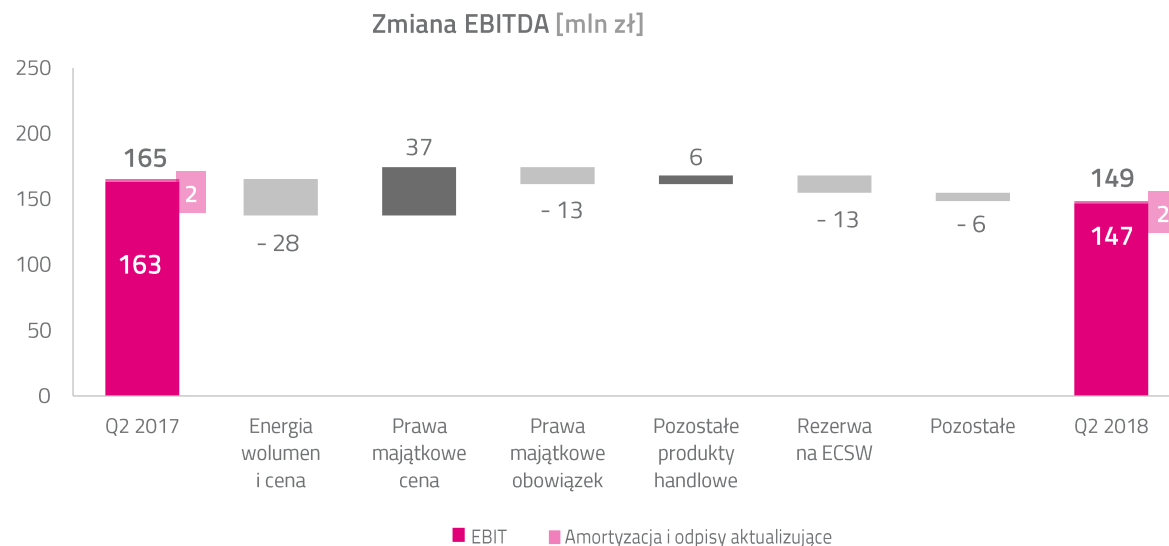
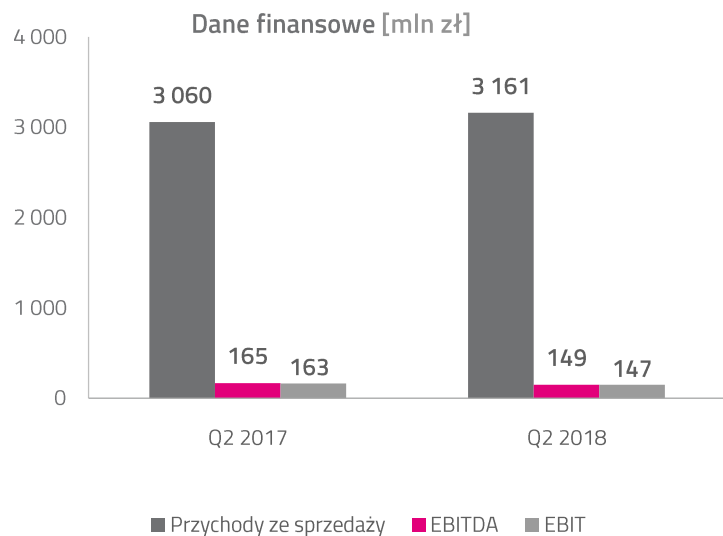


■ Pozytywny efekt rozliczenia PM OZE

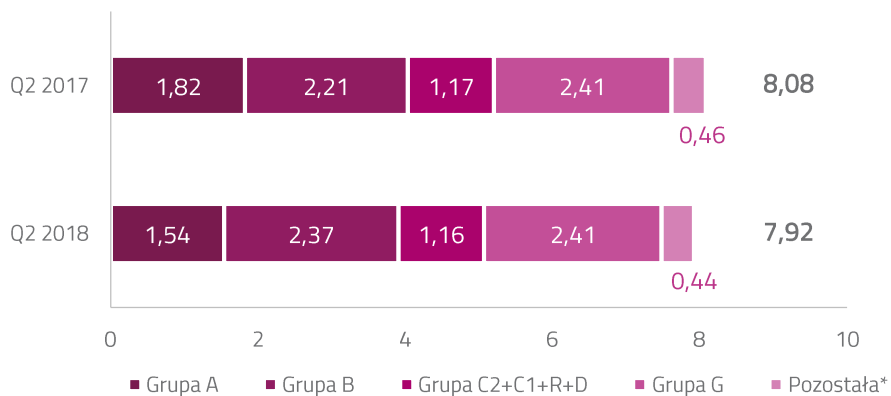


\*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

# Segment Sprzedaż – II kwartał 2018 r.



## Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]

