



Wyniki finansowe Grupy TAURON

za I kwartał 2018 r.

17 maja 2018 r.

Kluczowe parametry za I kwartał 2018 r.

Wyniki Grupy TAURON za I kwartał 2018 r.

		Q1 2018 vs Q1 2017
Przychody ze sprzedaży [mln zł]	4 826	↑ 5%
EBITDA [mln zł]	1 292	↑ 6%
Zysk netto [mln zł]*	636	↓ (1)%
CAPEX [mln zł]	569	↓ (11)%
Dług netto / EBITDA	2,28x	wzrost o 0,01 (vs 31.12.2017)

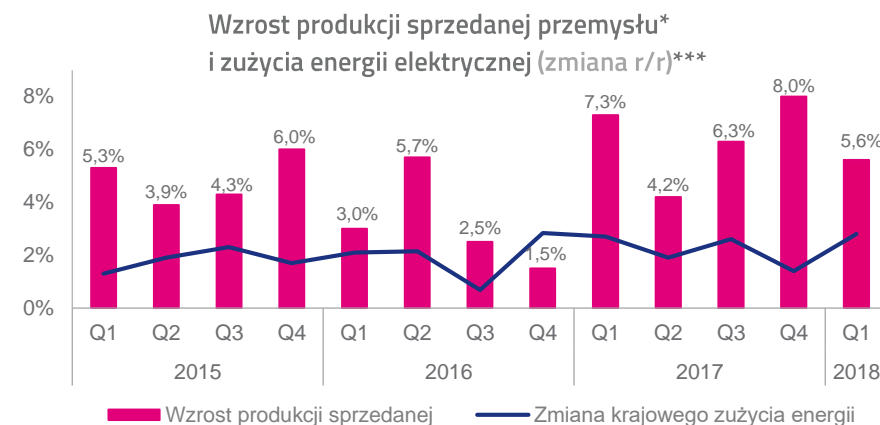
Dane operacyjne Grupy TAURON za I kwartał 2018 r.

		Q1 2018 vs Q1 2017
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,42	↓ (6)%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	3,94	↓ (19)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	5,68	↑ 7%
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	13,42	↑ 1%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	9,28	↑ 2%

* Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Podsumowanie kluczowych wydarzeń

18 stycznia	Zawarcie umowy zakupu węgla z Polską Grupą Górniczą na lata 2018-2021 o szacowanej wartości około 2,15 mld zł netto
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
28 marca	Podpisanie z Polskim Funduszem Rozwoju porozumienia określającego warunki zaangażowania w realizację budowy bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III na kwotę 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. Zaawansowanie projektu przekroczyło 60 proc.



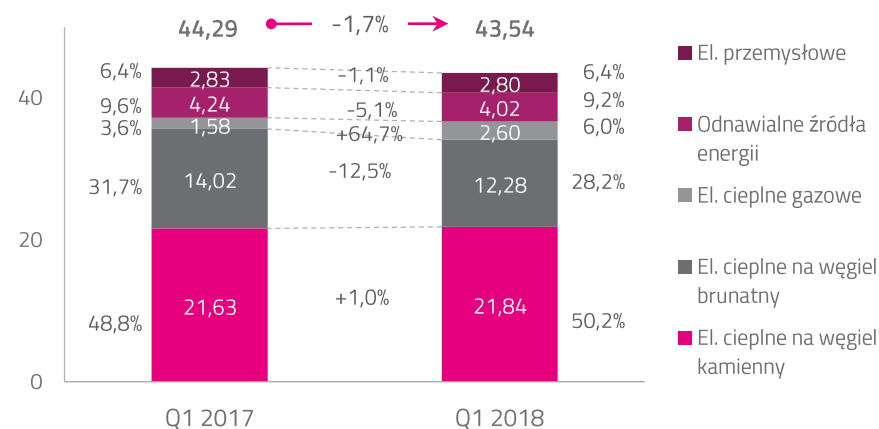
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	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	185,43	35 574
Y-20	187,94	2 310

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

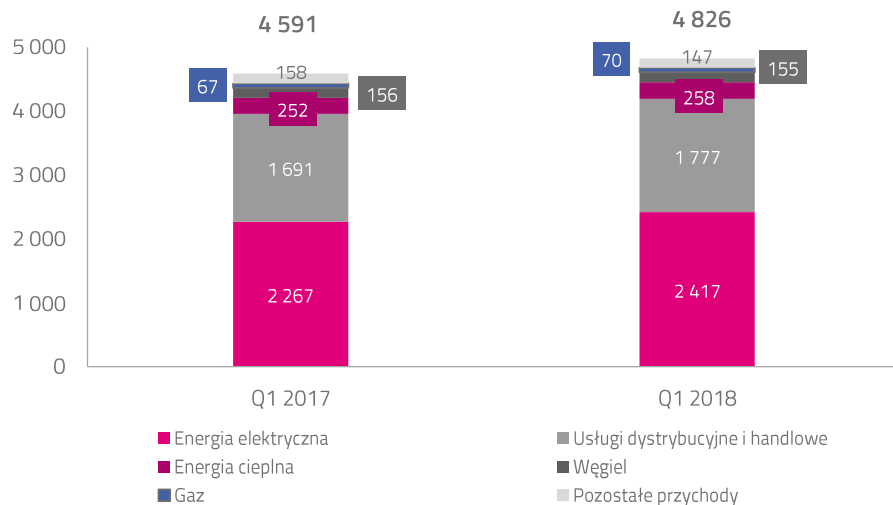
- 2013 r.: 181,55 zł/MWh
- 2014 r.: 163,58 zł/MWh
- 2015 r.: 169,99 zł/MWh
- 2016 r.: 169,70 zł/MWh
- 2017 r.: 163,70 zł/MWh
- 2018 r.: 177,91 zł/MWh (estymacja)

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

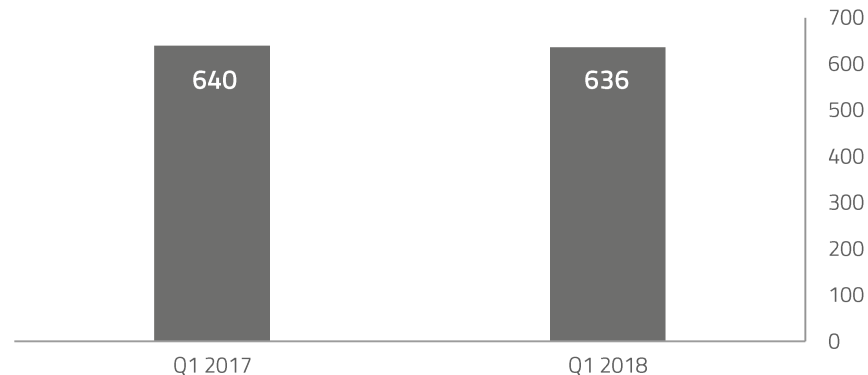


Podstawowe dane finansowe za I kwartał 2018 r.

