



Wyniki finansowe Grupy TAURON

za 2017 r.

14 marca 2018 r.

Kluczowe parametry za 2017 r.

Wyniki Grupy TAURON za 2017 r.		
[mln zł]		2017 vs 2016
Przychody ze sprzedaży	17 416	↓ (1)%
EBITDA	3 545	↑ 6%
Wynik netto*	1 381	↑ 276%
CAPEX	3 474	(9)%
Dług netto/EBITDA	2,27x	spadek o 0,04 (vs 31.12.2016)

Dane operacyjne Grupy TAURON za 2017 r.		
		2017 vs 2016
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	6,45	↑ 1%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	18,41	↑ 10%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	12,20	↑ 6%
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	51,37	↑ 3%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	34,94	↑ 9%

* Przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe parametry za IV kwartał 2017 r.

Wyniki Grupy TAURON za IV kwartał 2017 r.


[mln zł]		Q4 2017 vs Q4 2016
Przychody ze sprzedaży	4 545	↓ (2)%
EBITDA	667	↓ (24)%
Wynik netto*	188	↑ 103%
CAPEX	1 257	(8)%
Dług netto/EBITDA	2,27x	spadek o 0,04 (vs 31.12.2016)

Dane operacyjne Grupy TAURON za IV kwartał 2017 r.

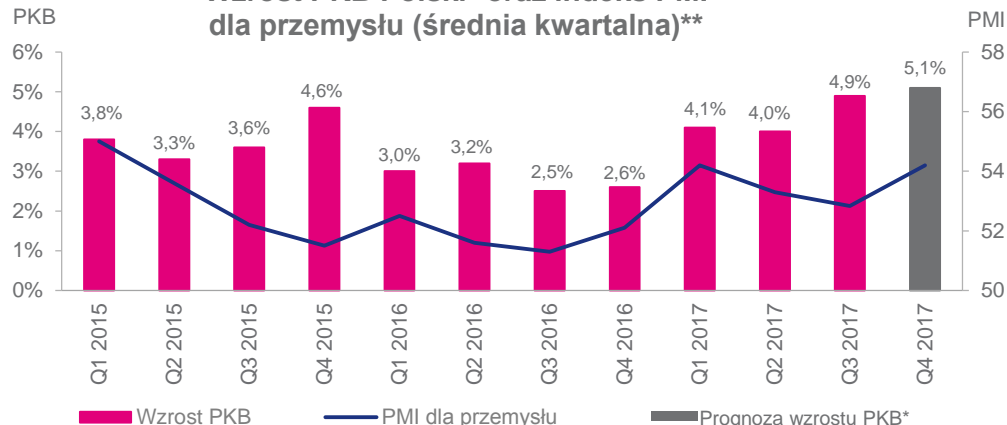
		Q4 2017 vs Q4 2016
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,77	↓ (18)%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	4,38	↑ 0,5%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	4,28	↓ (6)%
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	13,06	↑ 2%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	9,39	↑ 6%

* Przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

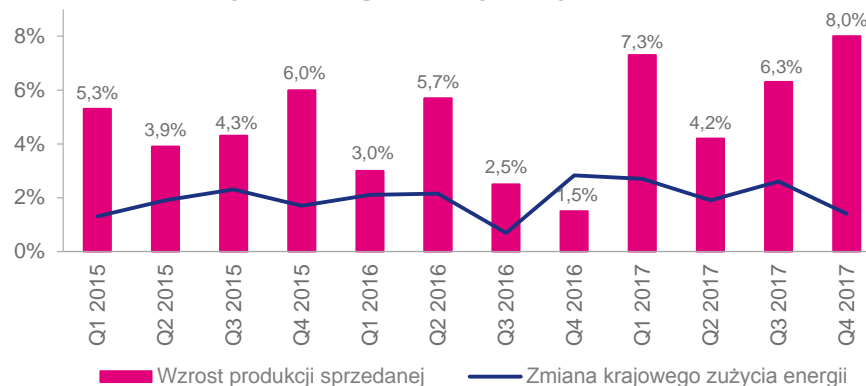
Podsumowanie kluczowych wydarzeń

1 marca 2017	Podpisanie aneksu z konsorcjum RAFAKO-MOSTOSTAL WARSZAWA do umowy na budowę bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III – wydłużenie terminu realizacji prac o 8 miesięcy, wzrost wartości umowy o 71 mln zł
31 marca 2017	Wejście w życie porozumienia i aneksów dotyczących warunków dalszej realizacji projektu budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli
1 czerwca 2017	Podpisanie porozumienia z PFR w sprawie potencjalnej współpracy przy realizacji projektu budowy bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III oraz rozwiązanie umowy inwestycyjnej dotyczącej bloku gazowo-parowego w Elektrowni Łagisza
5 lipca 2017	Emisja 10-letnich euroobligacji i nadanie im przez Fitch ratingu na poziomie "BBB" 
6 września 2017	Podpisanie umowy z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w sprawie ustanowienia programu emisji 12-letnich obligacji hybrydowych o wartości 400 mln zł
21 grudnia 2017	Potwierdzenie przez Fitch ratingów w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie "BBB" z perspektywą stabilną
8 marca 2018	Pozyskanie nowego finansowania na dokończenie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli
9 marca 2018	Wydłużenie okresu dostępności środków finansowych i zwiększenie kwot finansowania w ramach Programu Emisji Obligacji

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



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



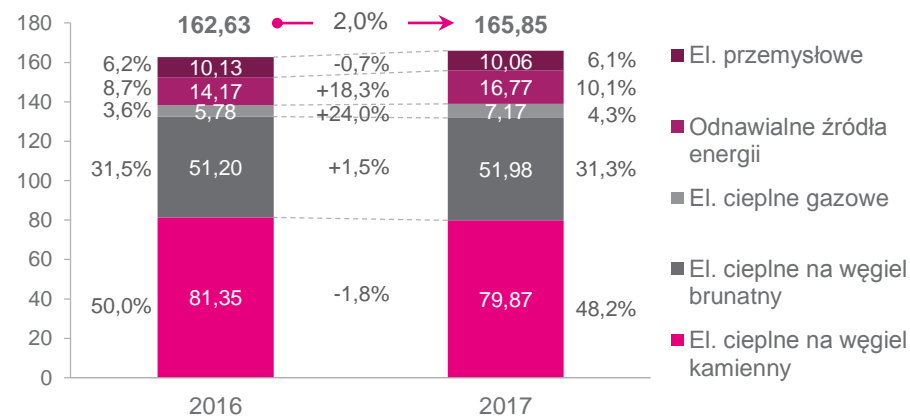
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	Średnia cena [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	165,96	65 069
Y-19	169,54	7 735
Y-20	173,45	668

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

- 2012 r.: 201,36 zł/MWh
- 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.: 163,67 zł/MWh* estymacja

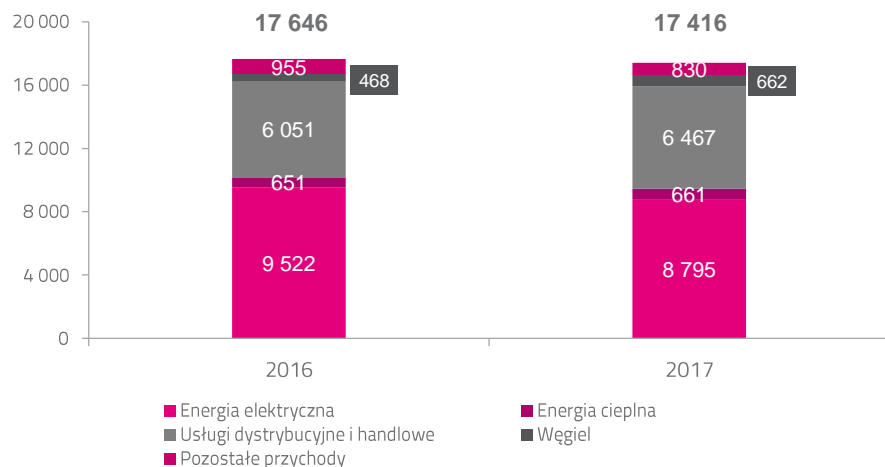
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce*** [TWh]



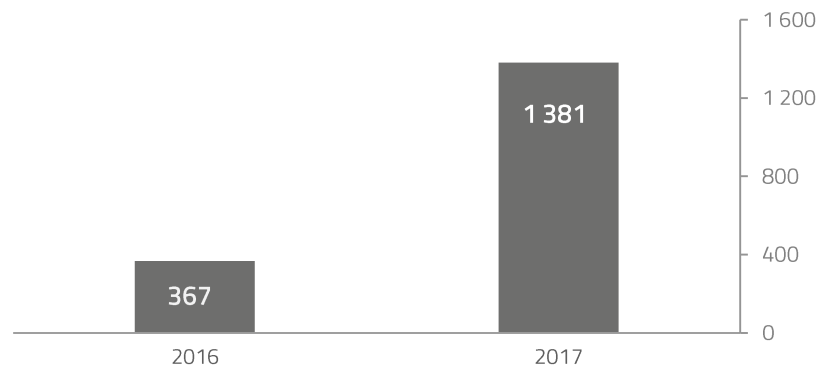
Podstawowe dane finansowe za 2017 r.



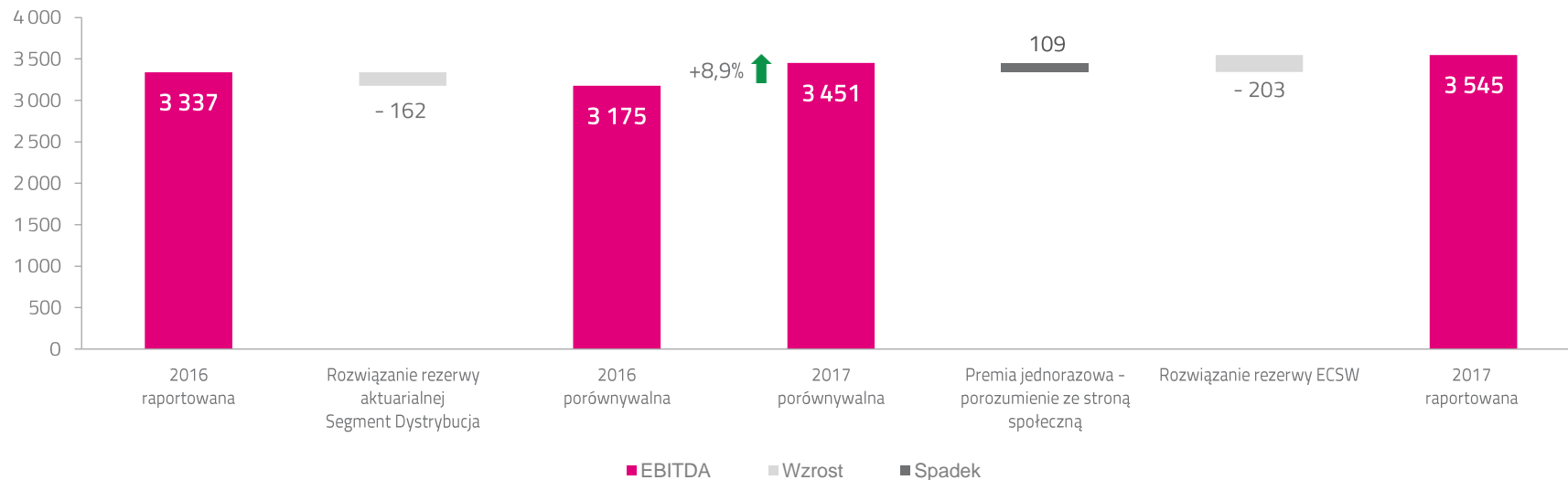
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



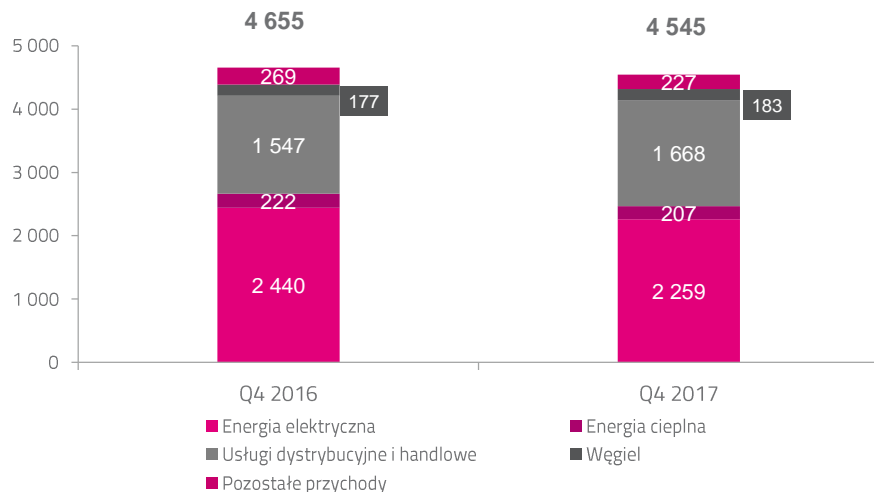
EBITDA 2017 vs 2016 [mln zł]



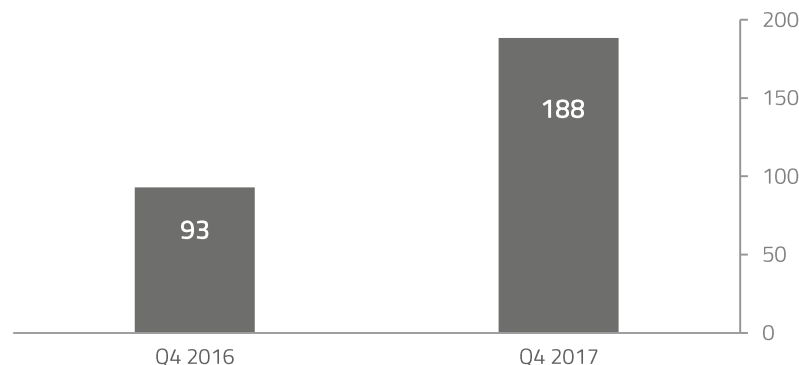
Podstawowe dane finansowe za IV kwartał 2017 r.