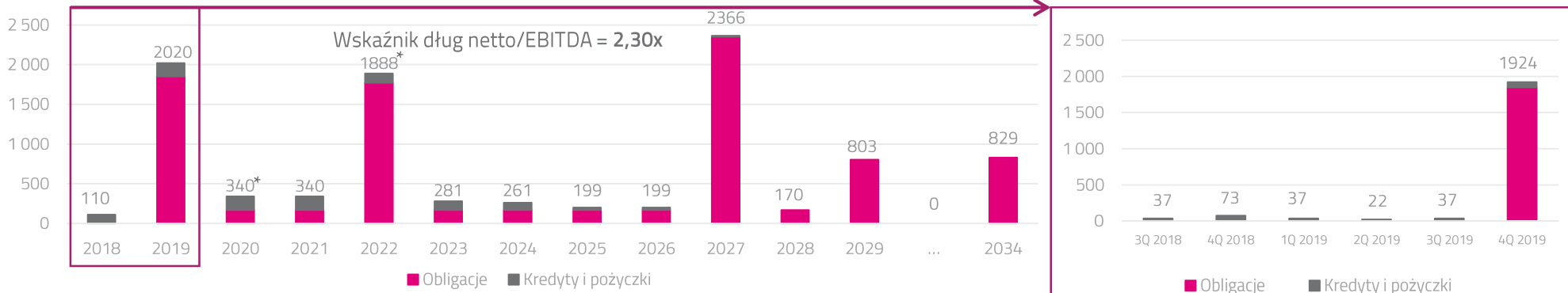


- Wzrost cen zakupu energii elektrycznej -
- Zmiana ustawowego obowiązku umorzenia praw majątkowych -
- Pozytywny efekt rozliczenia PM OZE ✓

\*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

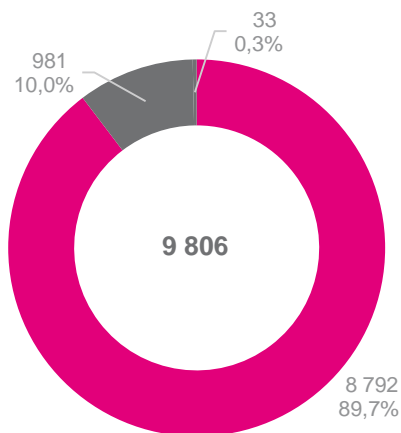
# Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON wg stanu na dzień 30.06.2018 r. [mln zł]



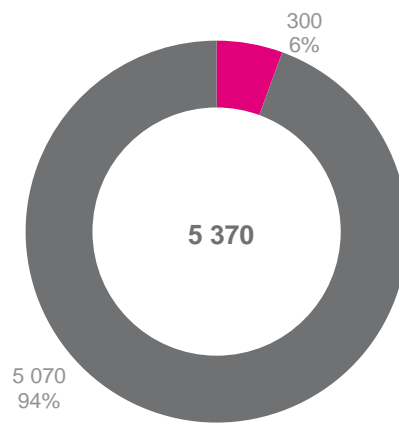
\* Przy założeniu rolowania obligacji wyemitowanych w ramach Programu Emisji Obligacji (termin wykupu zgodnie z warunkami emisji to 2020 r., rolowanie do końca terminu dostępności środków, tj. do 2022 r.)

Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na 30.06.2018 r. [mln zł]



■ Obligacje ■ Kredyty EBI ■ Pożyczki z NFOŚiGW / WFOŚiGW

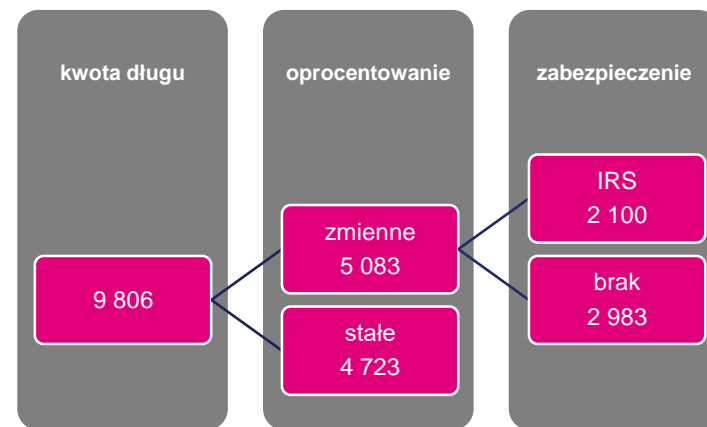
Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 30.06.2018 r. [mln zł]



■ Cash pool ■ Programy emisji obligacji

- Zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu obligacji, kredytów i pożyczek) na 30.06.2018 r. wynosi: 9 806 mln zł
- Średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30.06.2018 r. wynosi 81 miesięcy (przy założeniu rolowania obligacji do 2022 r.)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 38% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania [mln zł]

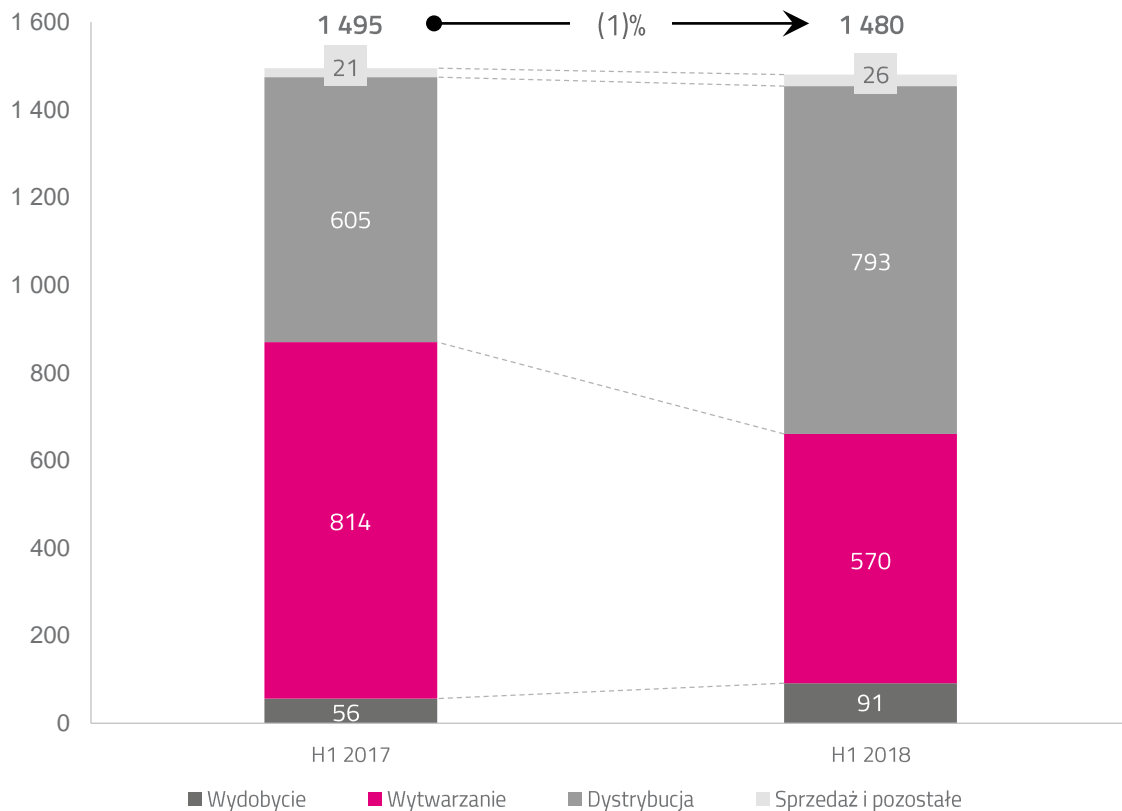


## CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW <sub>e</sub> )	Moc (MW <sub>t</sub> )	Zaawansowanie prac (proc.)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	71	 2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	 2019
Dostosowanie jednostek wytwórczych TAURON Wytwarzanie do warunków pracy obowiązujących po roku 2021 (BAT)	-	-	2	 2021
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	60	 2021
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	23	 2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	32	 2025
Program Likwidacji Niskiej Emisji	-	180	9	 2023
Uciepłownienie Elektrowni Łagisza przez modernizację turbiny 460 MW, budowę stacji ciepłowniczej oraz kotłów szczytowo-rezerwowych	-	150+144	21	 2020

