



9 listopada 2017 r.

Kluczowe parametry za I-III kwartał 2017 r.

Wyniki Grupy TAURON za I-III kwartał 2017 r.

[mln zł]		Q1-Q3 2017 vs Q1-Q3 2016		
Przychody ze sprzedaży	12 871	↓	(1)%	
EBITDA	2 877	↑	17%	
Wynik netto*	1 192	↑	334%	
CAPEX	2 217		(9)%	
Dług netto/EBITDA	2,11x		spadek o 0,21 (vs 31.12.2016)	spadek o 0,53 (vs 30.09.2016)

Dane operacyjne Grupy I-III kwartał 2017 r.

		Q1-Q3 2017 vs Q1-Q3 2016	
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	4,68	↑	11%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	14,03	↑	13%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	7,91	↑	13%
Dystrybucja energii el. [TWh]	38,31	↑	4%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	25,56	↑	10%

* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe parametry za III kwartał 2017 r.

Wyniki Grupy TAURON za III kwartał 2017 r.

[mln zł]		Q3 2017 vs Q3 2016		
Przychody ze sprzedaży	4 116	↓	(1)%	
EBITDA	783	↓	(2)%	
Wynik netto*	188	↓	(31)%	
CAPEX	722		(28)%	
Dług netto/EBITDA	2,11x		spadek o 0,21 (vs 31.12.2016)	spadek o 0,53 (vs 30.09.2016)

Dane operacyjne za III kwartał 2017 r.

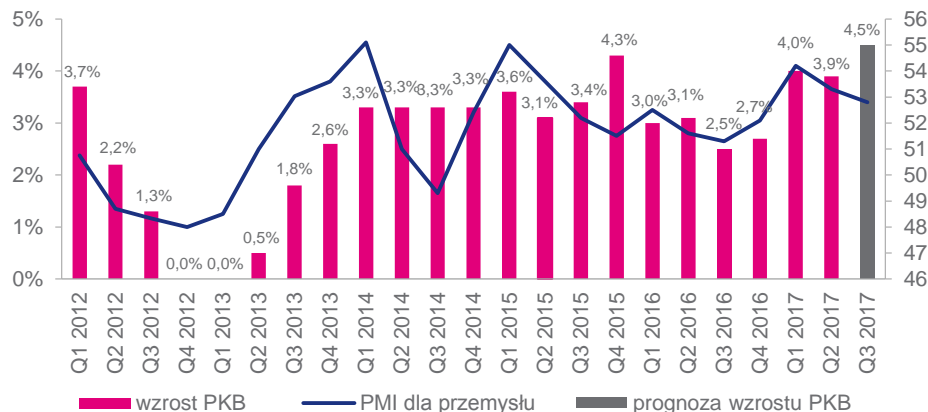
		Q3 2017 vs Q3 2016	
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,36	↓	(21)%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	4,57	↑	14%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	0,82	↑	44%
Dystrybucja energii el. [TWh]	12,61	↑	5%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	8,35	↑	10%

* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

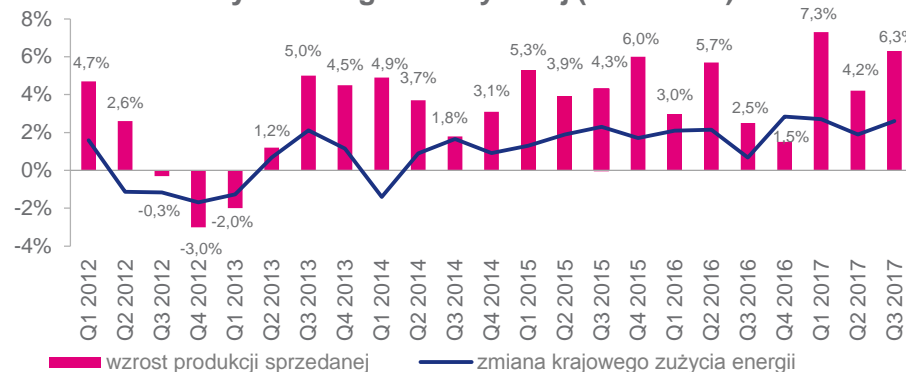
Podsumowanie kluczowych wydarzeń

28 lutego	Wypowiedzenie przez TAURON Sprzedaż długoterminowych umów na zakup zielonych certyfikatów
1 marca	Podpisanie aneksu z konsorcjum RAFAKO-MOSTOSTAL WARSZAWA do umowy na budowę bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III – wydłużenie terminu realizacji bloku o 8 miesięcy, wzrost wartości umowy o 71 mln zł
31 marca	Wejście w życie porozumienia i aneksów dotyczących warunków dalszej realizacji projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”. Spłata zadłużenia wobec instytucji finansujących ECSW (EBI, EBOiR, Pekao S.A.)
20 kwietnia	Podpisanie listu intencyjnego z Grupą Azoty określającego ogólne zasady współpracy związanej z realizacją projektu zgazowania węgla. Szacowana wartość projektu: 400 do 600 mln EUR
1 czerwca	Podpisanie z Polskim Funduszem Rozwoju porozumienia określającego wstępne warunki zaangażowania w projekt budowy bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III. PFR wyraził wstępne zainteresowanie zainwestowaniem kwoty 880 mln zł
5 lipca	Emisja euroobligacji o wartości 500 mln EUR z terminem wykupu 10 lat od dnia emisji. Kupon: 2,375 proc. w skali roku. Rynek notowań: Giełda Papierów Wartościowych w Londynie. Ocena ratingowa emisji nadana przez Fitch Ratings: BBB
6 września	Podpisanie umowy z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w sprawie ustanowienia programu emisji 12-letnich obligacji hybrydowych o wartości 400 mln zł
17 października	Podpisanie przez Elektrociepłownię Stalowa Wola umowy EPCM (Engineering-Procurement-Construction-Management) z konsorcjum Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki Energopomiar sp. z o.o. oraz Energoprojektu-Katowice S.A. dotyczącej prac projektowych, inżynierskich, doradczych oraz nadzoru nad pracami wymaganymi do zakończenia bloku gazowo-parowego o mocy 450 MWe/240 MWt

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



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



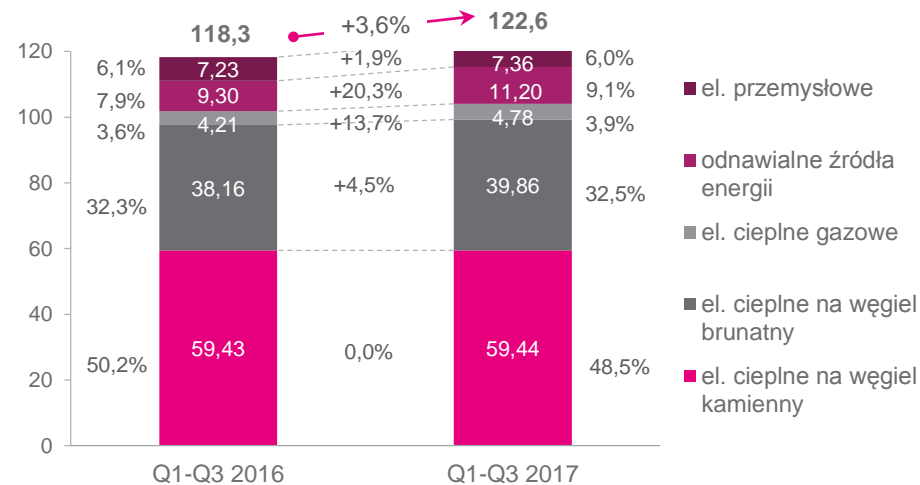
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	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	163,63	52 429
Y-19	166,18	5 940
Y-20	173,01	527