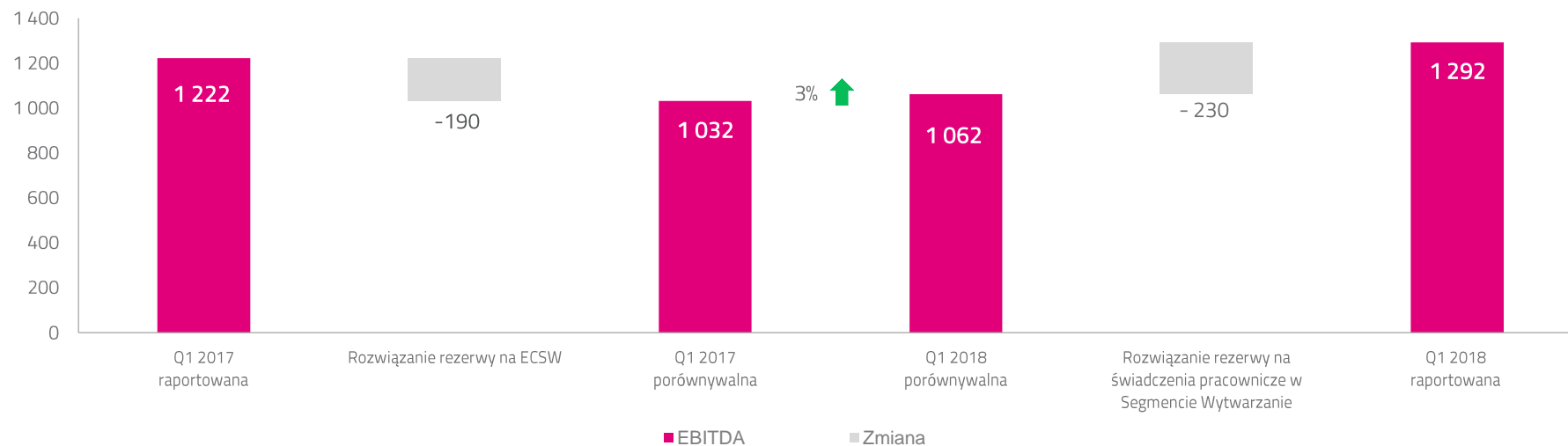
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

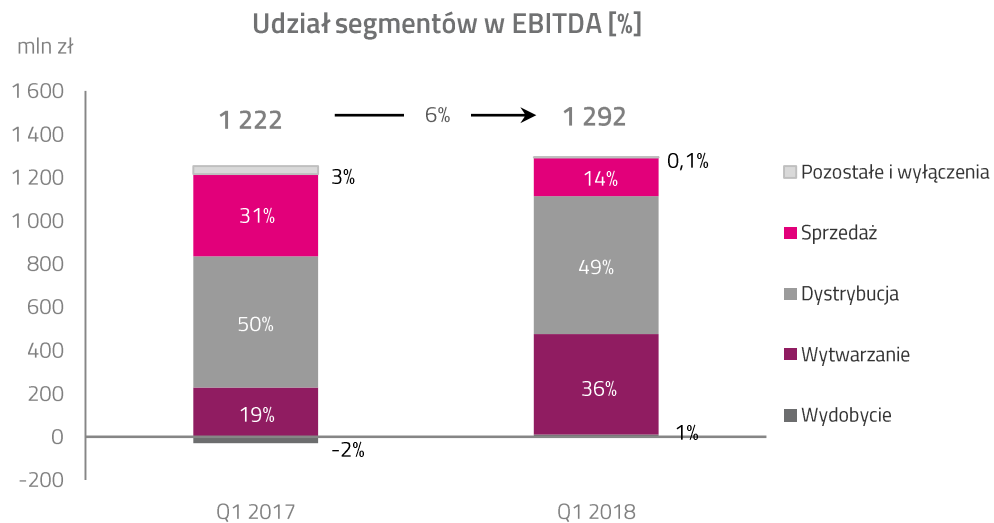


EBITDA Q1 2018 vs Q1 2017 [mln zł]



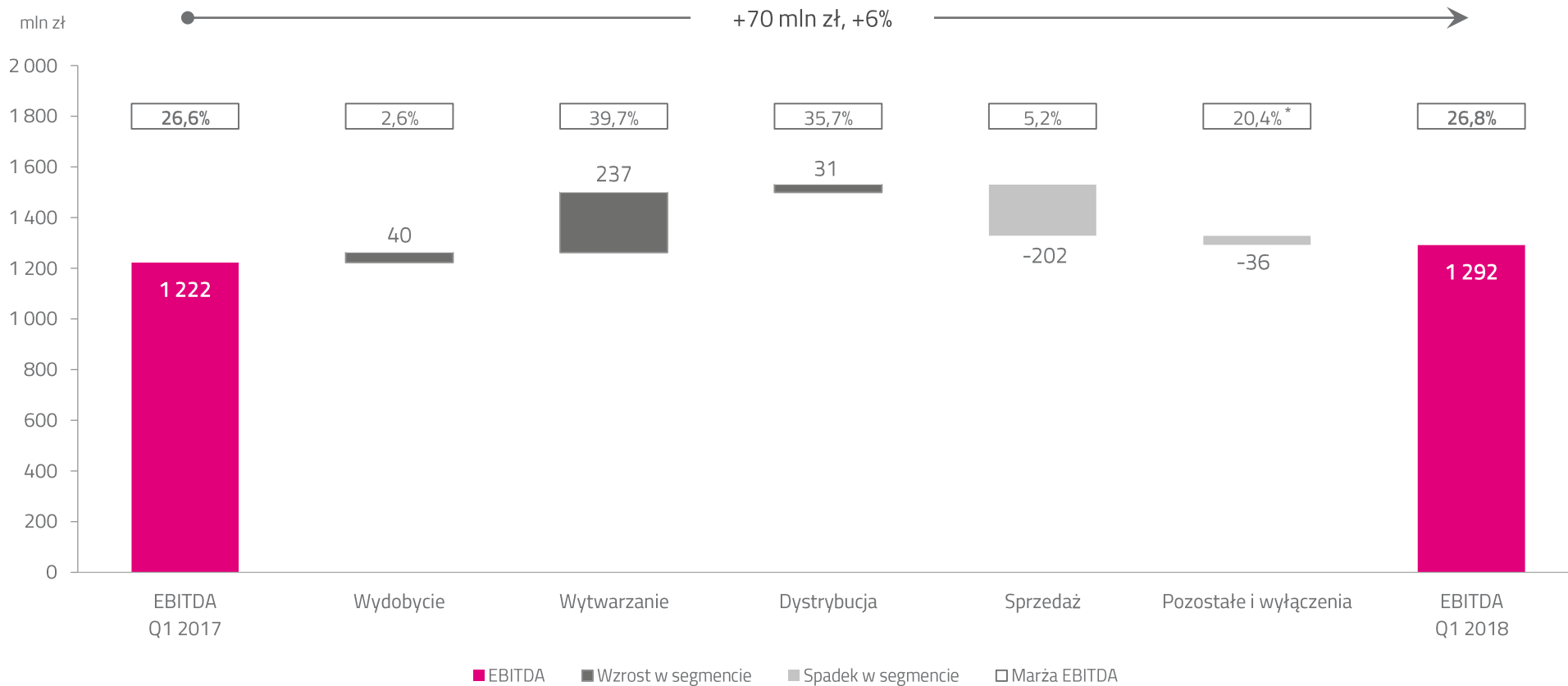
Wyniki kluczowych segmentów za I kwartał 2018 r.

[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	385	1 172	1 789	3 454	(1 974)
EBITDA	10	465	638	178	1
EBIT	(23)	372	372	176	(20)
CAPEX	39	243	273	0,2	13



* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

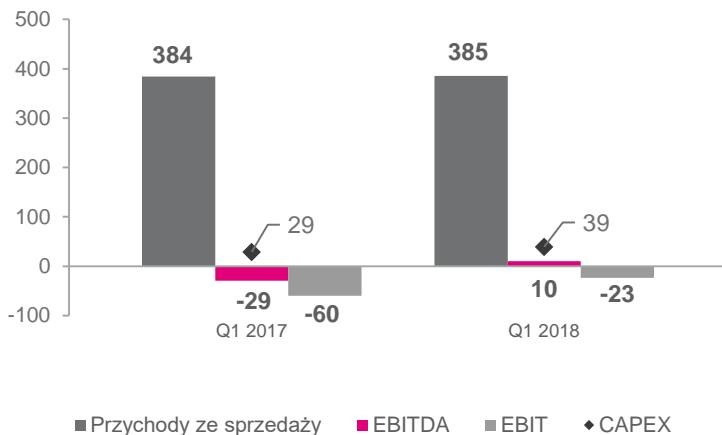
EBITDA za I kwartał 2018 r.