## CAPEX – podział na segmenty

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



\* w tym koszty finansowe H1 2017: 45 mln, H1 2018: 80 mln zł

### Główne inwestycje realizowane w I półroczu 2018 r.:

#### Wydobycie:

- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (33 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (31 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (15 mln zł)

#### Wytwarzanie:

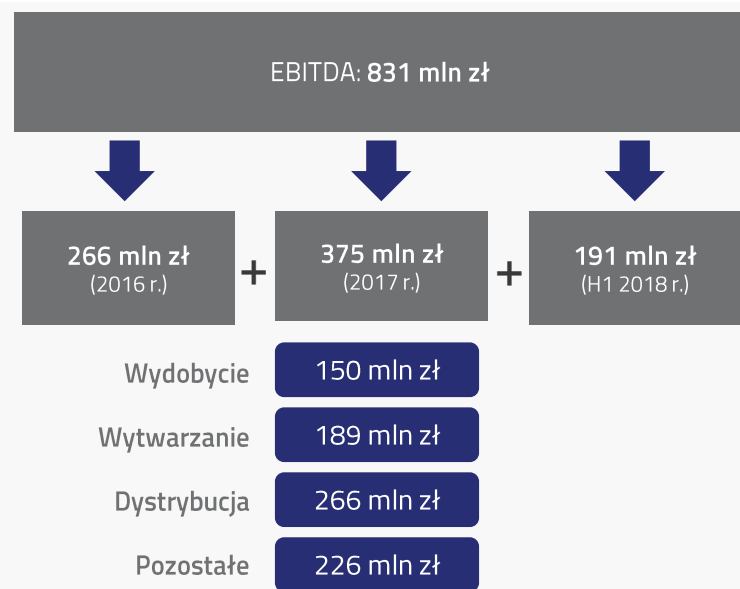
- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (437 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe (34 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (9 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (5 mln zł)

#### Dystrybucja:

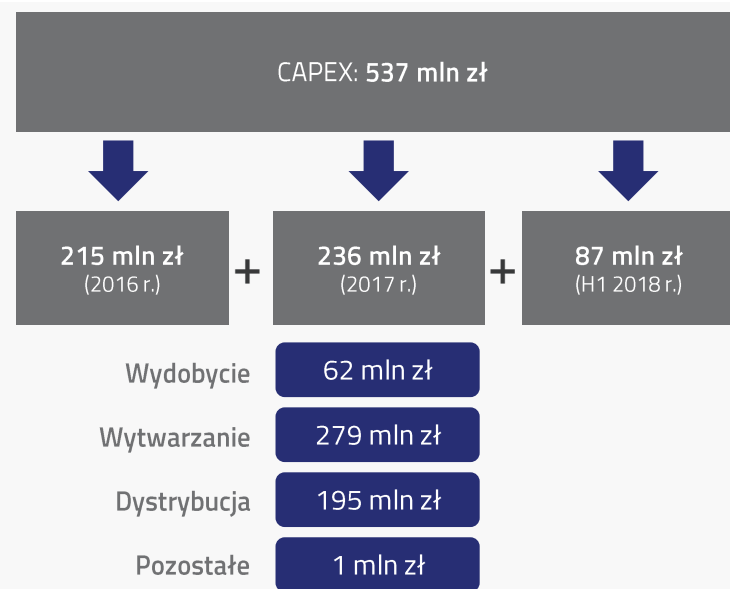
- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (436 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (288 mln zł)

# Efekty Programu Poprawy Efektywności od 2016 r. do I półrocza 2018 r.

**EBITDA: +831 mln zł** (wartość skumulowana w okresie 2016-H1 2018) / **+400 mln zł rocznie** (wartość powtarzalna od 2018 r.)  
**CAPEX: 537 mln zł** (oszczędności na wydatkach inwestycyjnych w okresie 2016-H1 2018)