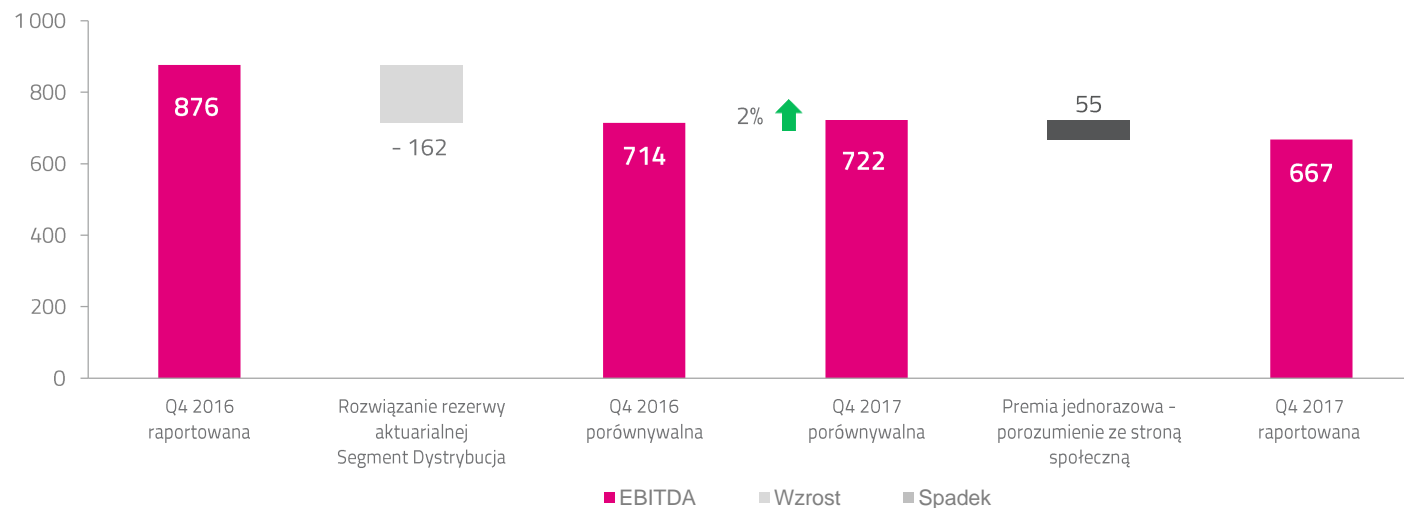
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

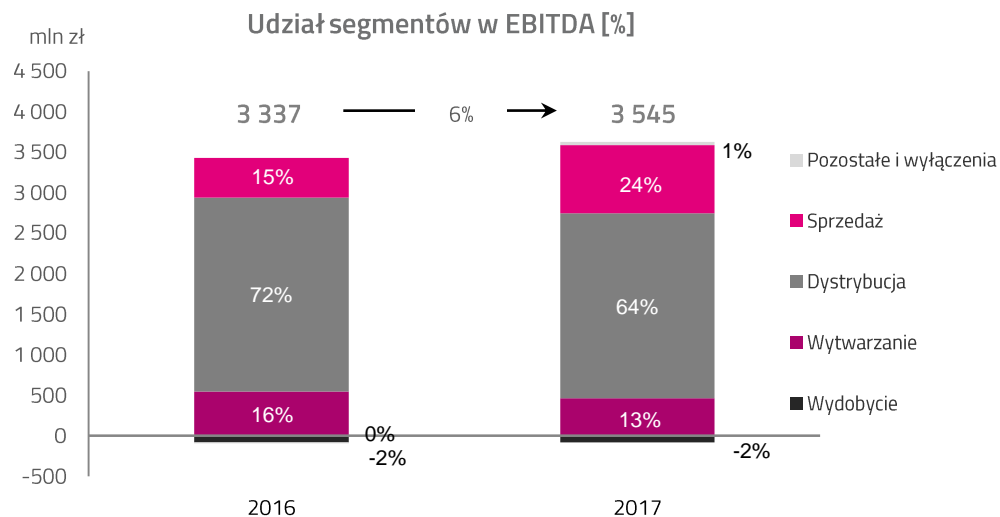


EBITDA Q4 2017 vs Q4 2016 [mln zł]



Wyniki kluczowych segmentów za 2017 r.

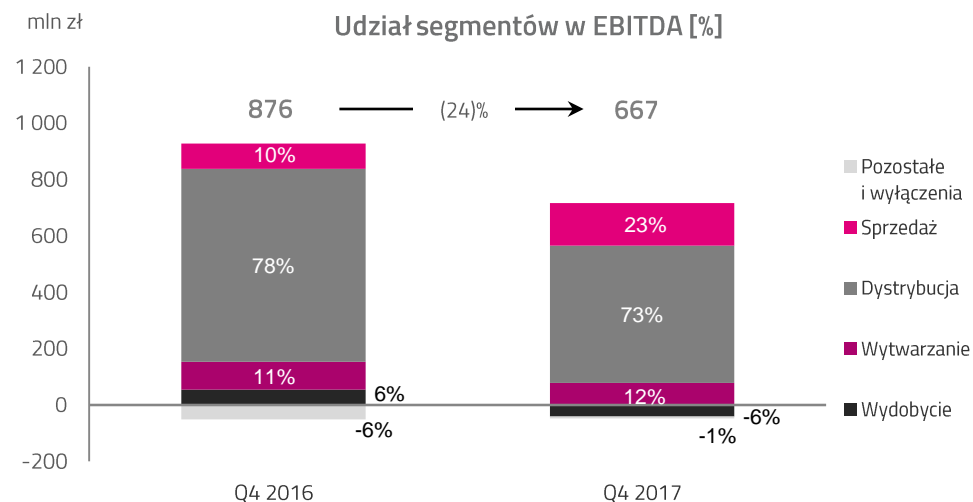
[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	1 541	4 528	6 720	13 568	(8 942)
EBITDA	(83)	464	2 283	841	40
EBIT	(211)	17	1 211	832	(42)
CAPEX	166	1 516	1 693	1	98



* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

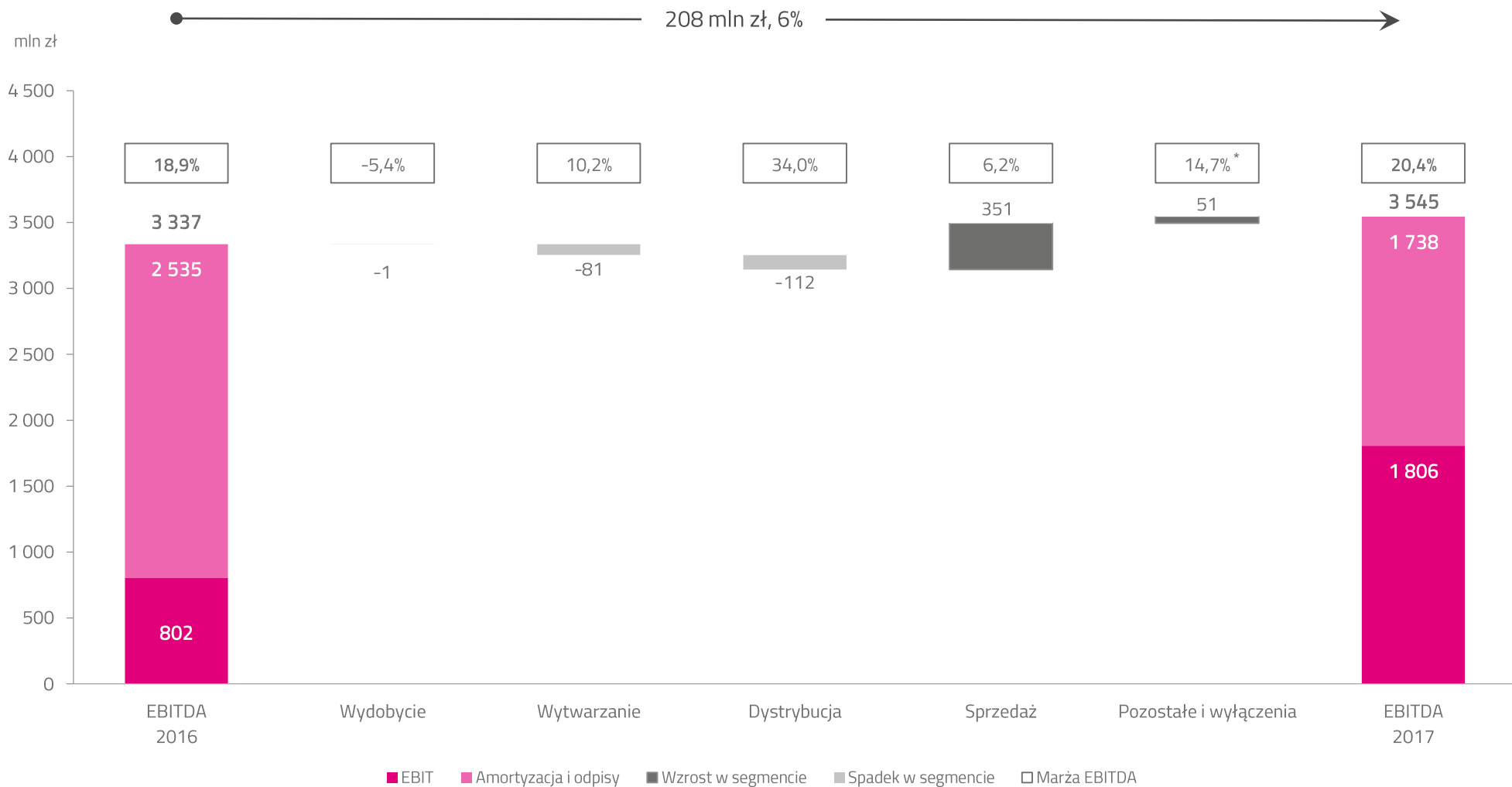
Wyniki kluczowych segmentów za IV kwartał 2017 r.