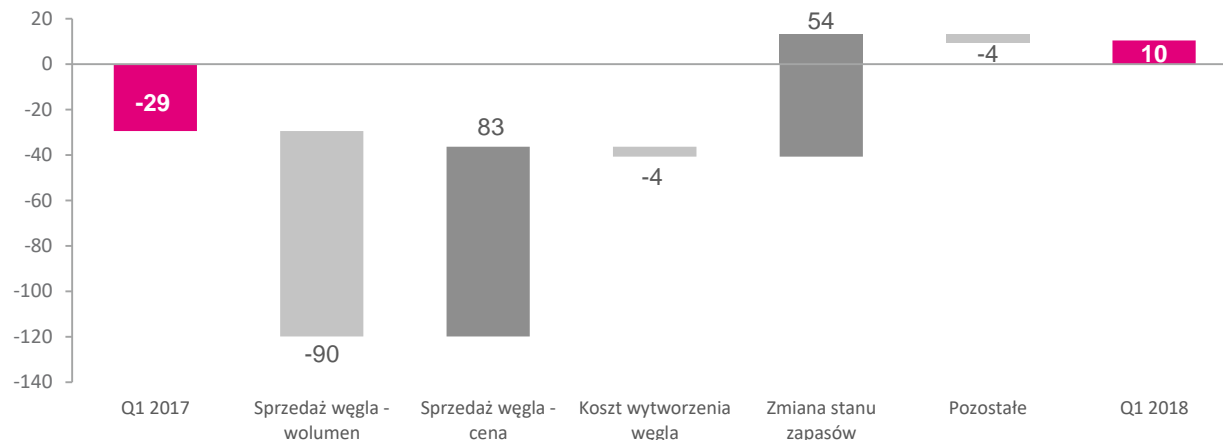
* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

Segment Wydobycie – I kwartał 2018 r.

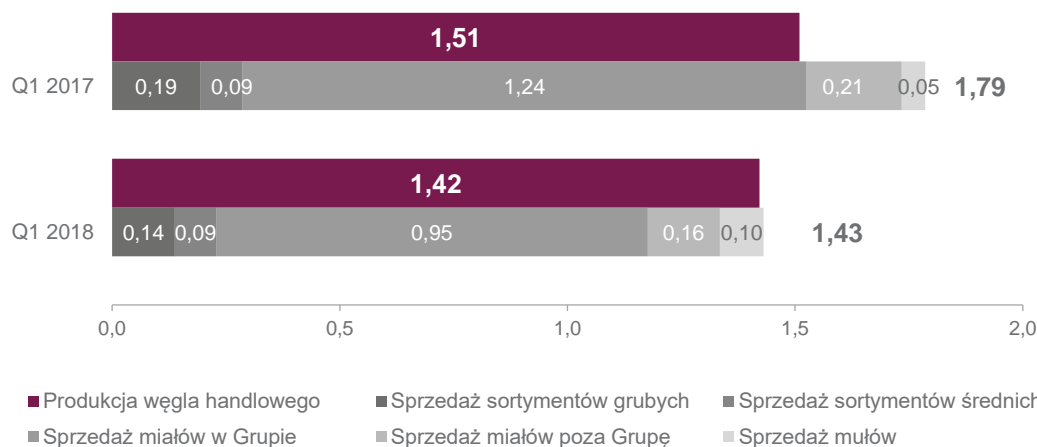
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Wzrost ceny jednostkowej sprzedanego węgla o 22,4%



Spadek produkcji węgla handlowego o 6,0%



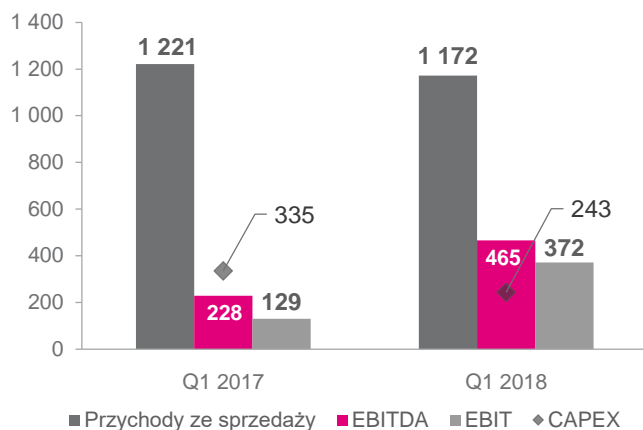
Wyższy o 7,0% jednostkowy mining cash cost* (z 193 zł/Mg do 206 zł/Mg)



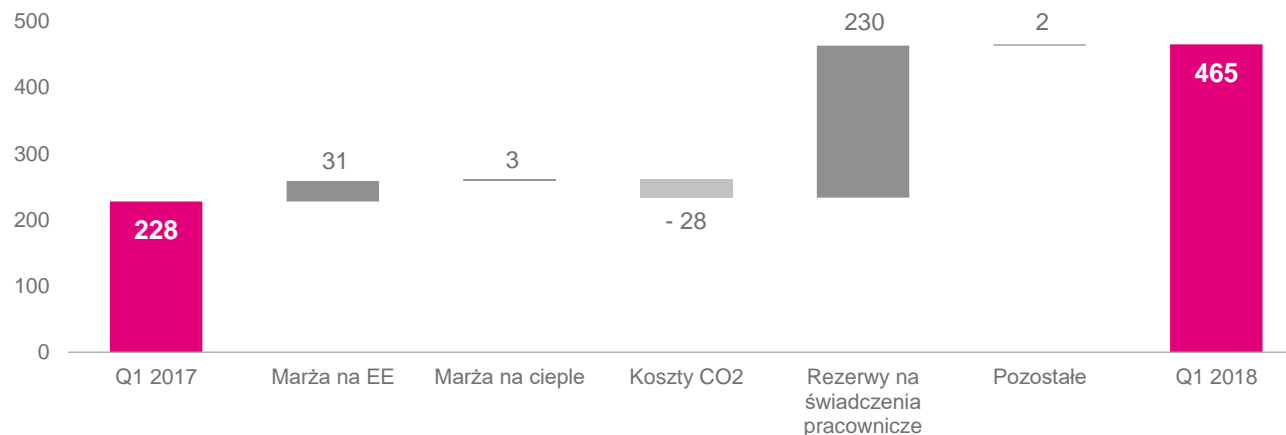
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów nie mających trwałego wpływu na przepływy Spółki

Segment Wytwarzanie – I kwartał 2018 r.