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.: 163,86 zł/MWh* estymacja

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

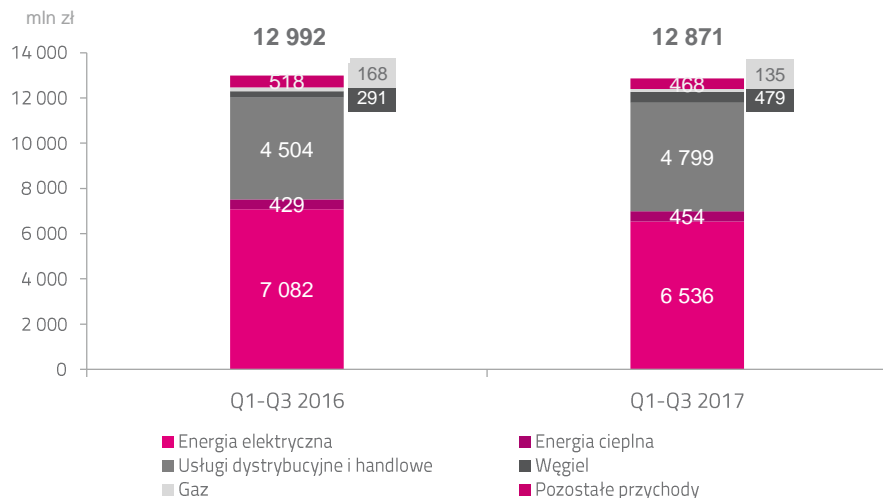


Narastająco od stycznia do września 2017

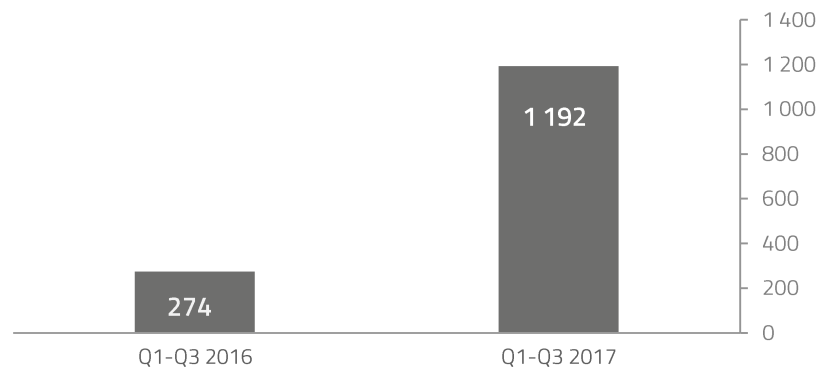
Podstawowe dane finansowe za I-III kwartał 2017 r.



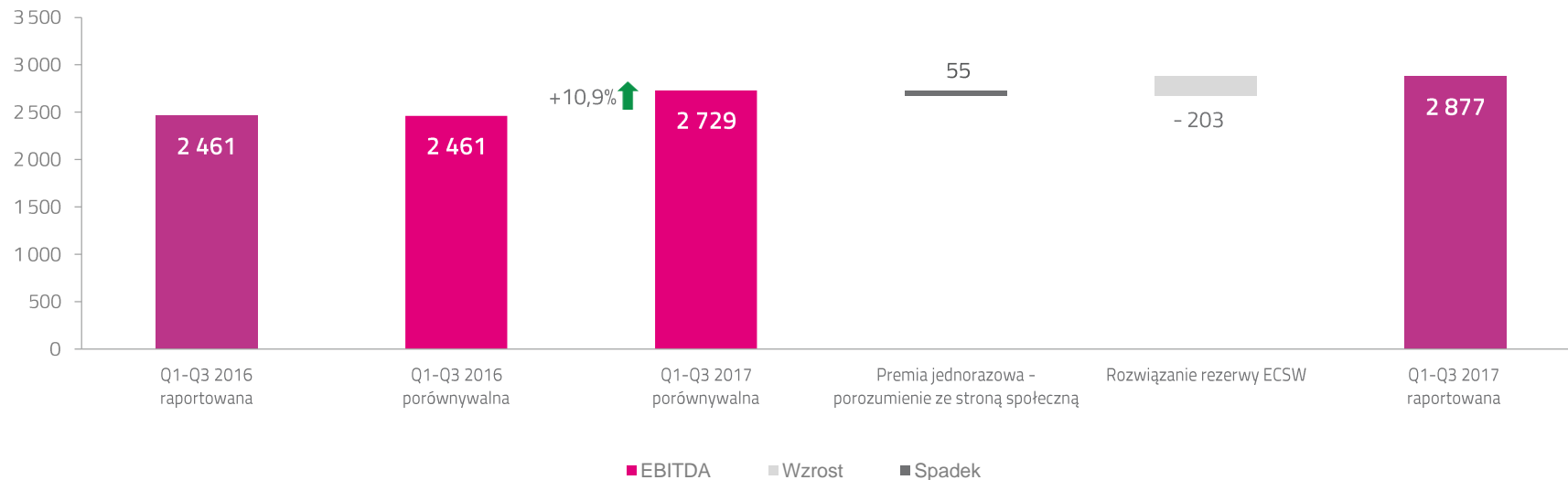
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