- Racjonalizacja kosztów zatrudnienia: **407 mln zł**
- Optymalizacja majątku: **114 mln zł**
- Reorganizacja procesów: **310 mln zł**
  - ✓ Poprawa efektywności w zakresie dystrybucji
  - ✓ Obniżenie kosztów IT
  - ✓ Zmniejszenie kosztów obsługi klientów

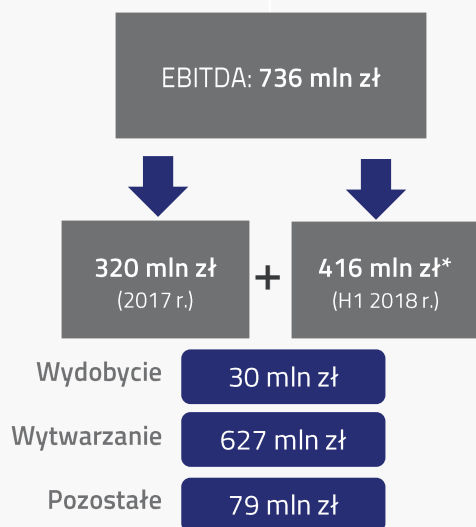


- Efektywniejsze zarządzanie majątkiem: **362 mln zł**
- Optymalizacja zakupów: **175 mln zł**

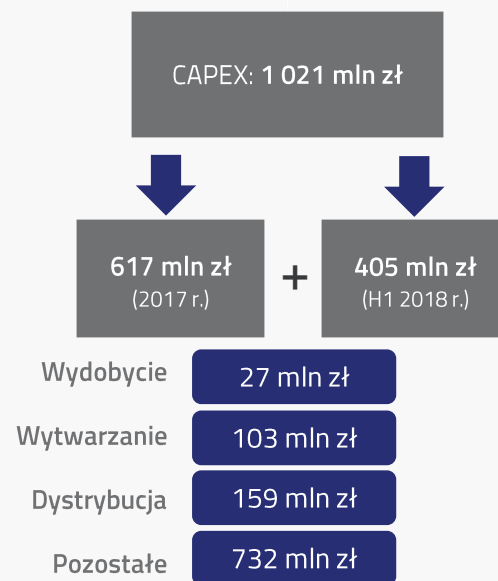


# Efekty Inicjatyw Strategicznych od 2017 r. do I półrocza 2018 r.

EBITDA: +736 mln zł (wartość skumulowana w okresie 2017-H1 2018) / +300 mln zł rocznie (wartość powtarzalna od 2020 r.)  
CAPEX: 1 021 mln zł (oszczędności na wydatkach inwestycyjnych w okresie 2017-H1 2018)



- Racjonalizacja kosztów zatrudnienia obszarów wydobywania i wytwarzania: **248 mln zł**
- Optymalizacja i uelastycznienie kosztów operacyjnych oraz poprawa efektywności procesów: **259 mln zł**
- Poprawa rentowności obszarów poprzez działania ukierunkowane na wzrost przychodów: **229 mln zł**



- Wstrzymanie nakładów inwestycyjnych w Segmencie Wytwarzanie: **735 mln zł**
- Optymalizacja nakładów inwestycyjnych związanych z odtworzeniem majątku dystrybucji i koncentracja na poprawie niezawodności sieci i wdrożeniu nowoczesnych rozwiązań: **159 mln zł**
- Optymalizacja nakładów inwestycyjnych związanych z utrzymaniem majątku produkcyjnego elektrowni i elektrociepłowni: **102 mln zł**
- Optymalizacja nakładów związanych z zarządzaniem majątkiem w pozostałych obszarach: **25 mln zł**

\* w tym 230 mln zł z tytułu rozwiązania w Q1 2018 r. rezerwy na świadczenia pracownicze w segmencie Wytwarzanie

### 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

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.

<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
Dom Maklerski mBanku	<b>Kamil Kliszcz</b>
Societe Generale	<b>Bartłomiej Kubicki</b>
Dom Maklerski BZ WBK	<b>Paweł Puchalski</b>
Dom Maklerski PKO BP	<b>Stanisław Ozga</b>
Dom Maklerski Banku Handlowego	<b>Piotr Dzięciołowski</b>
Ipopema	<b>Robert Maj</b>
Erste Group	<b>Tomasz Duda</b>