[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	423	1 204	1 733	3 761	(2 576)
EBITDA	(41)	78	488	150	(7)
EBIT	(76)	(28)	212	148	(30)
CAPEX	77	394	720	0,02	65



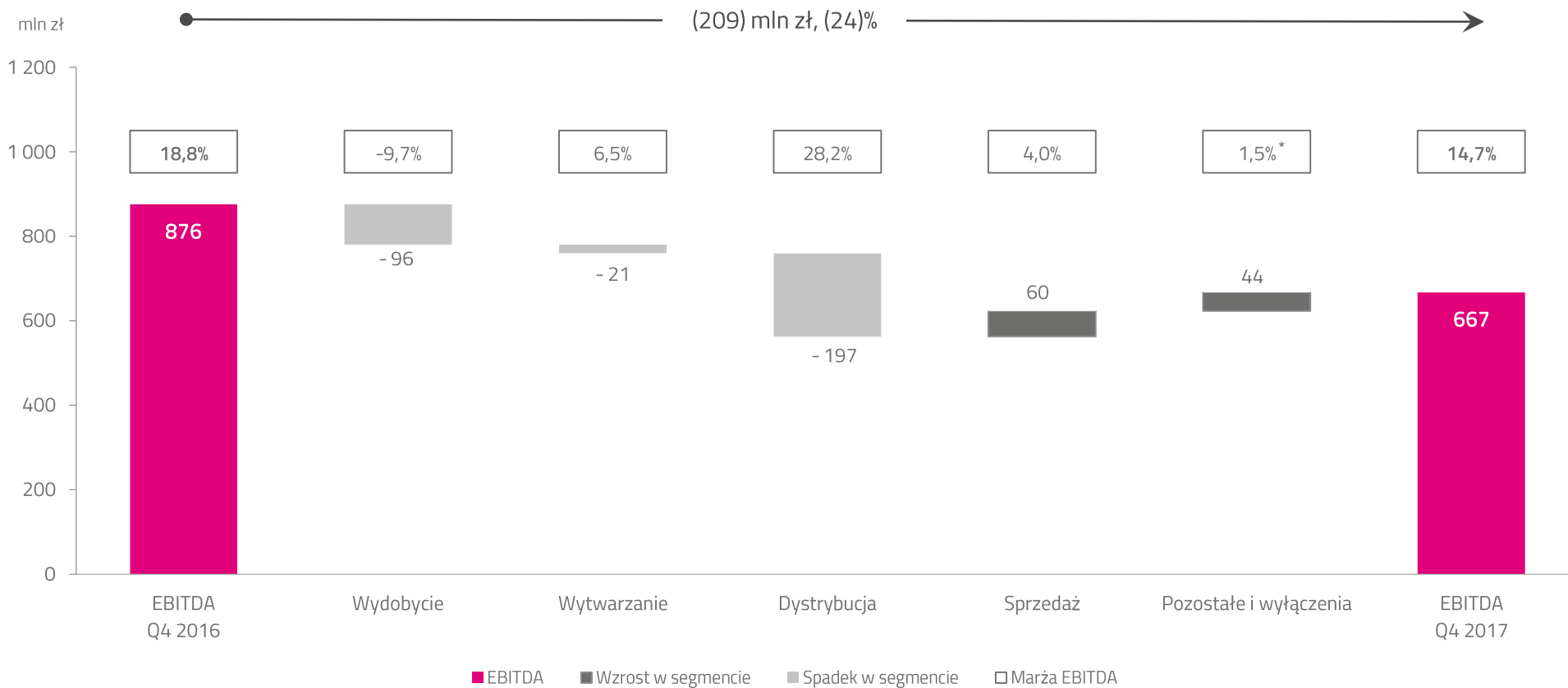
* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

EBITDA za 2017 r.



*Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

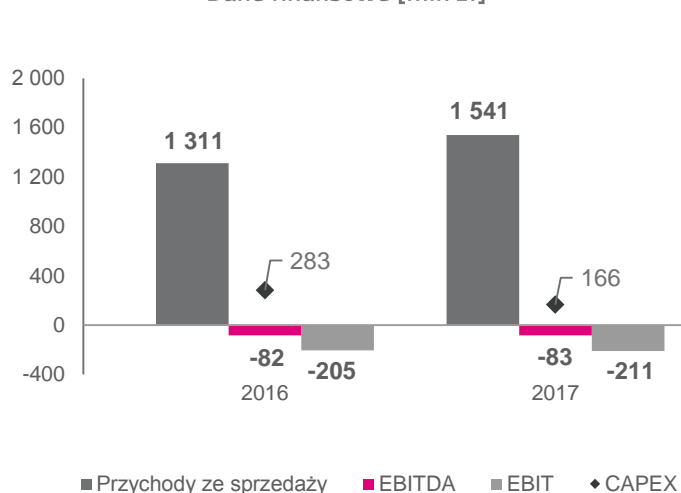
EBITDA za IV kwartał 2017 r.



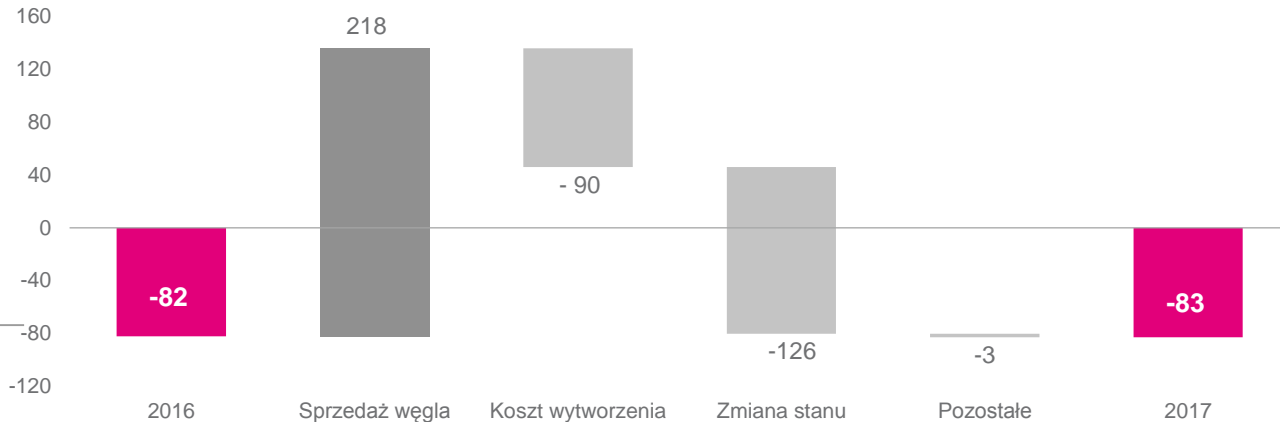
*Marża EBITDA segmentu Pozostałe

Segment Wydobycie – 2017 r.

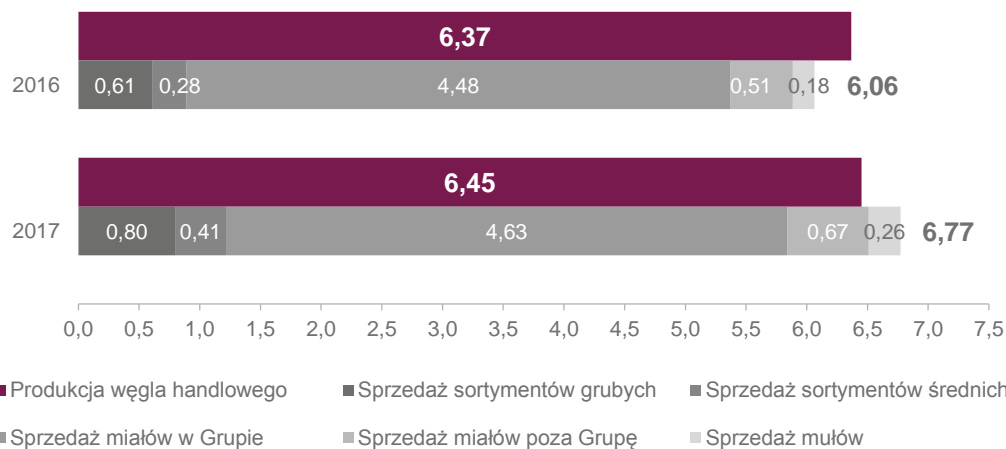
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Wzrost wolumenu sprzedaży o 11,7%



Realizacja produkcji na poziomie roku 2016



Wyższy o 7,4% mining cash cost* z 190 zł/Mg do 204 zł/Mg



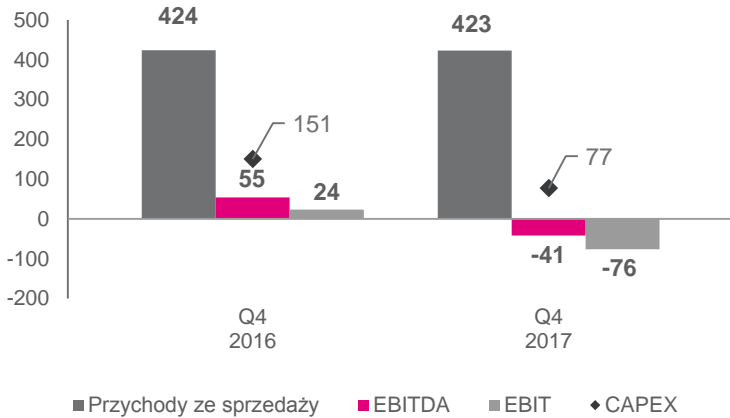
Niższe zatrudnienie (przeciętnie o 220 etatów)



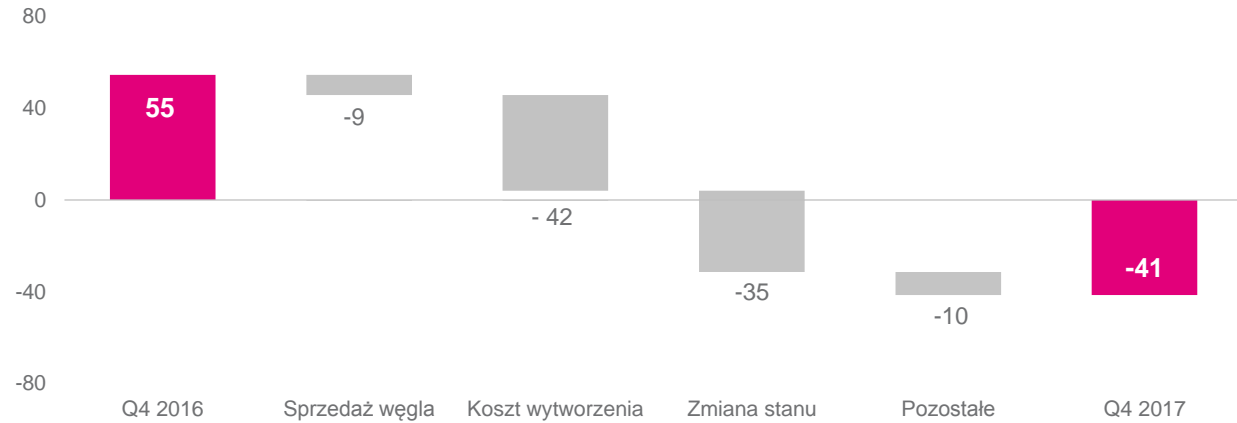
* Suma wszystkich kosztów bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów nie mających trwałego wpływu na przepływy Spółki

Segment Wydobycie – IV kwartał 2017 r.

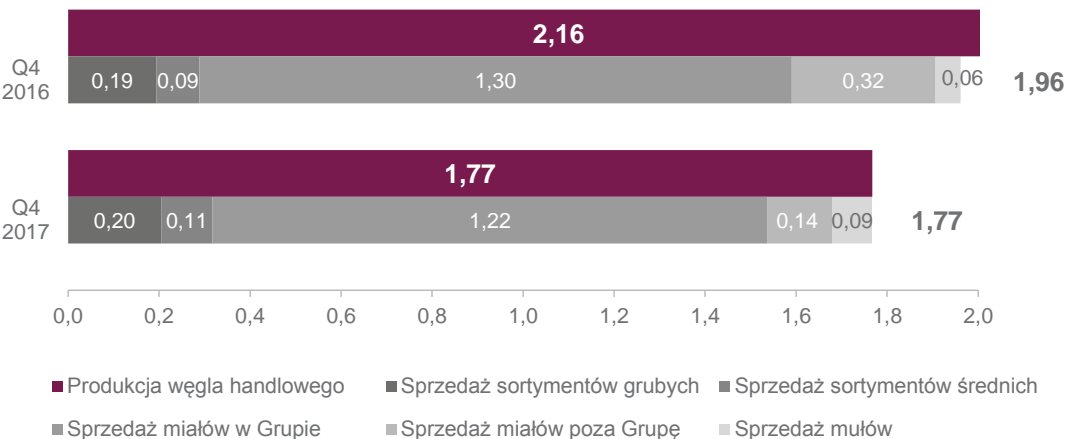
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Spadek wolumenu produkcji o 18,1%



Spadek wolumenu sprzedaży o 9,7%



Wyższy o 33,3% mining cash cost* z 189 zł/Mg do 252 zł/Mg



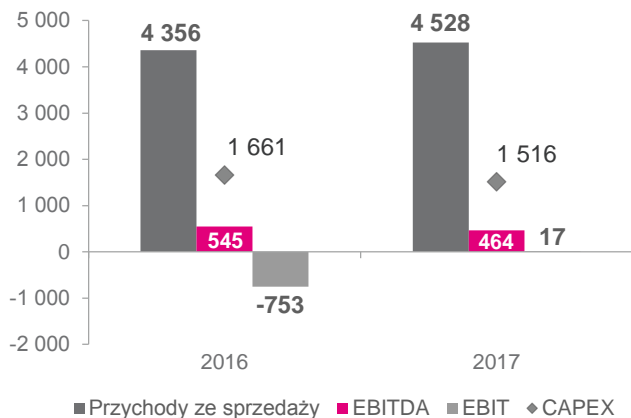
Niższe zatrudnienie (przeciętnie o 148 etatów)



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

Segment Wytwarzanie – 2017 r.