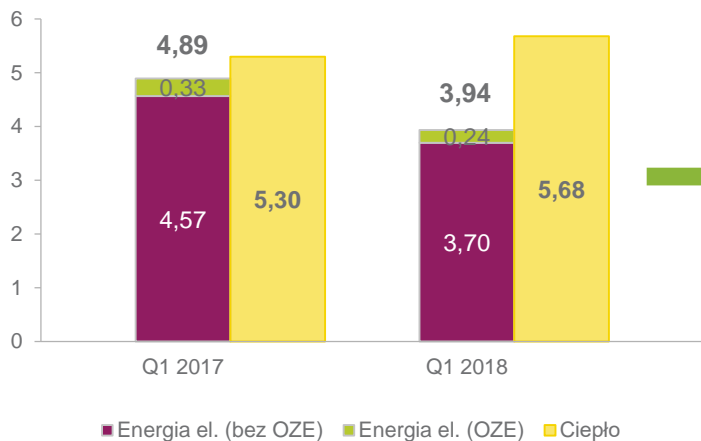
Dane finansowe [mln zł]



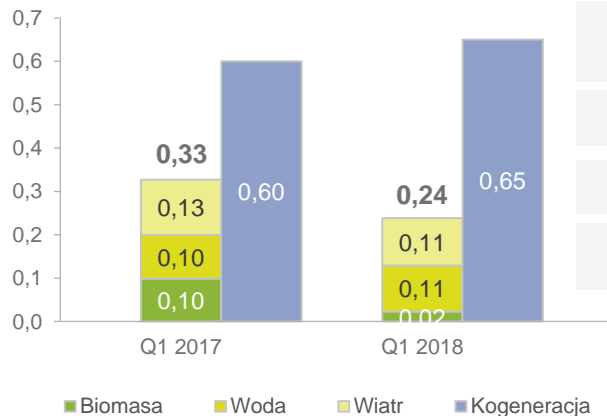
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



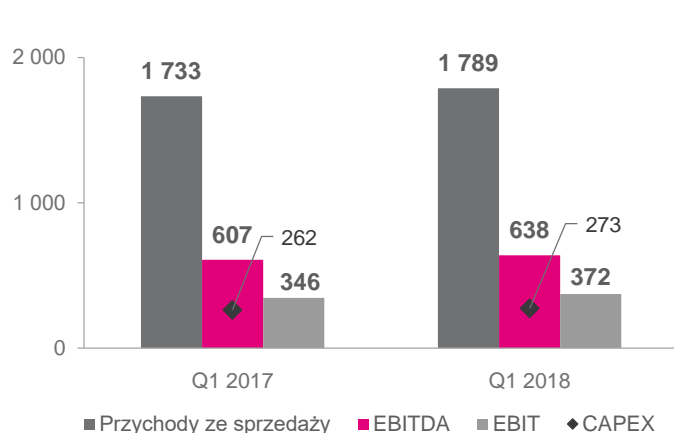
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



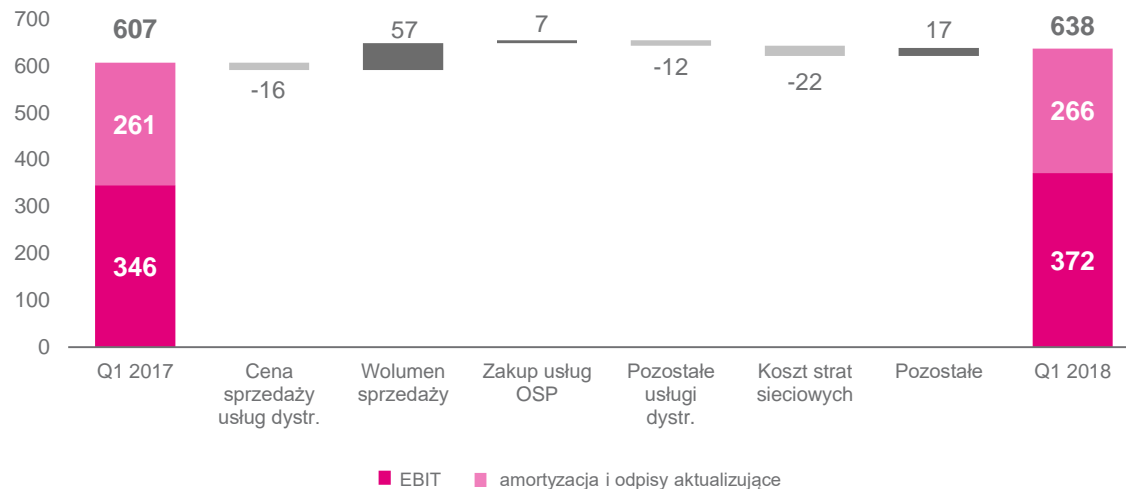
- Korzystny wpływ rozwiązania rezerwy na świadczenia pracownicze ✓
- Wzrost cen energii elektrycznej ✓
- Wzrost cen uprawnień do emisji CO2 -
- Wzrost cen węgla -

Segment Dystrybucja – I kwartał 2018 r.

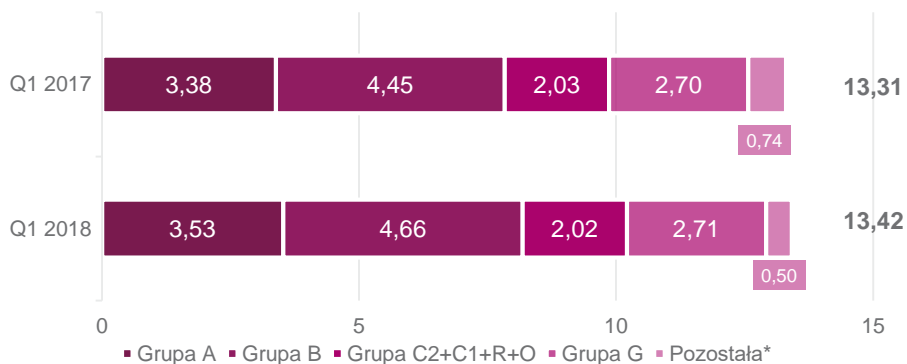
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]

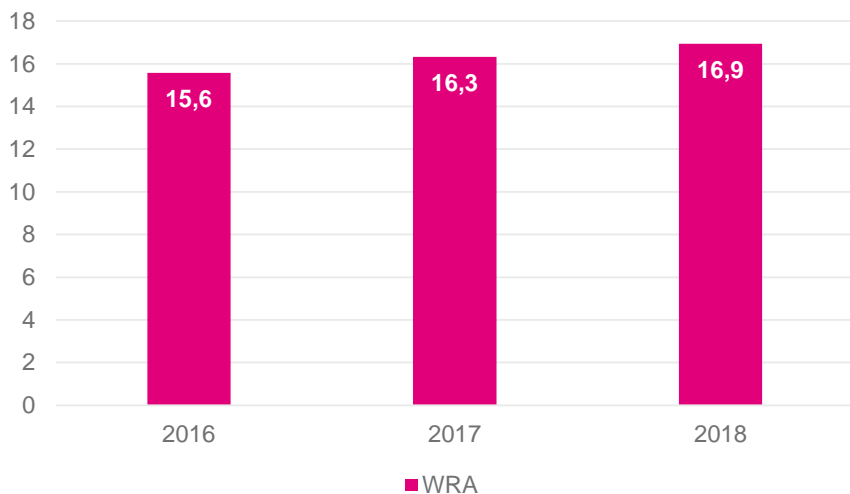


- Spadek zatwierdzonej taryfy o 1,54 zł/MWh (1,2%) -
- Wyższy wolumen usług dystrybucji o 114 GWh (0,9%), głównie w przemyśle (grupy A i B) w korelacji do wzrostu PKB ✓
- One-off rozwiązanie rezerwy z tytułu doszacowania (112 GWh) ✓
- Wzrost wskaźnika różnicy bilansowej o 0,50 p.p., wzrost ceny bilansowania energii w Grupie o 2,5% -