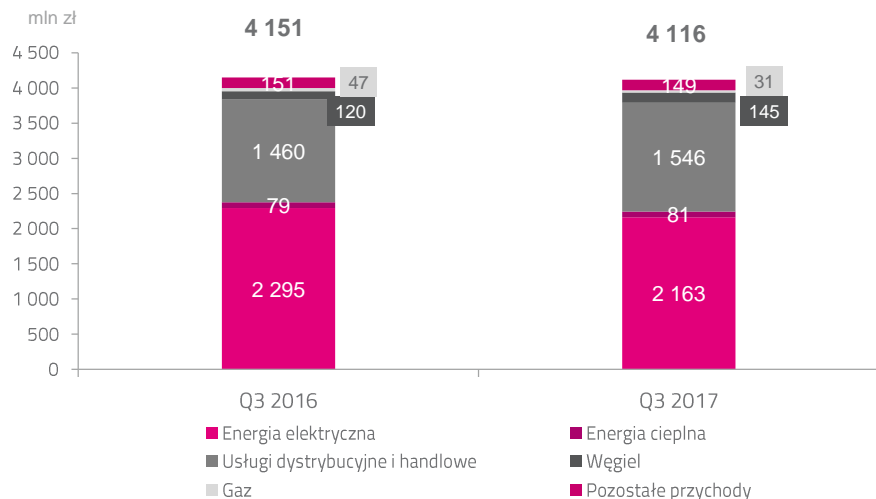
EBITDA Q1-Q3 2017 vs Q1-Q3 2016 [mln zł]



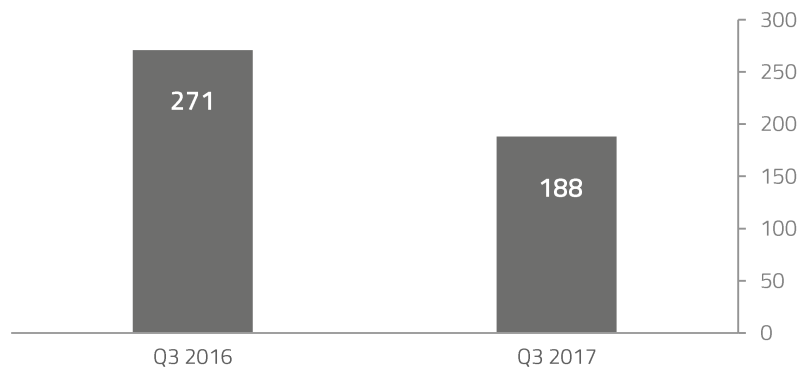
Podstawowe dane finansowe za III kwartał 2017 r.



Przychody ze sprzedaży [mln zł]