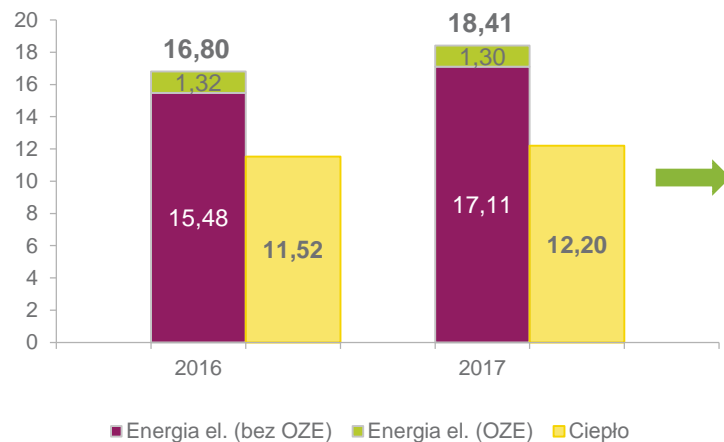
Dane finansowe [mln zł]



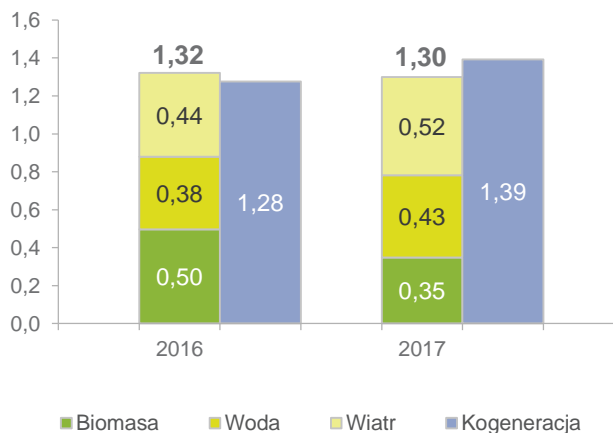
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



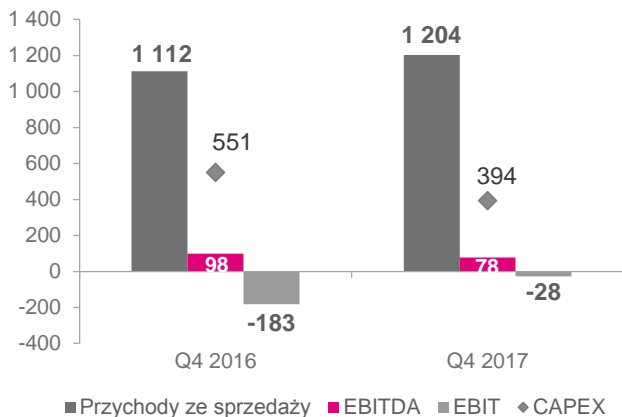
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



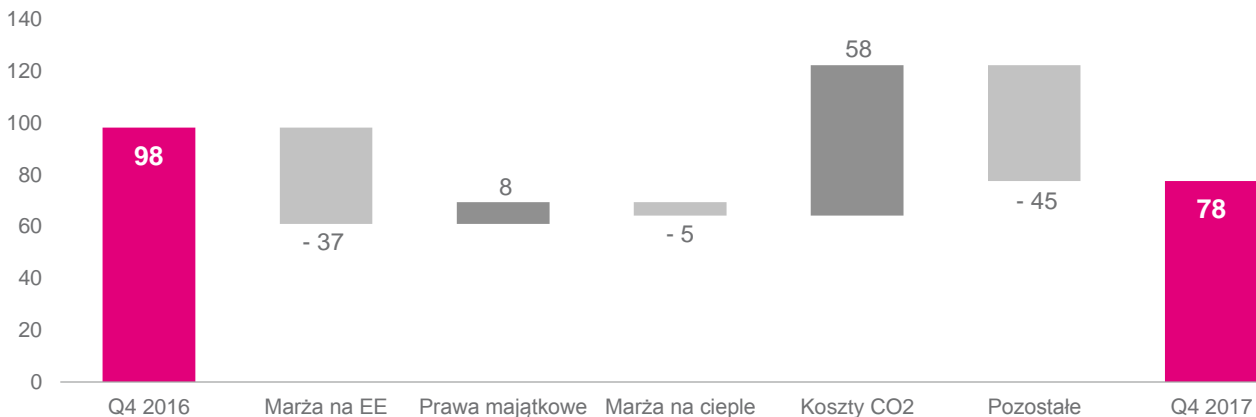
- Wzrost wolumenu sprzedaży energii i ciepła ✓
- Spadek cen CO2 ✓
- Spadek cen energii elektrycznej i PM OZE -
- Wyższe koszty podatku od nieruchomości farm wiatrowych, PDO i premii pracowniczych -

Segment Wytwarzanie – IV kwartał 2017 r.

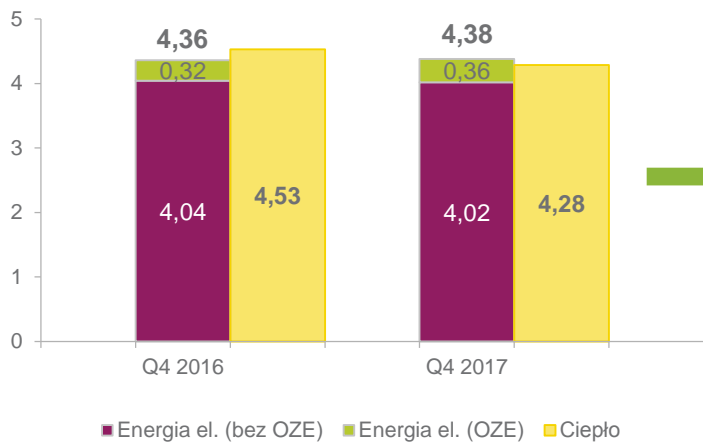
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



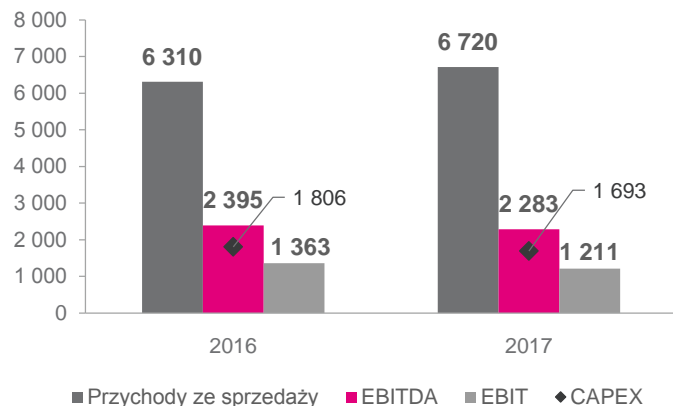
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



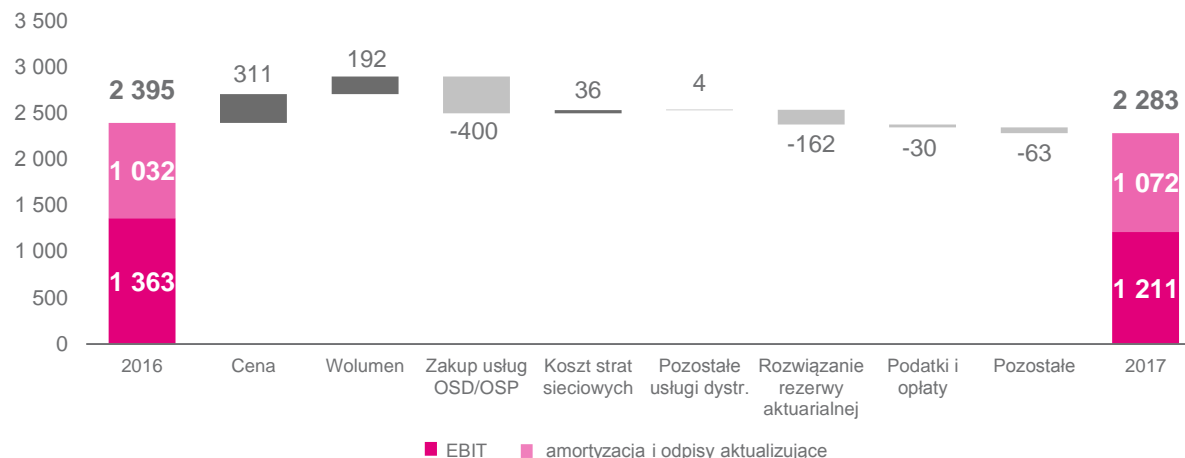
- Wzrost wolumenu sprzedaży energii ✓
- Spadek cen CO2 ✓
- Spadek cen energii elektrycznej -
- Wyższe koszty remontów jednostek wytwórczych i podatku od nieruchomości farm wiatrowych, PDO i premii pracowniczych -

Segment Dystrybucja – 2017 r.

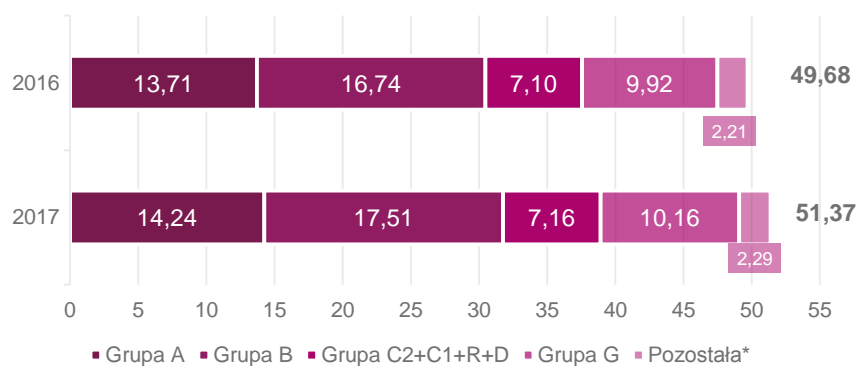
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



Wzrost zatwierdzonej taryfy o 7,2 zł/MWh (6%) ✓

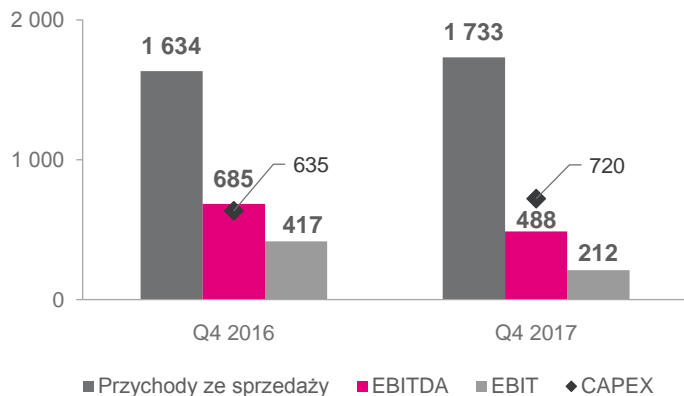
Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 1 691 GWh (3%), w efekcie korzystnej koniunktury i ograniczenia własnej generacji przez odbiorców ✓

Wzrost o 69% opłaty przejściowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych oraz opłaty OZE (-92 mln zł - brak w I półr. 2016 r.) -