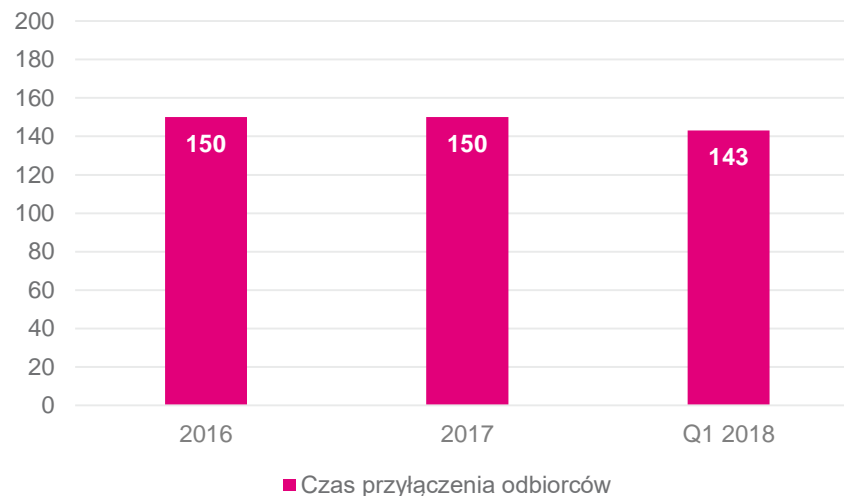
* Sąsiedni OSD i eksport

Segment Dystrybucja – kluczowe parametry

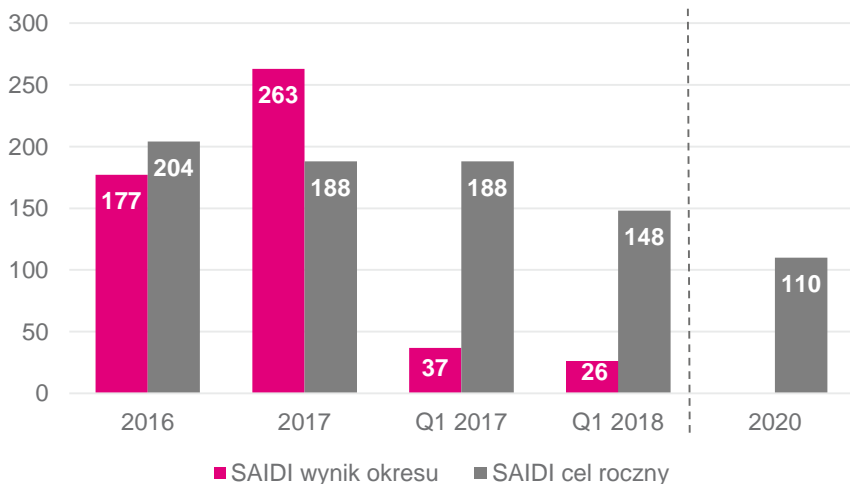
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



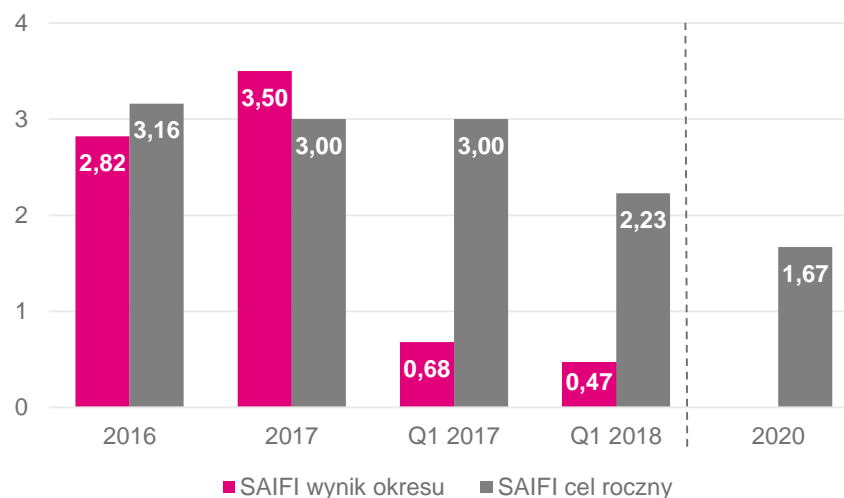
Czas przyłączenia odbiorców [dni]



SAIDI [min.]

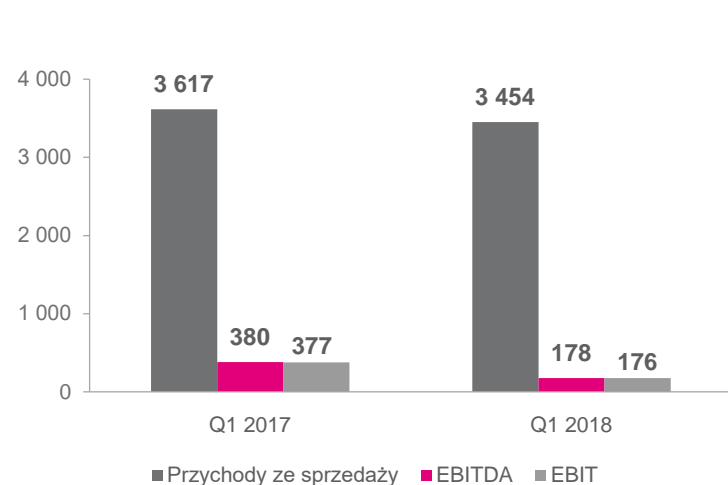


SAIFI [szt.]

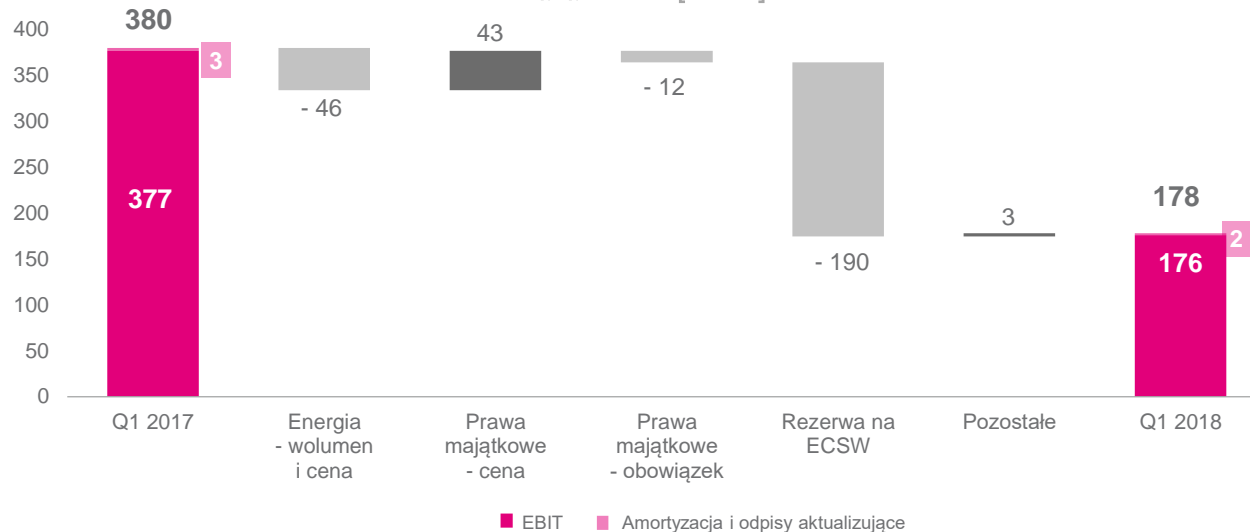


Segment Sprzedaż – I kwartał 2018 r.