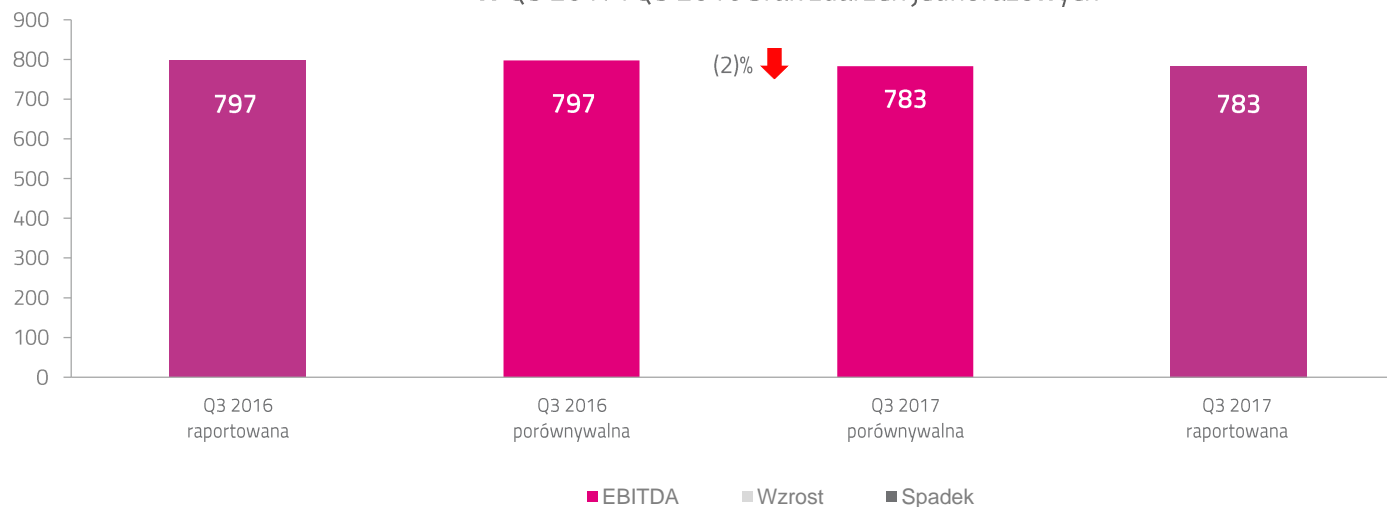


Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



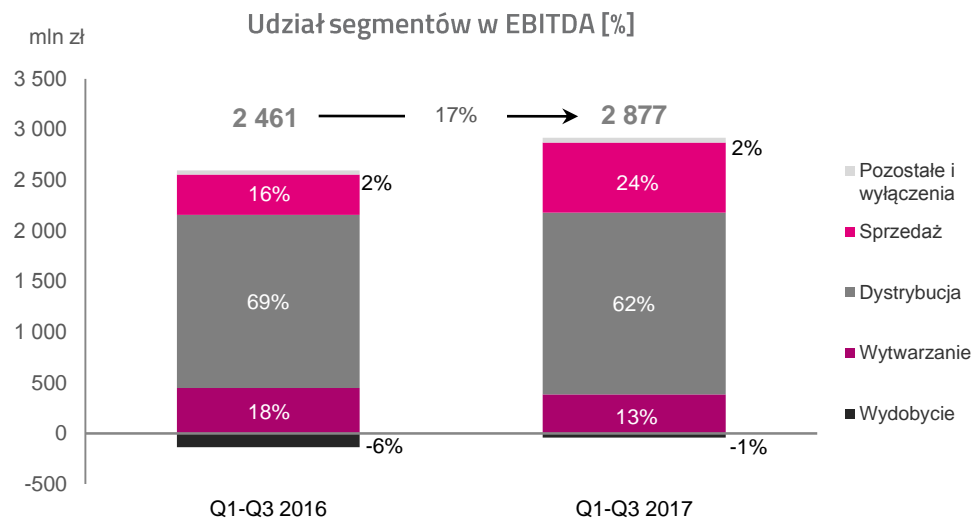
EBITDA Q3 2017 vs Q3 2016 [mln zł]

W Q3 2017 i Q3 2016 brak zdarzeń jednorazowych



Wyniki kluczowych segmentów za I-III kwartał 2017 r.

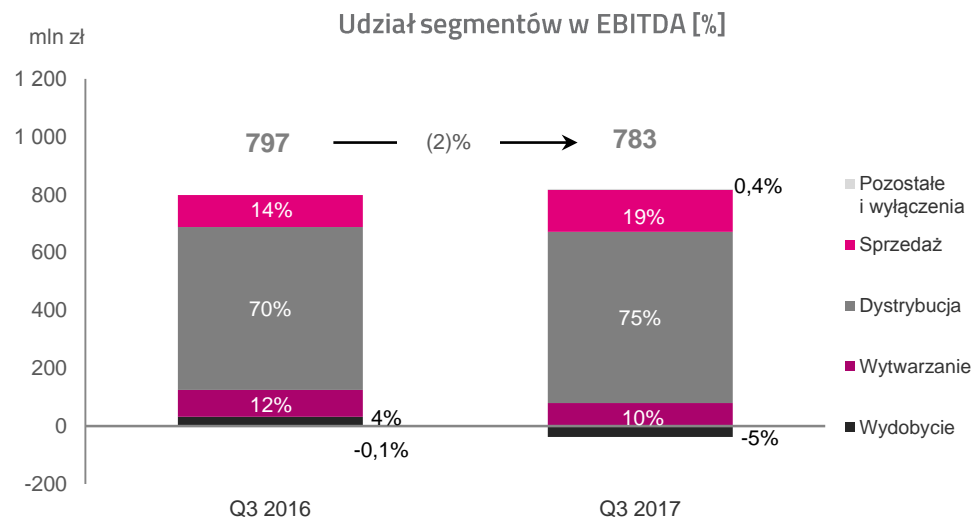
[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	1 118	3 325	4 987	9 807	(6 366)
EBITDA	(42)	386	1 795	691	47
EBIT	(135)	44	999	684	(12)
CAPEX	89	1 123	973	0,6	33



* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

Wyniki kluczowych segmentów za III kwartał 2017 r.