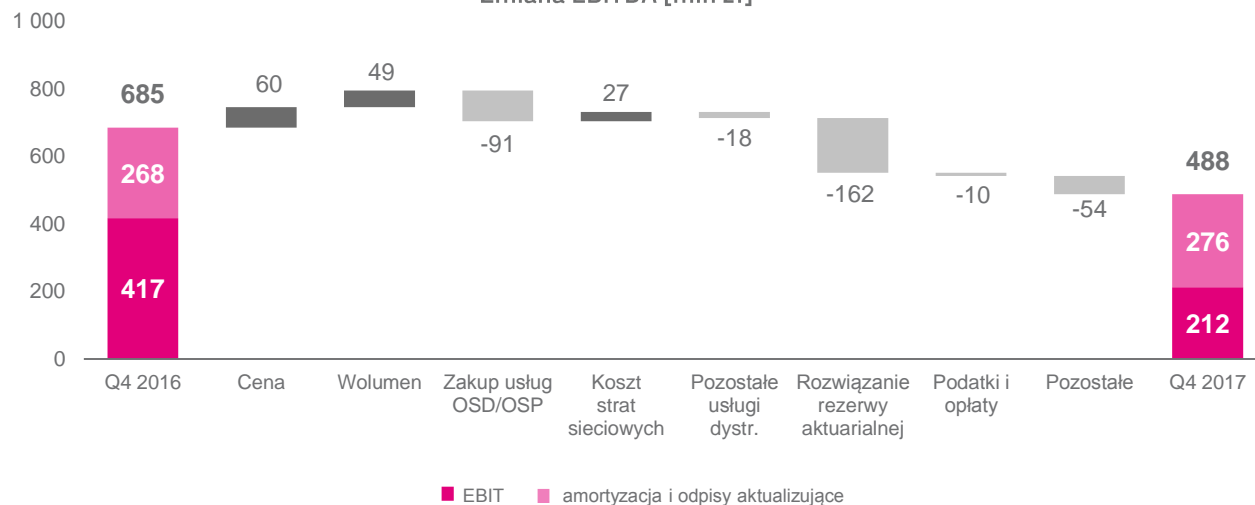
Rozwiązanie w 2016 r. rezerwy aktuarialnej w kwocie 162 mln zł ✓

Segment Dystrybucja – IV kwartał 2017 r.

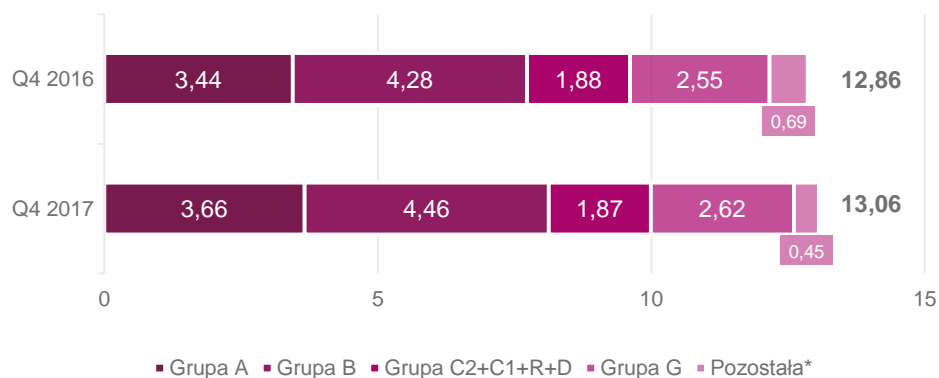
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



Wzrost zatwierdzonej taryfy o 7,2 zł/MWh (6%) ✓

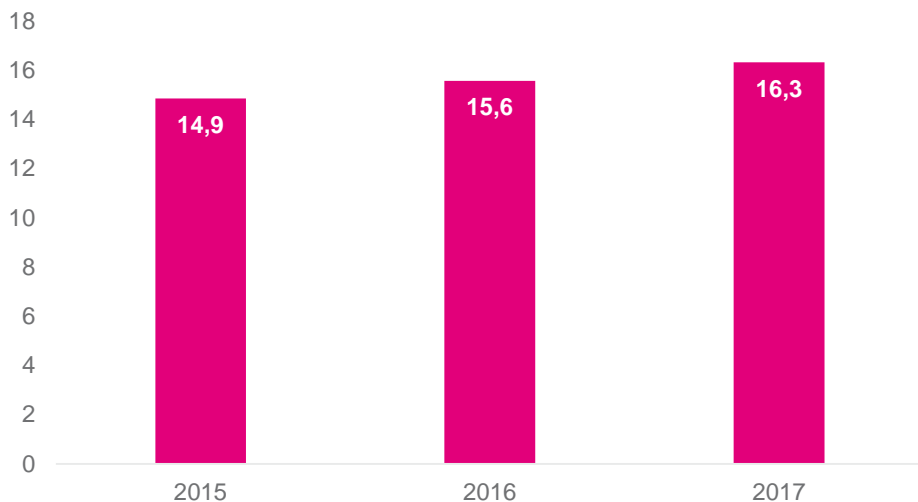
Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 205 GWh (1,6%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB (gr B -sieć sN) oraz w wyniku ograniczenia generacji własnej (gr A -sieć WN) ✓

Wzrost opłaty przejściowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych, jakościowej oraz opłaty OZE -

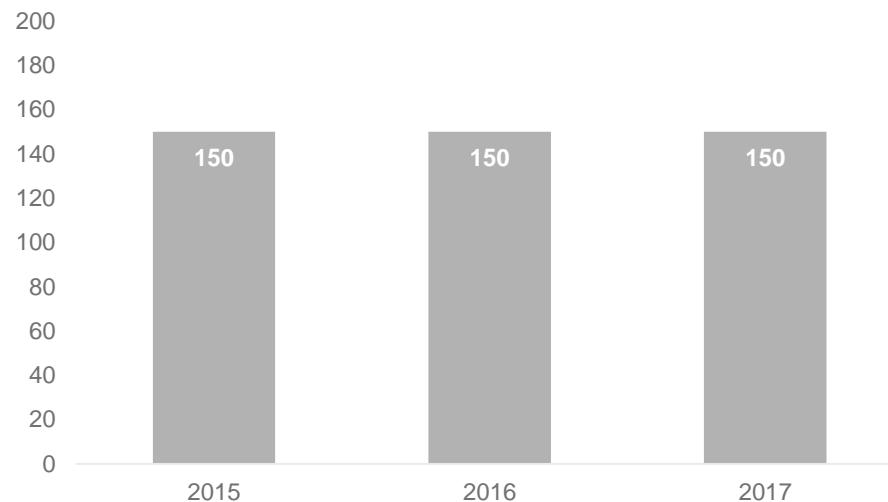
Spadek przychodów z opłat przyłączeniowych i usuwania kolizji w wyniku późniejszych niż zakładano realizacji części inwestycji -

Segment Dystrybucja – kluczowe parametry

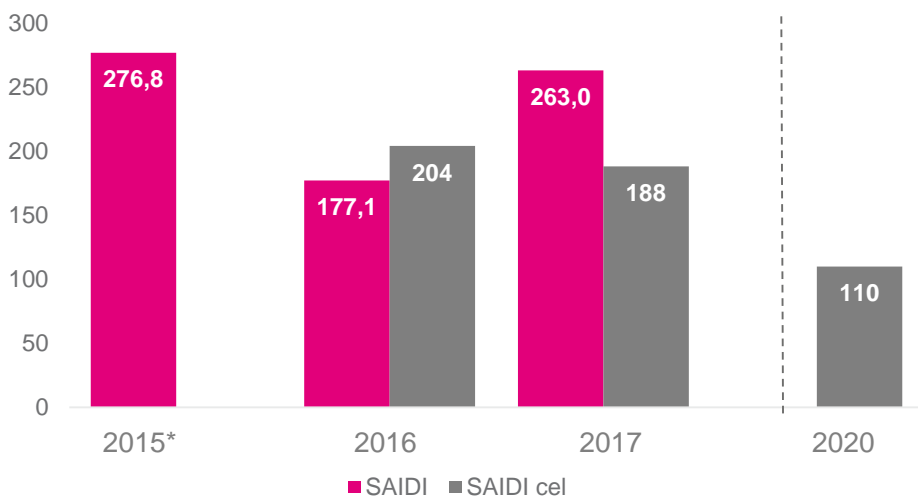
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



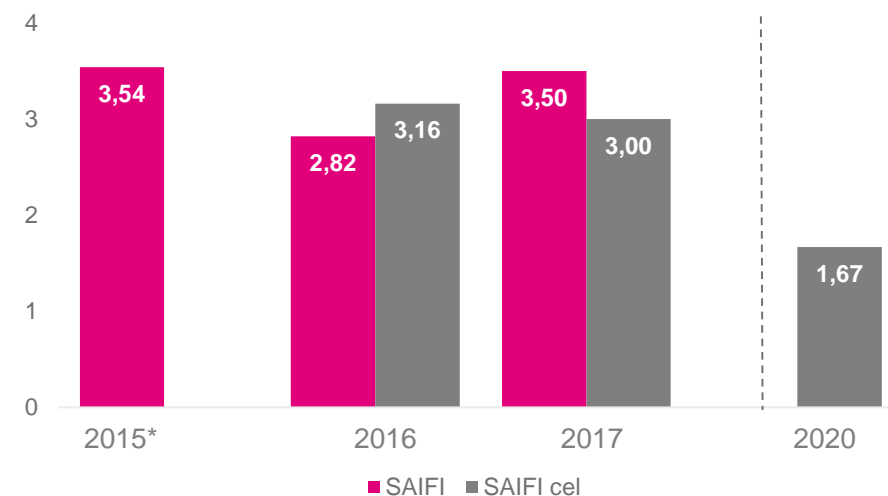
Czas przyłączenia odbiorców [dni]



SAIDI [min]



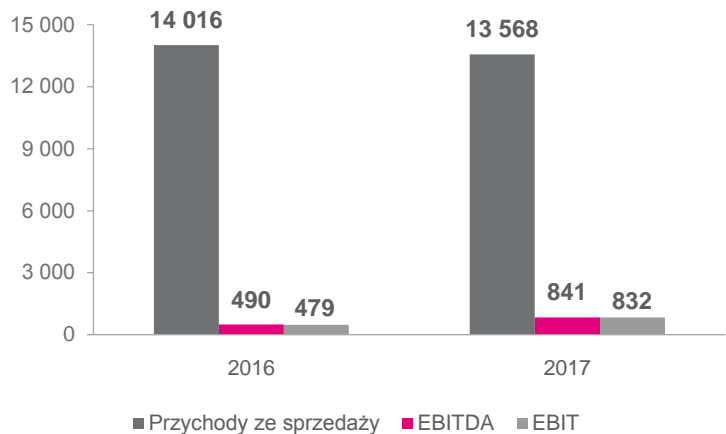
SAIFI [szt.]



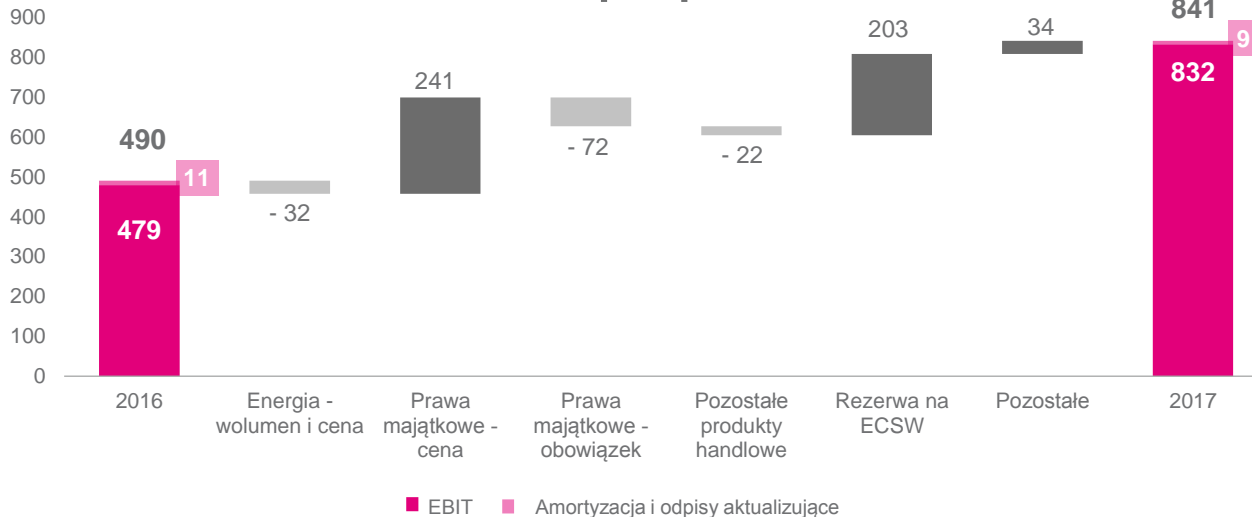
* W 2015 r. zastosowano podejście do wyznaczenia wskaźników inne niż w regulacji jakościowej – uwzględniane były wówczas przerwy zasilania w sieci dystrybucyjnej nN

Segment Sprzedaż – 2017 r.