<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
Raiffeisen Centrobank	<b>Teresa Schinwald</b>
Trigon	<b>Krzysztof Kubiszewski</b>
WOOD & Company	<b>Bram Buring</b>
Dom Maklerski BOŚ	<b>Jakub Viscardi</b>
Exane BNP Paribas	<b>Michael Harleaux</b>
Pekao Investment Banking	<b>Maksymilian Piotrowski</b>

# Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2017 r.		2018 r. (notowania do lipca 2018 + estymacja)		2018/2017	
	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	160,10	104 921	178,14	113 220	11,3%	7,9%
Forward PEAK (Y+Q+M)	208,87	11 417	224,20	13 140	7,3%	15,1%
Forward (średnia ważona)	164,88	116 338	182,64	126 360	10,8%	8,6%
SPOT (TGE)	158,14	25 210	212,84**	27 000	34,6%	7,1%
Średnia ważona razem	<b>163,68</b>	<b>141 548</b>	<b>187,96</b>	<b>153 360</b>	<b>14,8%</b>	<b>8,3%</b>

Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia za pierwsze półrocze 2018 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2017 r.	2018 r.
OZE (PMOZE_A)	68,89	300,03 (sty-wrz) 92,03 (wrz-gru) (15,4%)	48,53 (17,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	316,59	300,03 (0,6%)	300,03 (0,5%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2017)	9,80	10,00 (23,2%)	9,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2017)	117,51	120,00 (7,0%)	115,00 (8,0%)
Kogeneracja z metanu (PMMET-2017)	55,39	56,00 (1,8%)	56,00 (2,3%)

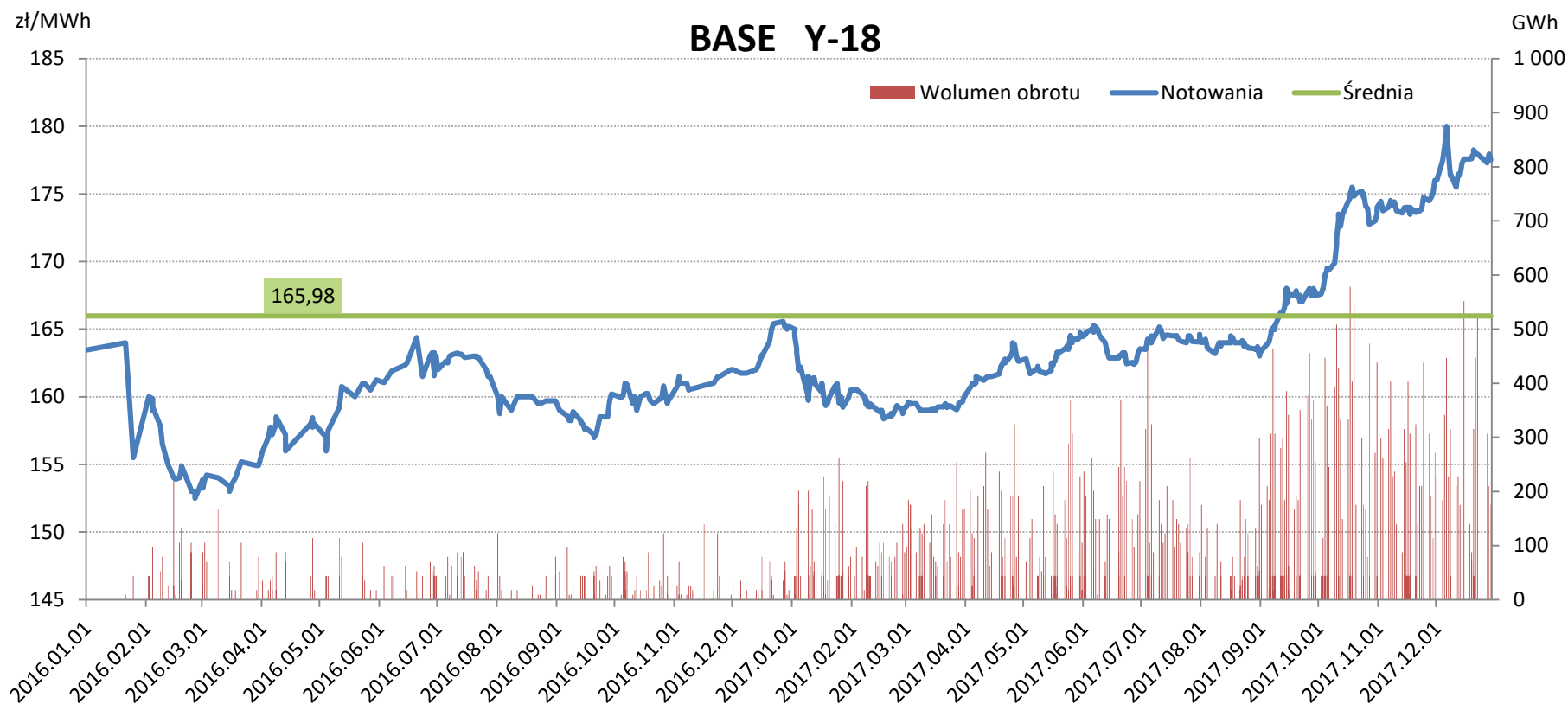
Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> (EUA/t)	
Ankieta analityków rynku CO <sub>2</sub> * (aktualizacja lipiec 2018 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2017 r.	5,84 EUR/t
Średnia w 2018 r.	15,37 EUR/t
Średnia w 2019 r.	19,0 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2018 r. (**aktualizacja lipiec 2018 r.)	15,00-16,50 EUR/t