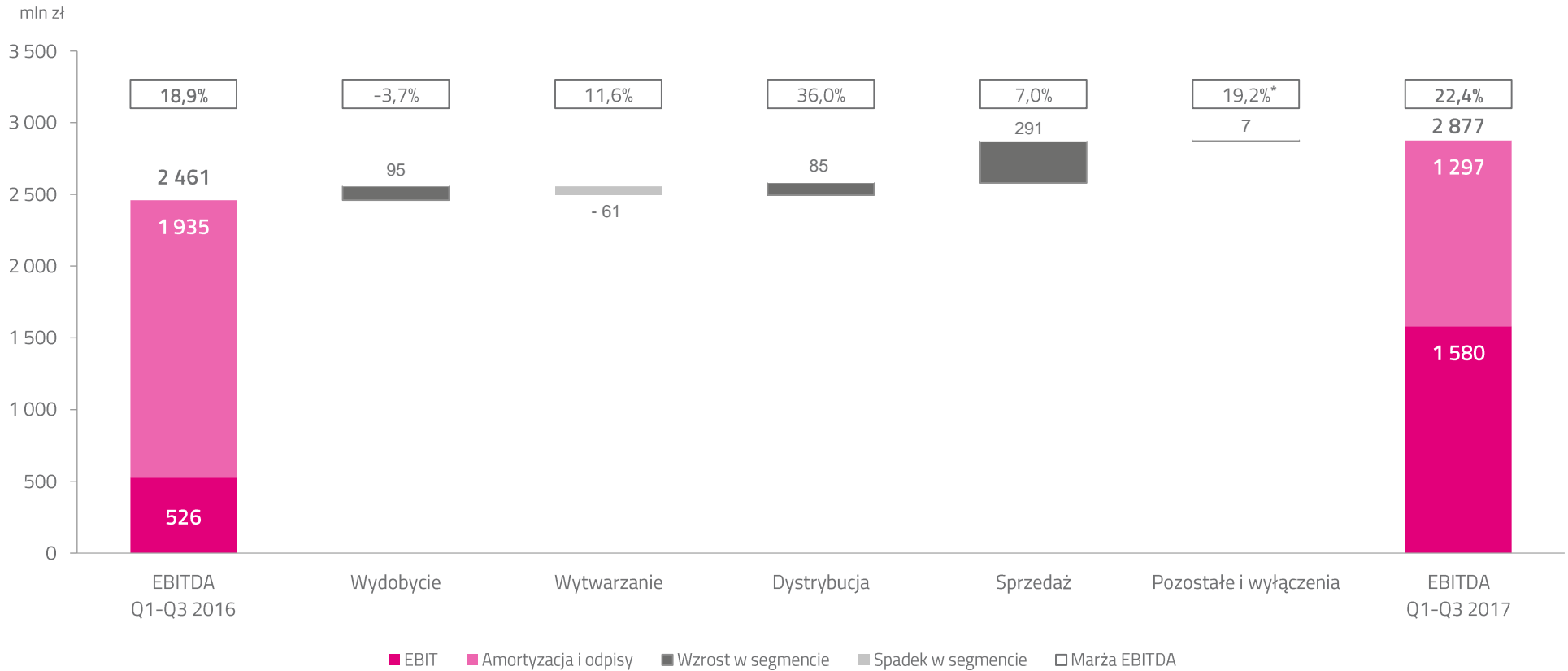
[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	337	1 043	1 619	3 130	(2 013)
EBITDA	(37)	80	591	146	3
EBIT	(69)	(36)	321	144	(17)
CAPEX	33	309	368	0,01	12



* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

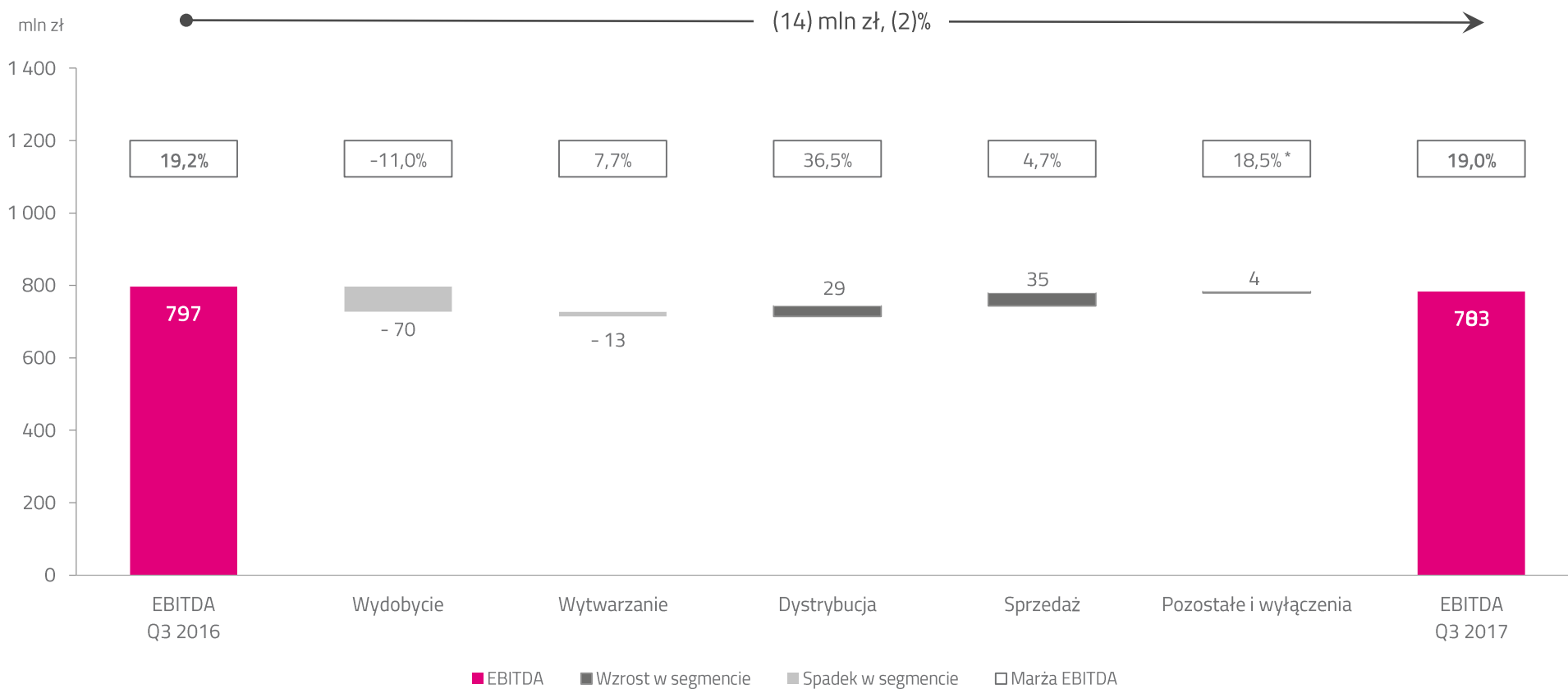
EBITDA za I-III kwartał 2017 r.

417 mln zł, 17%



*marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

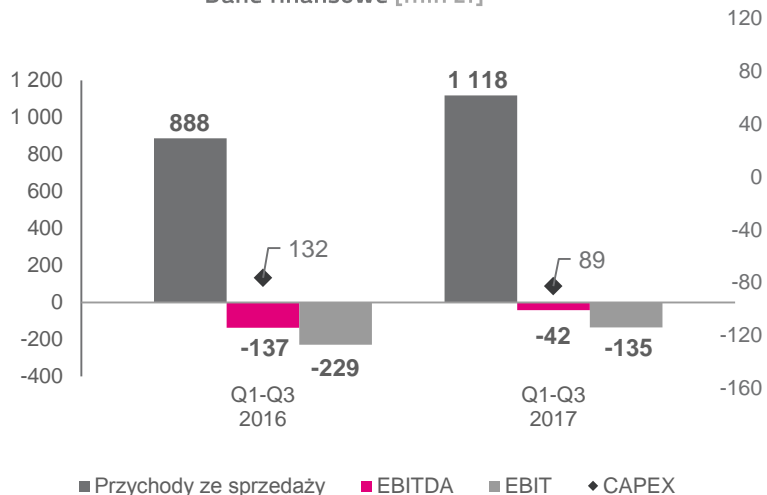
EBITDA za III kwartał 2017 r.