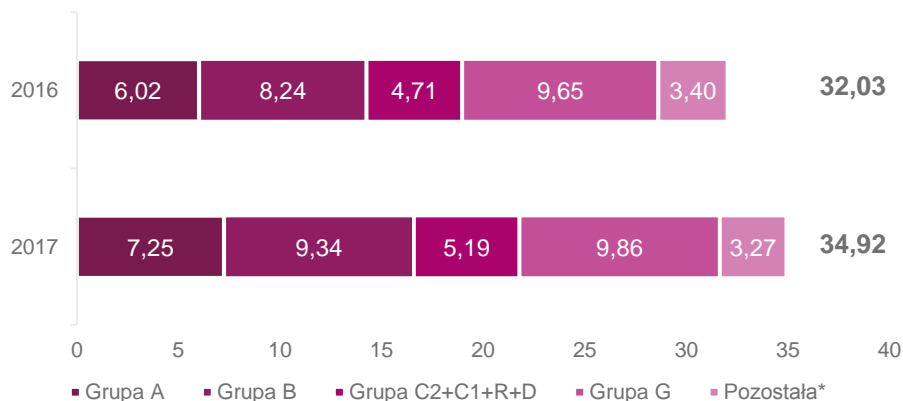
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



Wzrost wolumenu sprzedaży w segmencie biznesowym



Wzrost obowiązku umorzenia PM: dla PM OZE z 15% do 15,4% (H1) oraz z 14,35% do 15,4% (H2), PMGM z 6% do 7% oraz PMMET z 1,5% do 1,8% oraz spadek dla PM OZE-BIO 0,65% (H1) oraz 0,65% do 0,6 (H2),



Spadek rynkowych cen zakupu praw majątkowych pod umorzenie (głównie PM OZE)



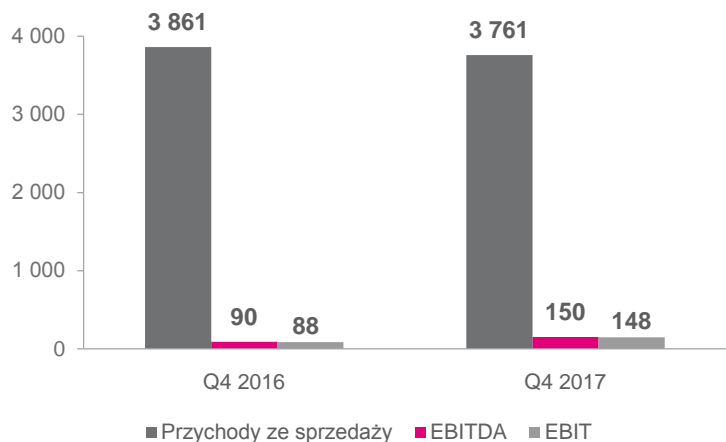
Dodatni efekt w 2017 r. w związku z rozwiązaniem rezerwy dotyczącej projektu budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli



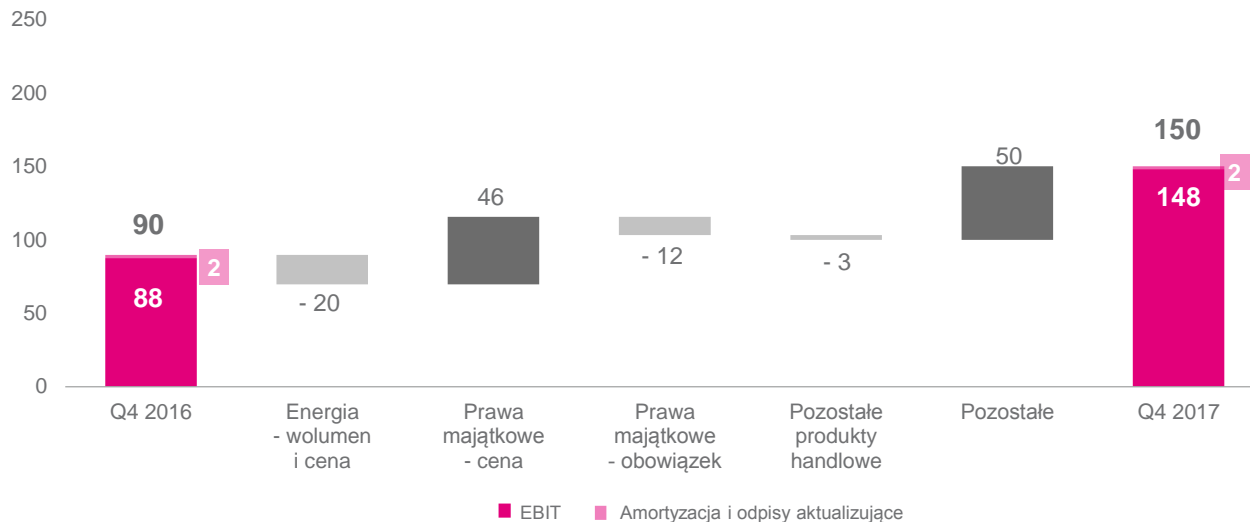
*Uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Segment Sprzedaż – IV kwartał 2017 r.

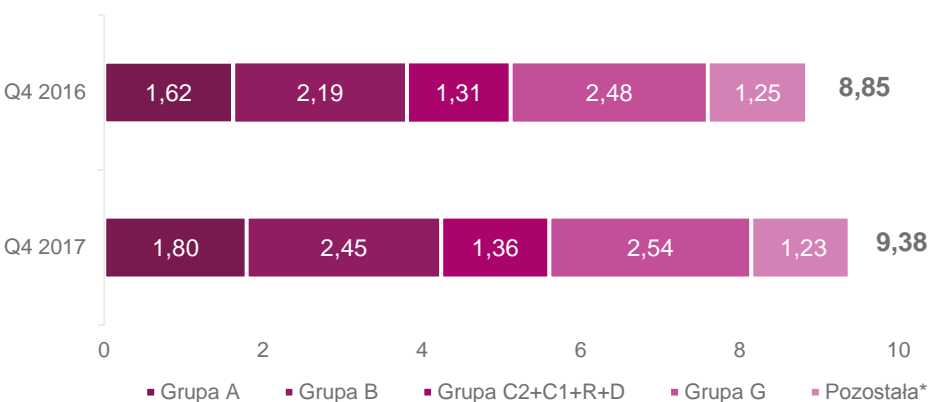
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



Wzrost wolumenu sprzedaży w segmencie biznesowym



Zmiana obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 14,35% do 15,4%, dla PM OZE-BIO z 0,65% do 0,6%, dla PMGM z 6% do 7% oraz PMMET z 1,5% do 1,8%



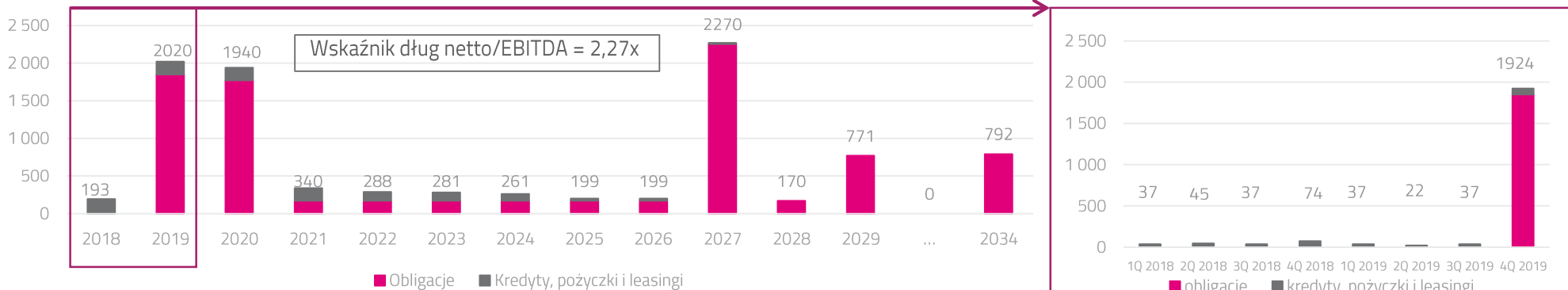
Spadek rynkowych cen zakupu PM OZE pod umorzenie oraz wypowiedzenie umów długoterminowych PMOZE



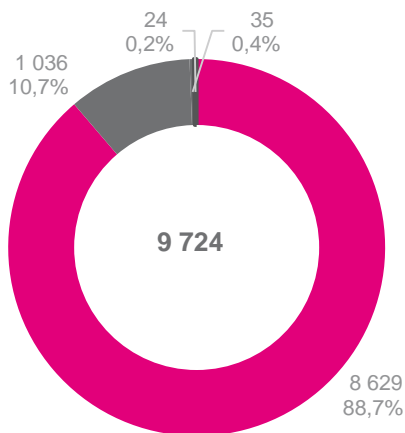
*Uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON wg stanu na dzień 31.12.2017 r. [mln zł]

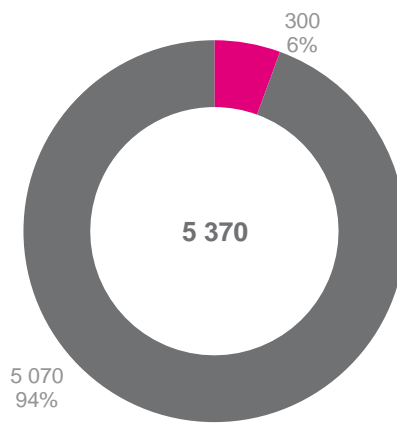


Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na 31.12.2017 r. [mln zł]



■ Obligacje ■ Kredyty EBI ■ Pożyczki z NFOŚiGW / WFOŚiGW ■ Leasingi

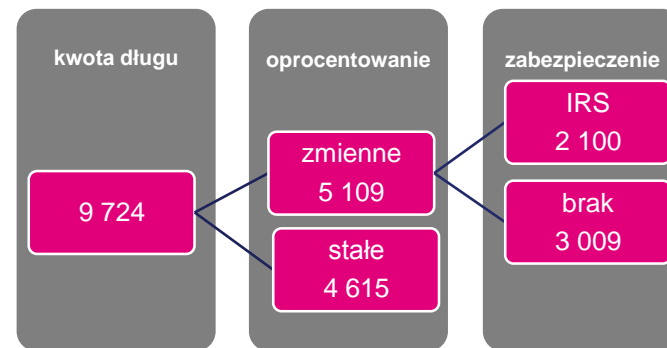
Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 31.12.2017 r. [mln zł]



■ Cash pool ■ Programy emisji obligacji

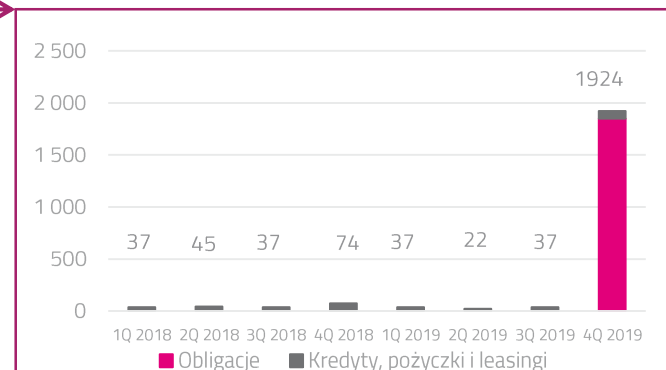
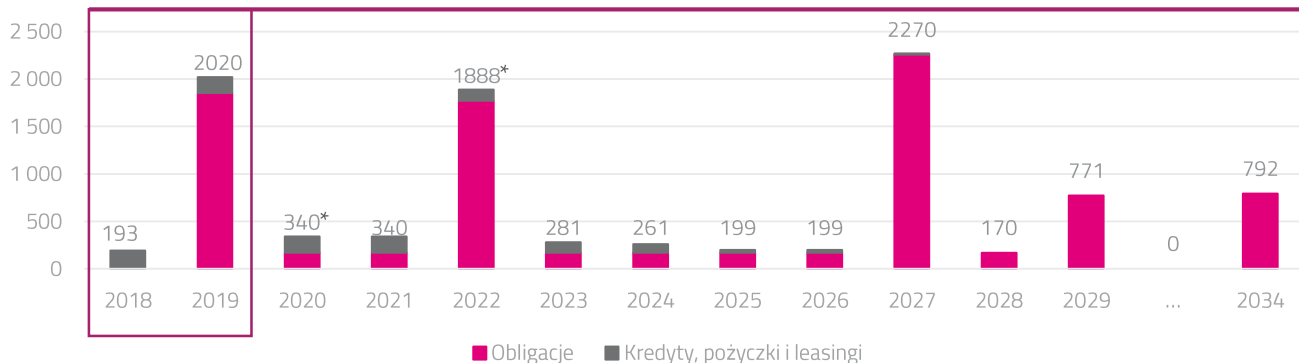
- Zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu obligacji, kredytów, pożyczek oraz leasingu) na 31.12.2017 r. wynosi: 9 724 mln zł
- Średnioważona zapadalność długu wg stanu na 31.12.2017 r. wynosi 81 miesięcy
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 37% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania [mln zł]