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

\*\* Średnia cena notowań w okresie styczeń - lipiec 2018 r. + estymacja analityków TPE

# Notowania kontraktów BASE na 2018 r.

## BASE Y-18



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		165,98	65 227
w tym	na TGE	166,64	52 148
	poza TGE	163,35	13 079

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 171,29 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 73 108 GWh

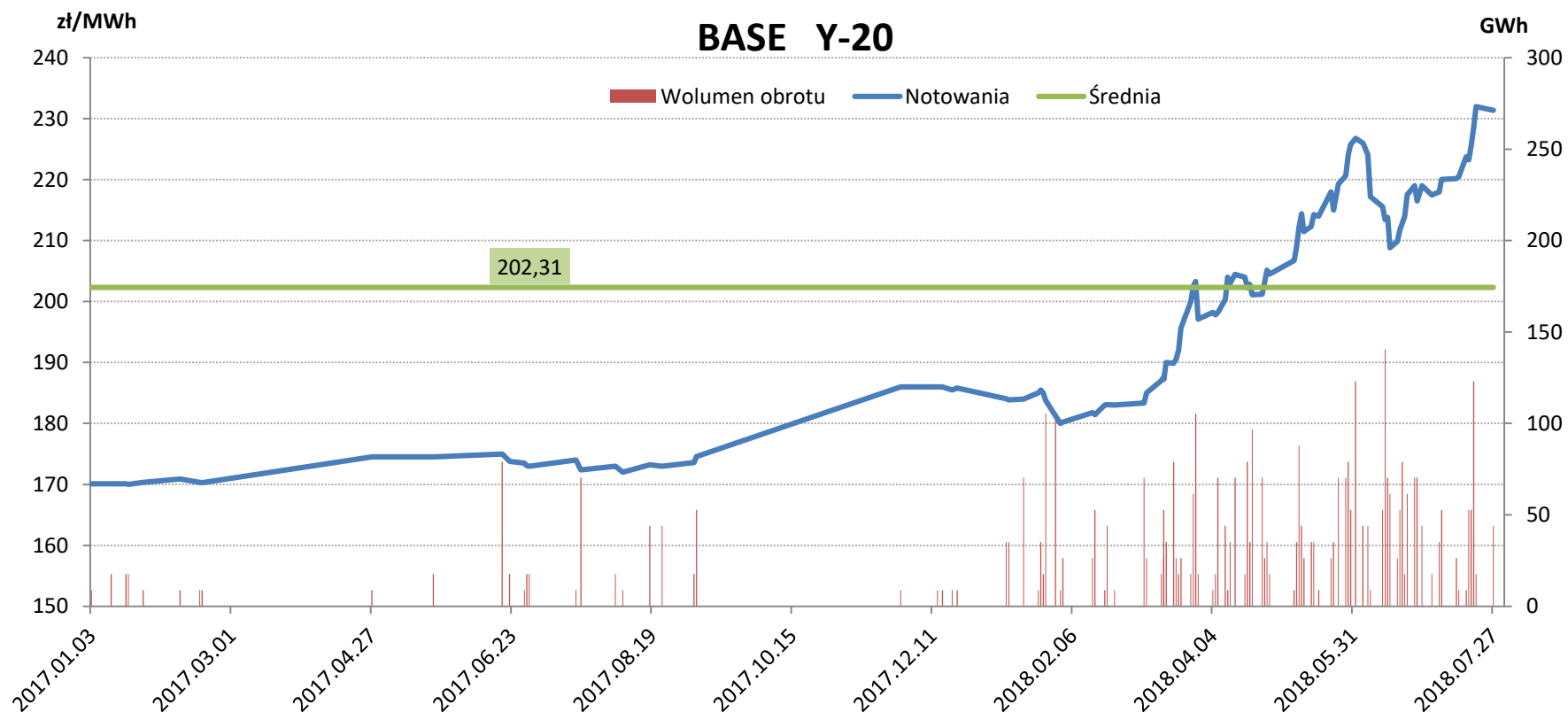
# Notowania kontraktów BASE na 2019 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		197,16	64 973
w tym	na TGE	197,47	62 012
	poza TGE	190,72	2 961