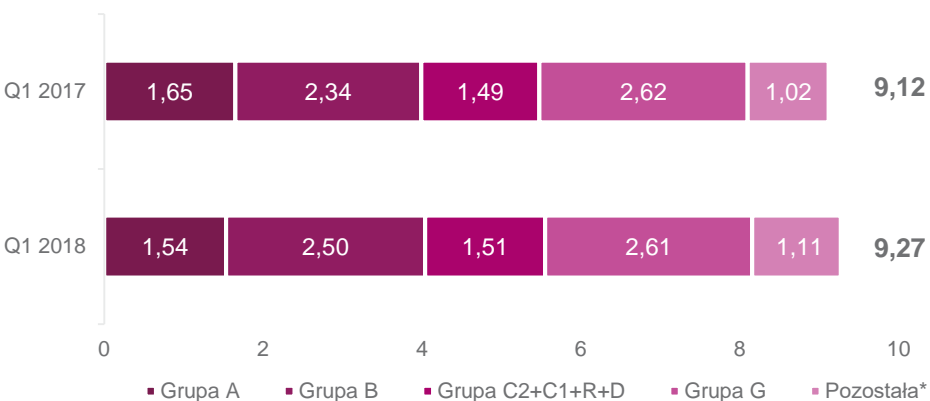
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



Wzrost cen zakupu energii czarnej



Zmiana obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 15,4% do 17,5%, dla PM OZE-BIO z 0,6% do 0,5%, dla PMGM z 7% do 8% oraz PMMET z 1,8% do 2,3%



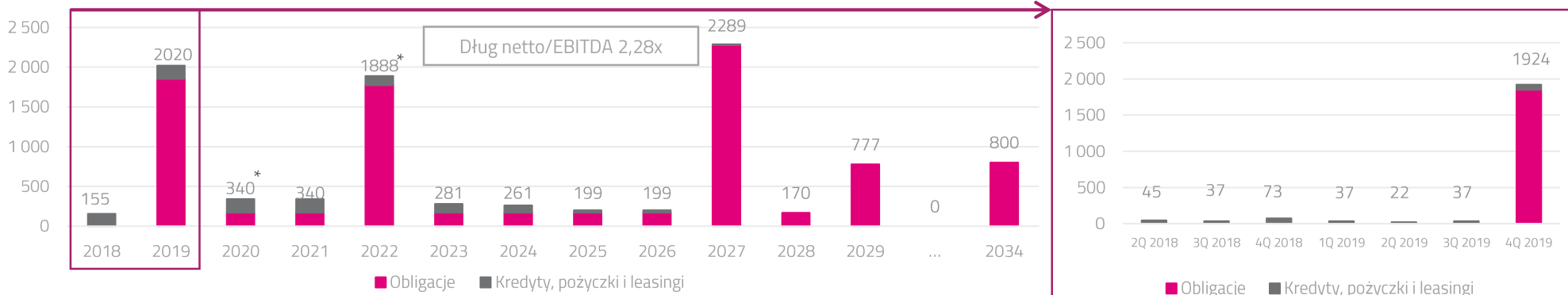
Niższe ceny zakupu PM OZE pod umorzenie



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

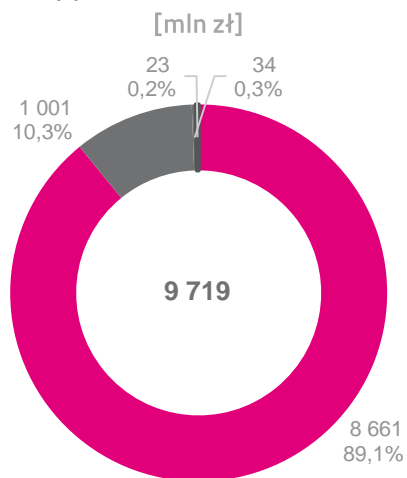
Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON wg stanu na dzień 31.03.2018 r. [mln zł]

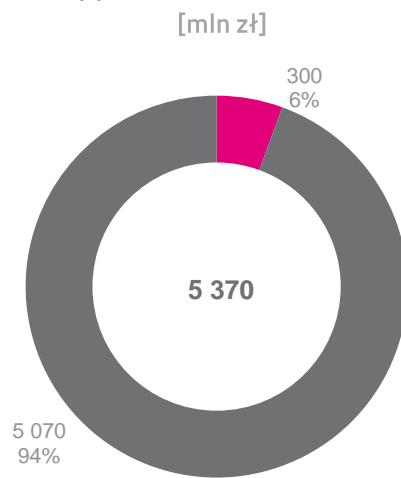


* Przy założeniu rolowania obligacji wyemitowanych w ramach Programu Emisji Obligacji (termin wykupu zgodnie z warunkami emisji to 2020 r., rolowanie do końca terminu dostępności środków, tj. do 2022 r.)

Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na 31.03.2018 r.

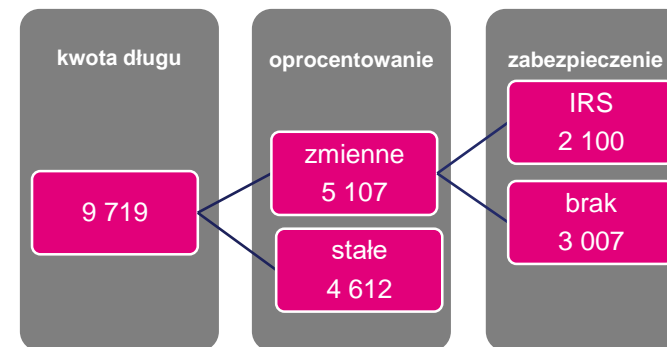


Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 31.03.2018 r.



- Zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu obligacji, kredytów, pożyczek oraz leasingu) na 31.03.2018 r. wynosi: 9 719 mln zł
- Średnioważona zapadalność długu wg stanu na 31.03.2018 r. wynosi 83 miesiące (przy założeniu rolowania obligacji do 2022 r.)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 37% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania [mln zł]



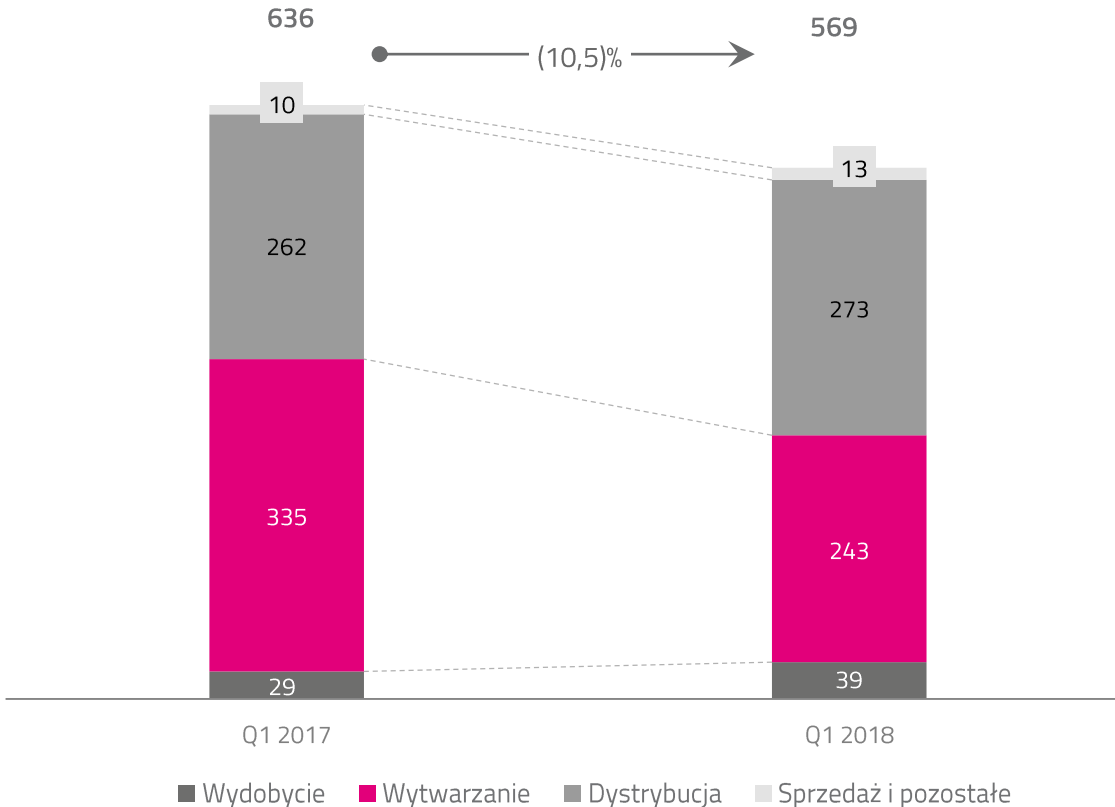
■ Obligacje ■ Kredyty EBI ■ Pożyczki z NFOŚiGW / WFOŚiGW ■ Leasingi ■ Cash pool ■ Programy emisji obligacji

CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (%)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	61	2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	2019
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	58	2020
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	20	2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	29	2025

CAPEX – podział na segmenty

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



Główne inwestycje realizowane w I kwartale 2018 r.:

Wydobycie:

- program inwestycyjny ZG Brzeszcze (16 mln zł)
- budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (13 mln zł)
- budowa poziomu 800 m w ZG Janina (7 mln zł)





Wytwarzanie:

- budowa bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III (190 mln zł)
- nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe w TAURON Wytwarzanie (8 mln zł)
- przyłączenia nowych obiektów (4 mln zł)
- utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczej (2 mln zł)
- przyłączanie obiektów ogrzewanych ze źródeł niskiej emisji do sieci ciepłowniczych (2 mln zł)

Dystrybucja:

- modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (140 mln zł)
- budowa nowych przyłączy (116 mln zł)

Program Poprawy Efektywności

Segment	Efekty finansowe zrealizowane w okresie: 2016-Q1 2018	Efekty finansowe zaplanowane na lata 2016-2018	% realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	180 mln zł	255 mln zł	 71%	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia, obniżenie i zwiększenie elastyczności kosztów pracy, działania organizacyjne Wykorzystanie aukcji elektronicznych w procesie zakupów Optymalizacja planu inwestycyjnego
Wytwarzanie (w tym OZE i Ciepło)	449 mln zł	367 mln zł	 122%	<ul style="list-style-type: none"> Optymalizacja remontów i innych kosztów utrzymania majątku Restrukturyzacja zatrudnienia Poprawa efektywności zakupów Optymalizacja usług eksploatacyjnych układów nawęglania i odpopielania Ograniczenie kosztów usług serwisowych Optymalizacja planu inwestycyjnego
Dystrybucja	402 mln zł	390 mln zł	 103%	<ul style="list-style-type: none"> Reorganizacja i restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie kosztów utrzymania majątku Poprawa efektywności zakupów Reorganizacja usług magazynowych Sprzedaż zbędnych nieruchomości
Sprzedaż i Pozostałe	195 mln zł	291 mln zł	 67%	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie zakresu usług IT Ograniczenie kosztów obsługi klienta, kosztów administracyjnych Optymalizacja kosztów działań promocyjnych, sponsoringowych
Razem	1 227 mln zł	1 303 mln zł	94%	

W ramach programów dobrowolnych odejść, będących częścią Programu Poprawy Efektywności, zatrudnienie w Grupie TAURON w okresie od 2016 r. do 31 marca 2018 r. zmniejszyło się o 1 065 etatów

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. + 48 516 112 858

Magdalena Wilczek

magdalena.wilczek@tauron.pl

tel. + 48 723 600 894

Katarzyna Heinz

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.

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

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

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2017 r.		2018 r. (notowania do kwietnia 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	169,26	101 755	5,7%	-3,0%
Forward PEAK (Y+Q+M)	208,87	11 417	216,82	12 222	3,8%	7,1%
Forward (średnia ważona)	164,88	116 338	174,05	113 978	5,6%	-2,0%
SPOT (TGE)	158,14	25 210	194,75**	27 000	23,2%	7,1%
Średnia ważona razem	163,68	141 548	178,02	140 978	8,8%	-0,4%

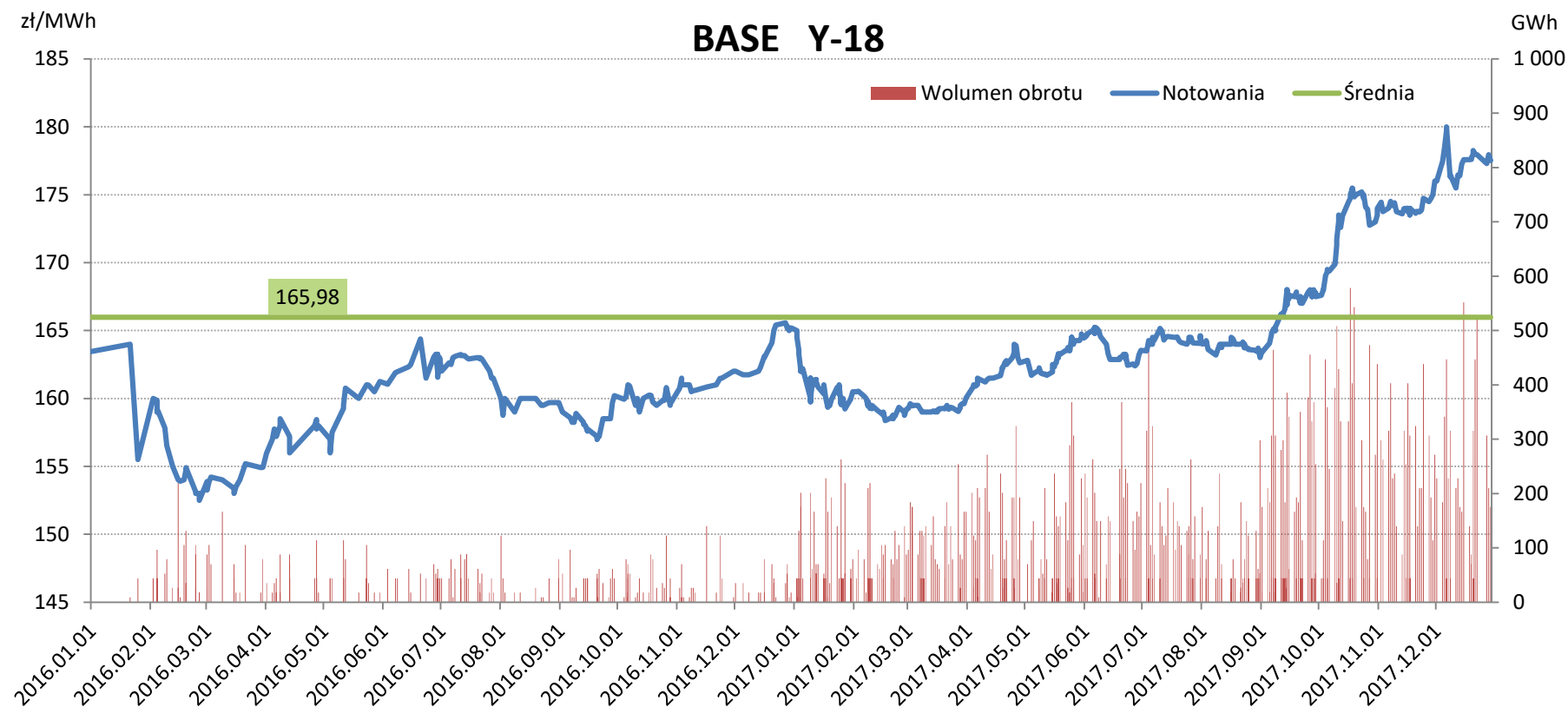
Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia za pierwszy kwartał 2018 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2017 r.	2018 r.
OZE (PMOZE_A)	63,04	300,03 (sty-wrz) 92,03 (wrz-gru) (15,4%)	48,53 (17,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	318,07	300,03 (0,6%)	300,03 (0,5%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2017)	9,82	10,00 (23,2%)	9,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2017)	117,55	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 ₂ (EUA/t)	
Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja kwiecień 2018 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2017 r.	5,84 EUR/t
Średnia w 2018 r.	11,51 EUR/t
Średnia w 2019 r.	13,86 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2018 r. (**aktualizacja kwiecień 2018 r.)	11,00-12,00 EUR/t