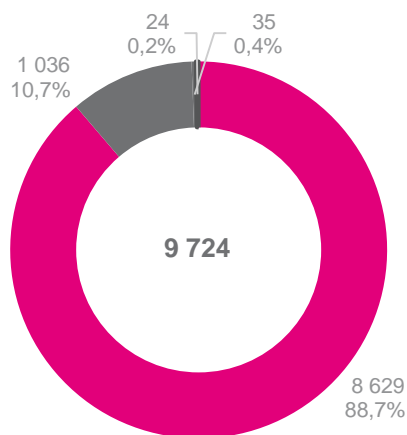
Zadłużenie i finansowanie z uwzględnieniem prolongaty Programu Emisji Obligacji

Zapadalność długu Grupy TAURON wg stanu na dzień 31.12.2017 r. [mln zł]

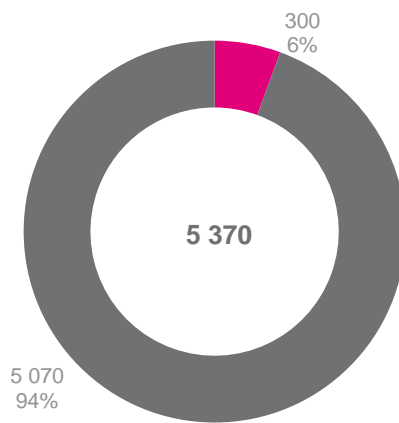


* Przy założeniu rolowania obligacji wyemitowanych w ramach Programu Emisji Obligacji (termin wykupu zgodnie z warunkami emisji to 2020 r., rolowanie do końca terminu dostępności środków, tj. do 2022 r.)

Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na 31.12.2017 r. [mln zł]

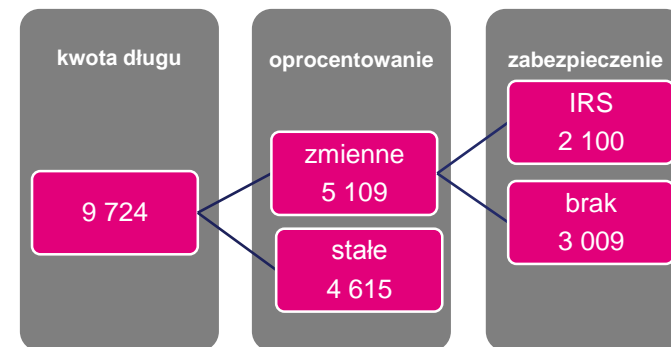


Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 31.12.2017 r. [mln zł]



- Zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu obligacji, kredytów, pożyczek oraz leasingu) na 31.12.2017 r. wynosi: 9 724 mln zł
- Średnioważona zapadalność długu wg stanu na 31.12.2017 r. wynosi 85 miesięcy (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

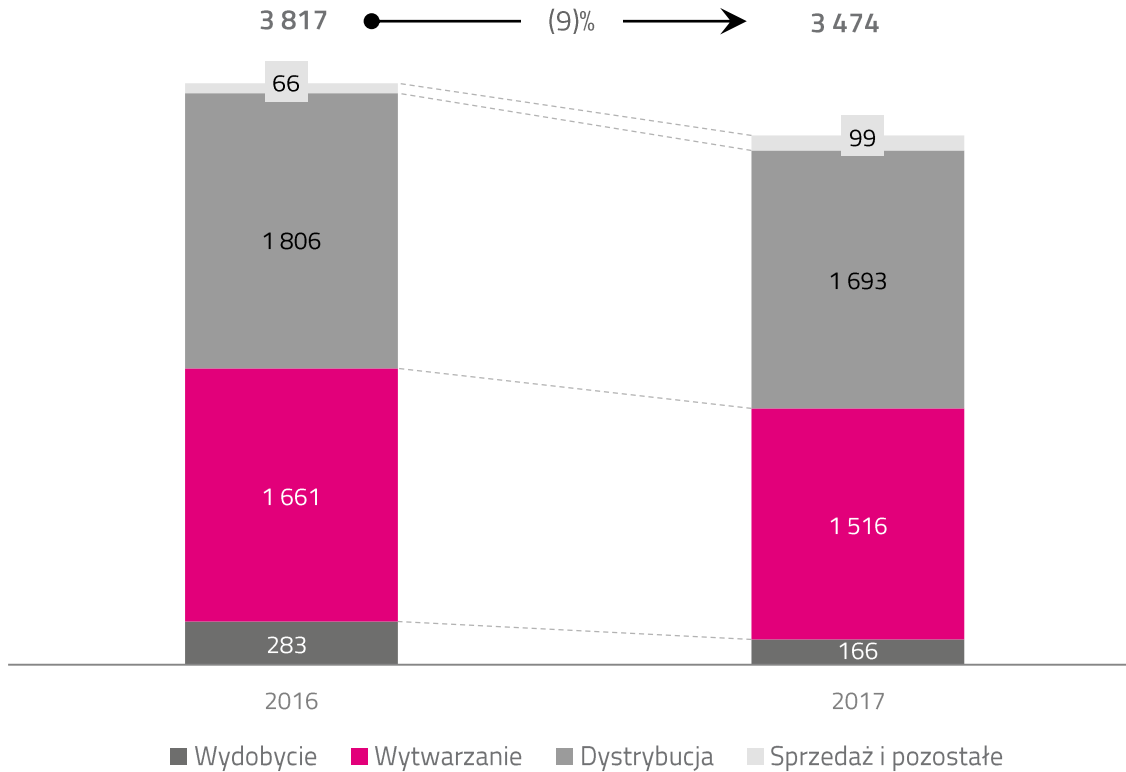
■ Cash pool ■ Programy emisji obligacji

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	-	54	2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	2019
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	54	2020
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	20	2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	26	2025

CAPEX – podział na segmenty

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



Główne inwestycje realizowane w 2017 r.:

Wydobycie:

- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (41 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (13 mln zł)
- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (38 mln zł)





Wytwarzanie:

- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (1 278 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty Remontowe w TAURON Wytwarzanie (77 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczej (16 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (17 mln zł)






Dystrybucja:

- Budowa nowych przyłączy (610 mln zł)
- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (865 mln zł)

Program Poprawy Efektywności

Segment	Efekty finansowe zrealizowane w latach: 2016–2017	Efekty finansowe zaplanowane na lata 2016–2018	% realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	147 mln zł	255 mln zł	 58	<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)	426 mln zł	367 mln zł	 116	<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	357 mln zł	390 mln zł	 92	<ul style="list-style-type: none"> Reorganizacja i restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie kosztów utrzymania majątku Poprawa efektywności zakupów Reorganizacja usług magazynowych Sprzedaż zbędnych nieruchomości
Pozostałe	162 mln zł	291 mln zł	 56	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie zakresu usług IT Ograniczenie kosztów obsługi klienta, kosztów administracyjnych Optymalizacja kosztów działań promocyjnych, sponsoringowych
Razem	1 091 mln zł	1 303 mln zł	84	

W latach 2016-2017 dzięki Programowi Dobrowolnych Odejść realizowanemu w ramach Programu Poprawy Efektywności zatrudnienie w Grupie TAURON zmniejszyło się o 1 018 etatów. Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach

Segment	Efekty finansowe zrealizowane w roku 2017 r.	Efekty finansowe zaplanowane na lata 2017-2020	% realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	38 mln zł	151 mln zł	 25	<ul style="list-style-type: none"> Wzbogacanie trójproduktowe Rozbudowa paczkowania węgla Optymalizacja nakładów inwestycyjnych Optymalizacja kosztów wytworzenia
Wytwarzanie (w tym OZE i Ciepło)	314 mln zł	1 348 mln zł	 23	<ul style="list-style-type: none"> Zwiększenie marży na sprzedaży energii elektrycznej Rozwój rynku i Program Likwidacji Niskiej Emisji Optymalizacja majątku produkcyjnego oraz sprzedaż zbędnych aktywów nieprodukcyjnych Ograniczenie kosztów i nakładów inwestycyjnych i remontowych Optymalizacja zatrudnienia
Dystrybucja	103 mln zł	336 mln zł	 31	<ul style="list-style-type: none"> Ograniczenie nakładów inwestycyjnych Realizacja Programu Jedna Dystrybucja
Sprzedaż	53 mln zł	111 mln zł	 47	<ul style="list-style-type: none"> Wzrost potencjału sprzedażowego Wzmocnienie ekspansji i optymalizacja marż Standaryzacja i poprawa efektywności kosztowej procesów posprzedażowych Rozwój produktów i kanałów kontaktu
NB Łągisza	428 mln zł	1 468 mln zł	 29	<ul style="list-style-type: none"> Wstrzymanie projektu w El. Łągisza
Razem	937 mln zł	3 414 mln zł	27	

W Strategii Grupy TAURON, z tytułu realizacji Inicjatyw Strategicznych w roku 2017, zaplanowano efekty finansowe w wysokości 0,7 mld zł. W 2017 r. zrealizowano 133% tego planu

Segment	Perspektywa EBITDA 2018 w stosunku do 2017	Podstawowe czynniki
Dystrybucja	nieznaczny wzrost	<ul style="list-style-type: none"> Wzrost WRA w 2018 r. o 621 mln zł, do kwoty 16,9 mld zł. Szacowany wpływ na EBITDA: segmentu +36 mln zł WACC na poziomie 6,015% (5,633% w 2017 r.). Szacowany wpływ na EBITDA segmentu: +82 mln zł Wzrost wolumenu dostarczanej energii Kontynuacja programu poprawy efektywności
Sprzedaż	spadek	<ul style="list-style-type: none"> Nieznaczny spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców końcowych Rosnąca cena zakupu energii skutkująca spadkiem marży na sprzedaży energii Brak pozytywnego wpływu zdarzenia jednorazowego w postaci rozwiązania w 2017 r. rezerwy na projekt gazowo-parowy w Stalowej Woli w wysokości 203 mln zł
Wytwarzanie	spadek	<ul style="list-style-type: none"> Kilkunastoprocentowy wzrost cen węgla r/r Wyższe ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz niższa alokacja uprawnień nieodpłatnych (0,4 mln w 2018 r. vs 2,2 mln w 2017 r.) Kontynuacja Programu Poprawy Efektywności
Wydobycie	stabilnie z możliwością wzrostu	<ul style="list-style-type: none"> Wolumen produkcji węgla handlowego na poziomie zbliżonym do osiągniętego w 2017 r. Znaczący wzrost kosztów usług obcych, materiałów, maszyn i urządzeń górniczych Wyższa o ok. 10 proc. średnia cena sprzedaży węgla Kontynuacja Programu Poprawy Efektywności
CAPEX i zadłużenie	wzrost	<ul style="list-style-type: none"> Wzrost capexu na skutek realizowanego projektu 910 MW w El. Jaworzno III oraz wyższych nakładów w segmencie Dystrybucja – planowany capex Grupy w 2018 r. > 4 mld zł Wzrost poziomu zadłużenia, przy utrzymaniu wskaźnika dług netto/EBITDA poniżej 3,0x