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 200,16 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 68 177 GWh

# Notowania kontraktów BASE na 2020 r.



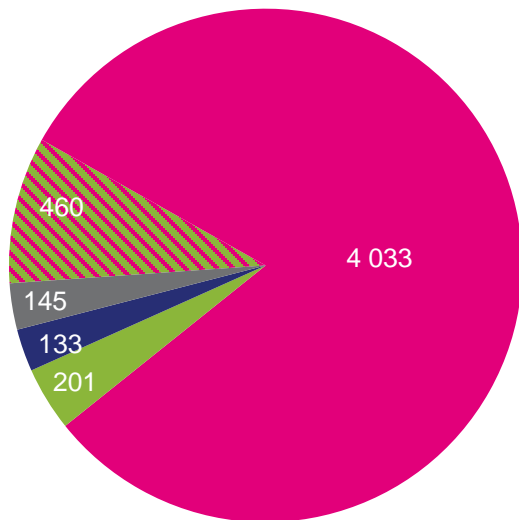
		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		202,31	4 392
w tym	na TGE	202,40	4 366
	poza TGE	187,25	26

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2020 r.: 202,61 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2020 r.: 4 434 GWh



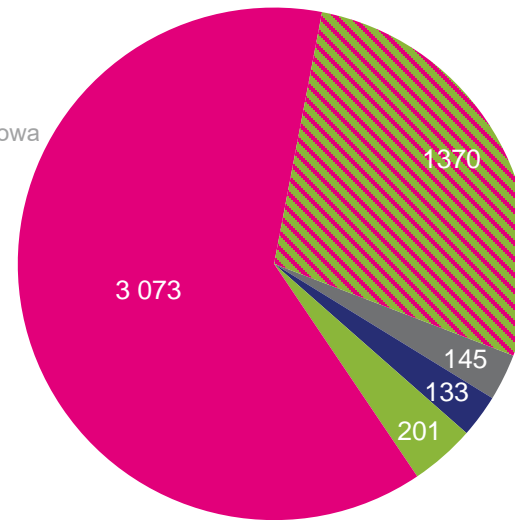
# Bilans mocy i potencjał Segmentu Wytwarzanie

2018 r. - 4 972 MW<sub>e</sub>



- Nowoczesna technologia węglowa
- Wytwarzanie konwencjonalne
- Farmy wiatrowe
- Elektrownie wodne
- Bloki biomasowe

2020 r. - 4 922 MW<sub>e</sub>



- Łączna moc zainstalowana: 4 972 MW<sub>e</sub> / 2 435 MW<sub>t</sub>
- 5 elektrowni i 3 elektrociepłownie
- 4 farmy wiatrowe (201 MW<sub>e</sub>)
- 34 elektrownie wodne (133 MW<sub>e</sub>)
- 842 km sieci ciepłowniczych
- 18,4 TWh produkcji brutto energii elektrycznej w 2017 r.

- Zmodernizowana flota
- Wyłączenie 8 bloków klasy 120 MW
- Porównanie parametrów bloku 910 MW w EI. Jaworzno III z blokami klasy 120 MW:
  - ✓ Niższe zużycie paliwa o 30% => oszczędności **263 mln zł** rocznie
  - ✓ Redukcja emisji: SO<sub>2</sub> o 87%, NO<sub>x</sub> o 80% i CO<sub>2</sub> o 32% => oszczędności **174 mln zł** rocznie

Dziękujemy za uwagę