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

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

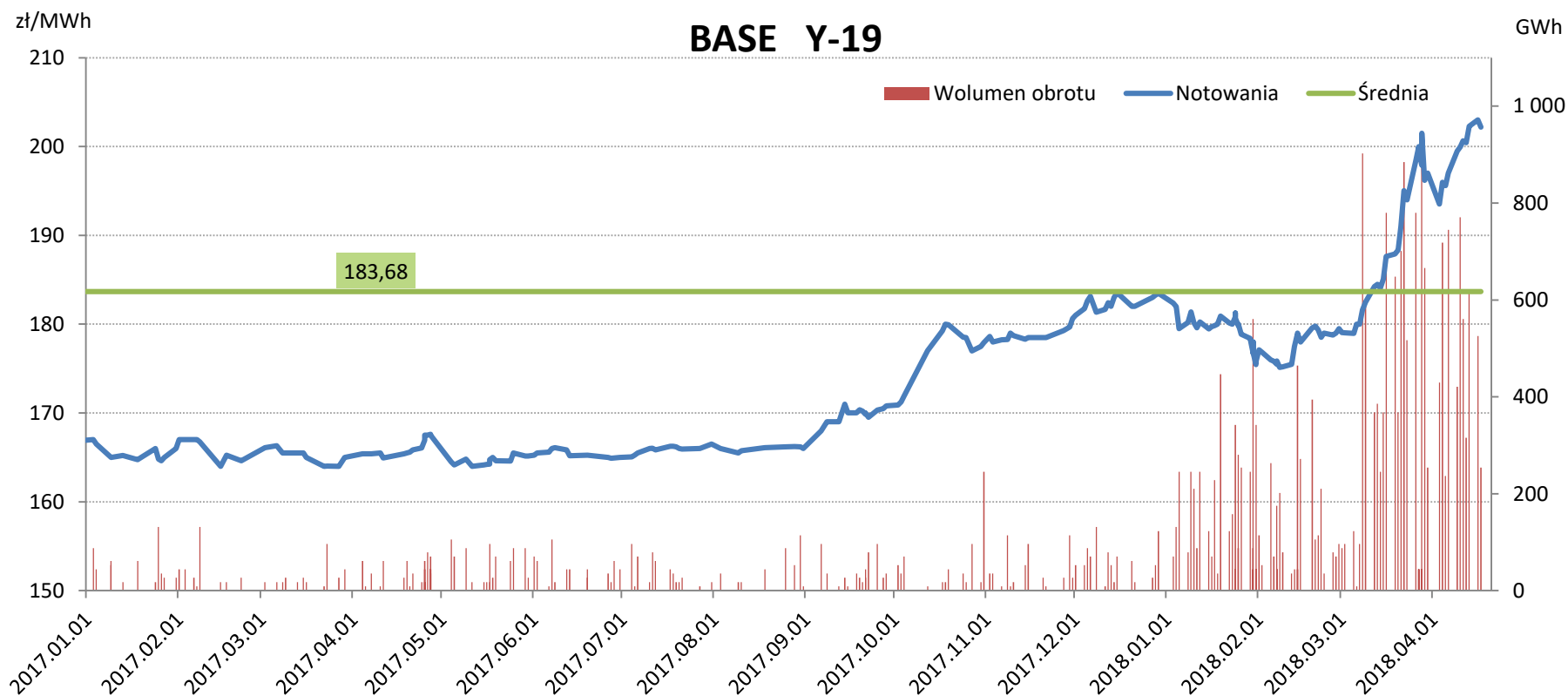
Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



		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

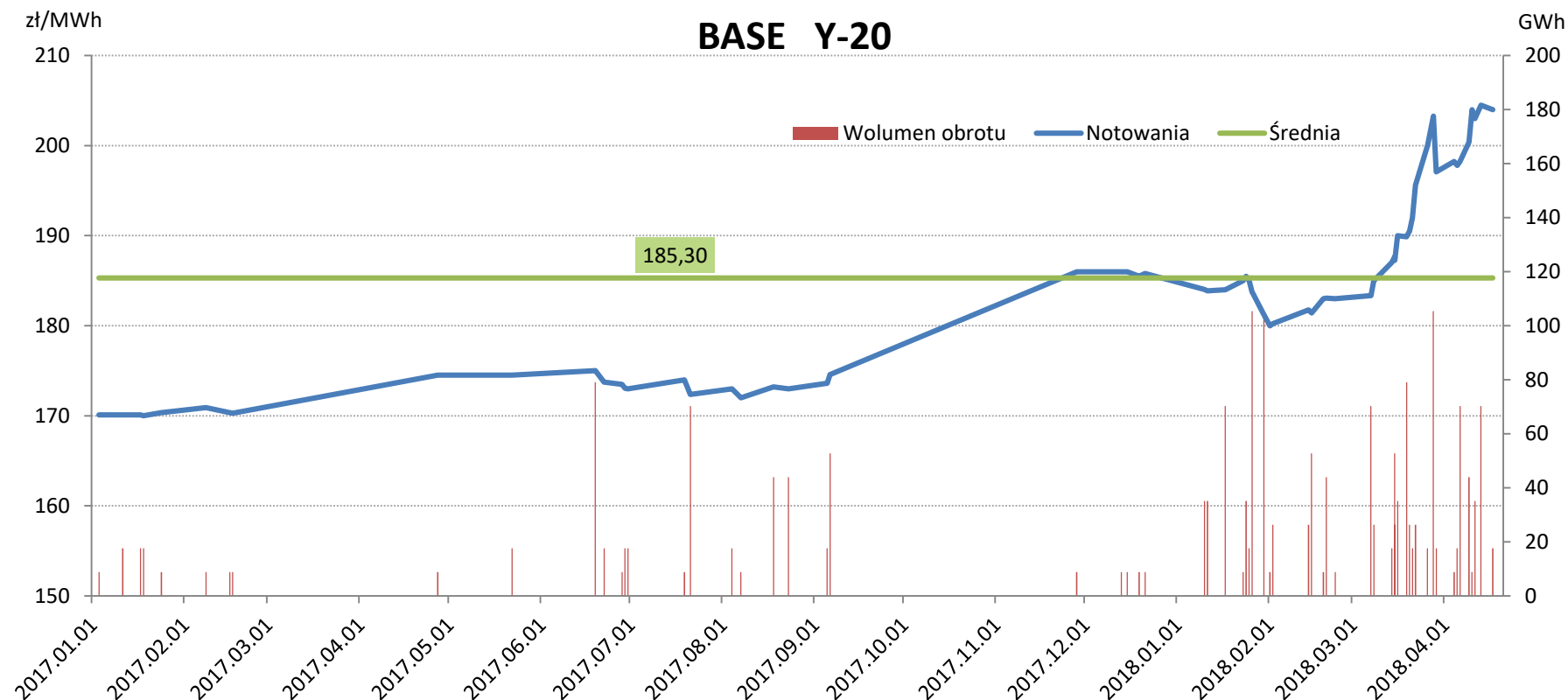
Notowania kontraktów BASE na 2019 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		183,68	31 711
w tym	na TGE	184,05	29 994
	poza TGE	177,23	1 717

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 185,33 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 32 916 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2020 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		185,30	1 950
w tym	na TGE	185,27	1 924
	poza TGE	187,25	26

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2020 r.: 186,17 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2020 r.: 1 988 GWh

Dziękujemy za uwagę