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

Katarzyna Heinz

katarzyna.heinz@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 38

Mirosław Szczygielski

miroslaw.szczygielski@tauron.pl

tel. + 48 516 112 858

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 Kliszcz
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
UBS Investment Research	Michał Potyra Patrick Hummel Tomasz Walkowicz
WOOD & Company	Bram Buring
Dom Maklerski BOŚ	Jakub Viscardi
Exane BNP Paribas	Michael Harleaux

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2016 r.		2017 r.		2017/2016	
	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	165,88	191 342	160,10	104 921	-3,5%	-45,2%
Forward PEAK (Y+Q+M)	210,27	23 414	208,87	11 417	-0,7%	-51,2%
Forward (średnia ważona)	170,72	214 756	164,88	116 338	-3,4%	-45,8%
SPOT (TGE)	160,64	27 590	158,14	25 210	-1,6%	-8,6%
Średnia ważona razem	169,58	242 346	163,68	141 548	-3,5%	-41,6%

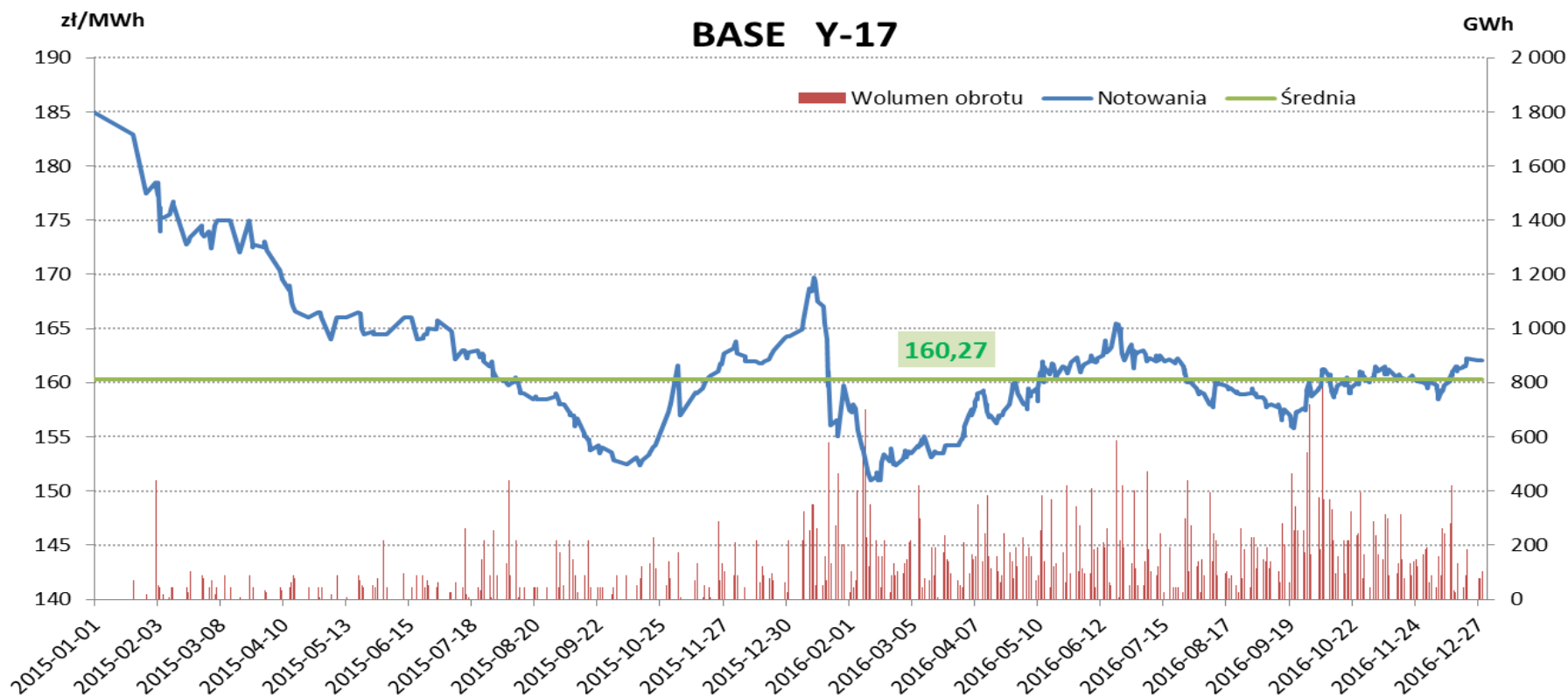
Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia ważona w 2017 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		do IX 2017 r.	od X 2017 r.
OZE (PMOZE_A)	38,83	300,03 (15,4%)	92,03 (15,4%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	333,89	300,03 (0,6%)	300,03 (0,6%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2017)	9,72	10,00 (23,2%)	10,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2017)	116,48	120,00 (7,0%)	120,00 (7,0%)
Kogeneracja z metanu (PMMET-2017)	54,88	56,00 (1,8%)	56,00 (1,8%)

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUA/t)	
Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja luty 2018r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2017 r.	5,83 EUR/t
Średnia w 2018 r.	9,23 EUR/t
Średnia w 2019 r.	11,18 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2018 r. (**aktualizacja luty 2018 r.)	8,75 – 9,50 EUR/t

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

** Średnia cena notowań w 2017 r.

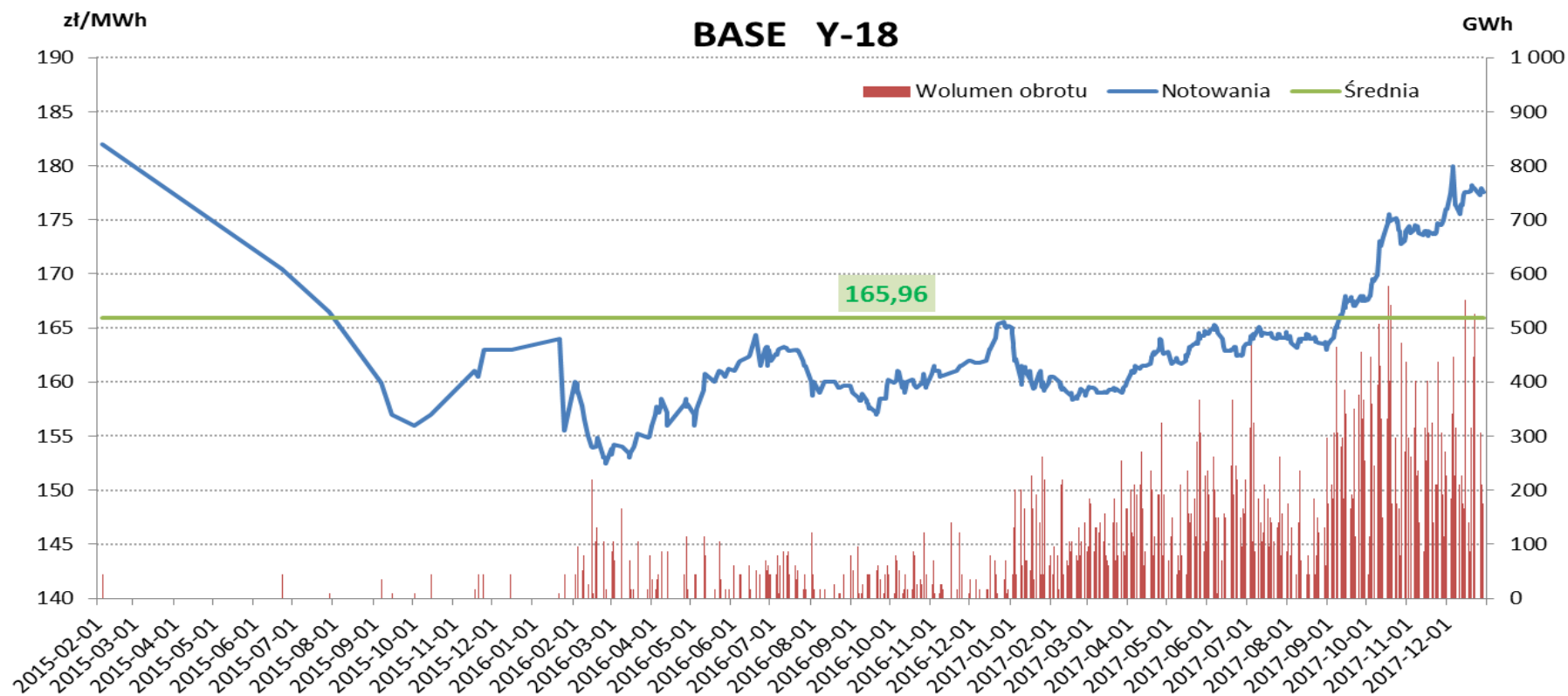
Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		160,27	76 729
w tym	na TGE	159,77	51 535
	poza TGE	161,29	25 194

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2017 r.: 164,83 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2017 r.: 84 473 GWh

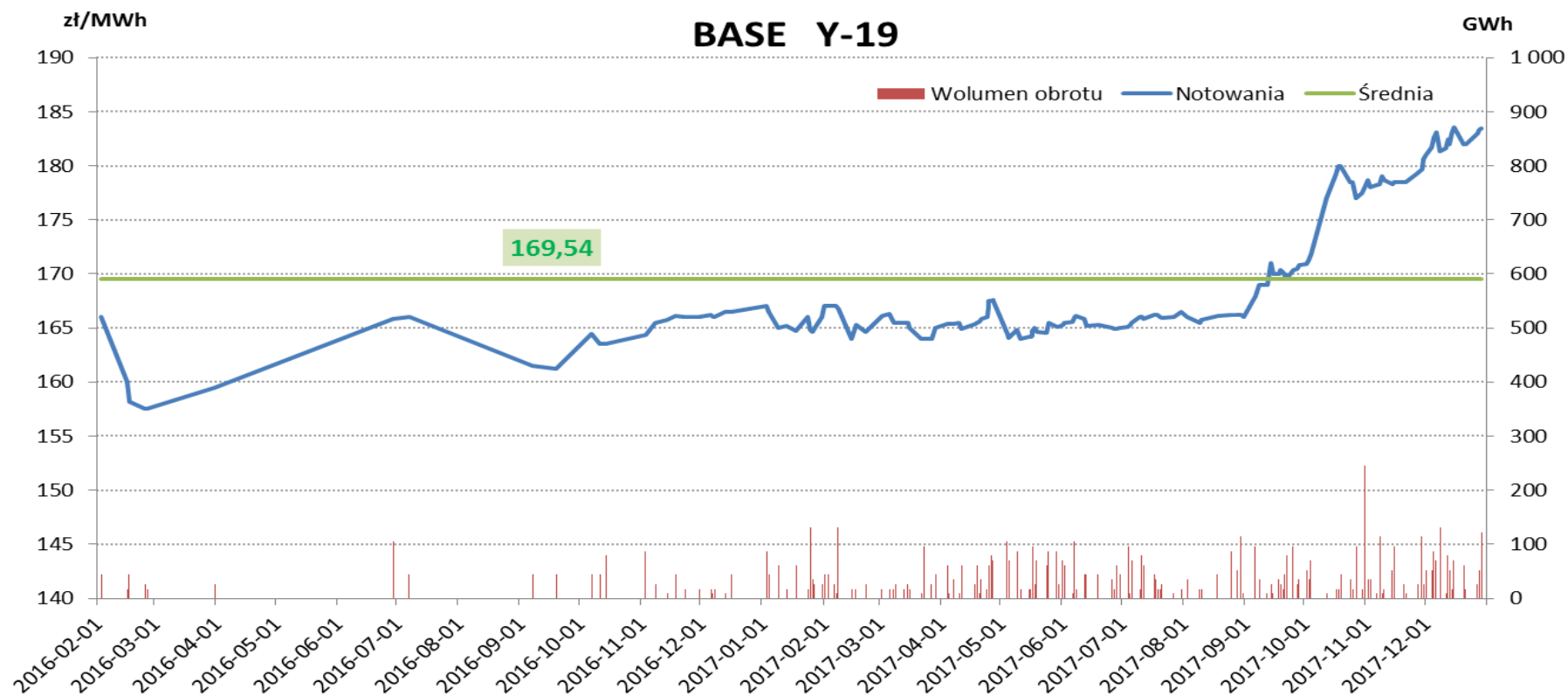
Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		165,96	65 069
w tym	na TGE	166,64	52 148
	poza TGE	163,24	12 921

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 171,28 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 72 951 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2019 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		169,54	7 735
w tym	na TGE	169,81	7 245
	poza TGE	165,59	491

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 172,26 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 8 183 GWh

Dziękujemy za uwagę