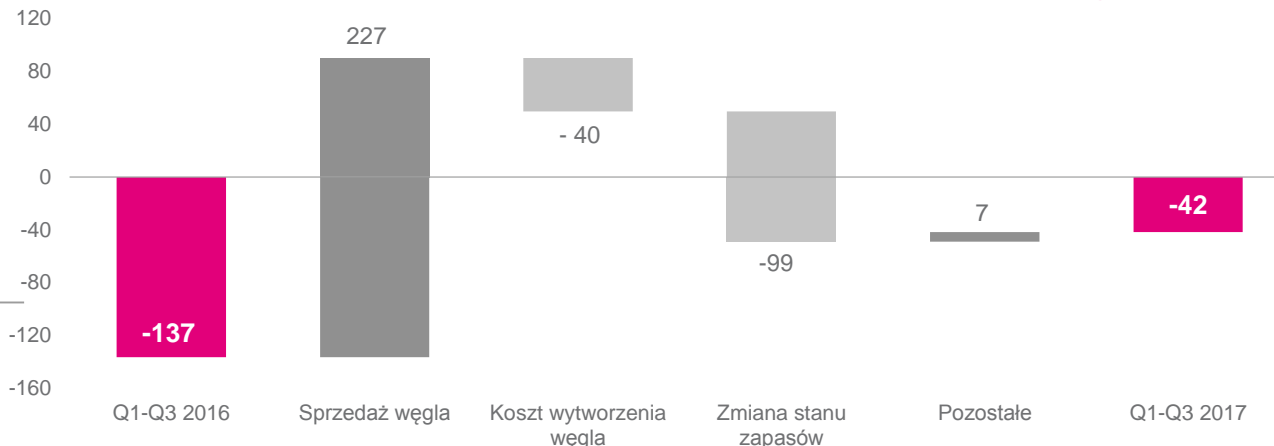
*marża EBITDA segmentu Pozostałe

Segment Wydobycie – I-III kwartał 2017 r.

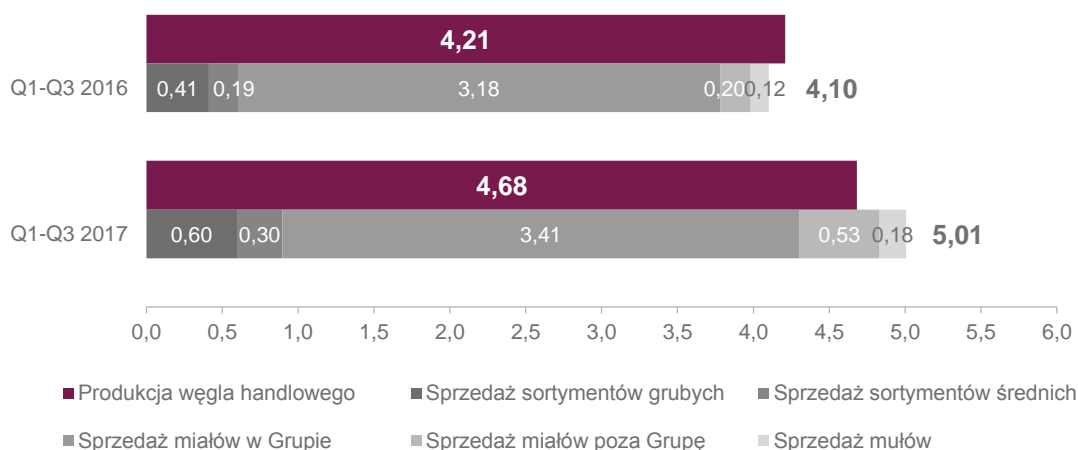
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Wzrost wolumenu produkcji o 11,2%



Wzrost wolumenu sprzedaży o 22,1%



Niższy o 3,0% mining cash cost* z 191 zł/Mg do 186 zł/Mg



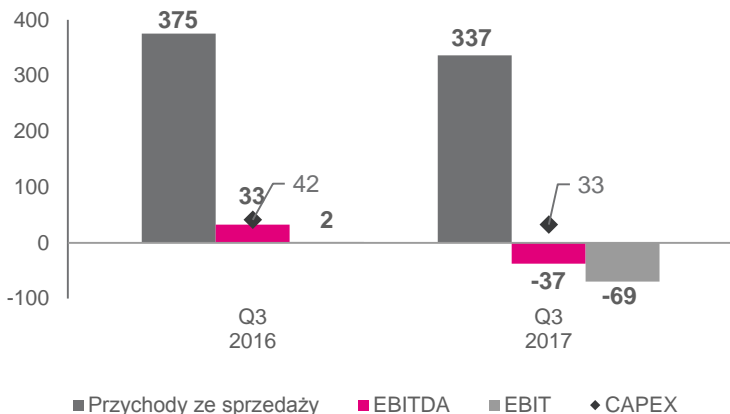
Niższe zatrudnienie (przeciętnie o 244 etaty)



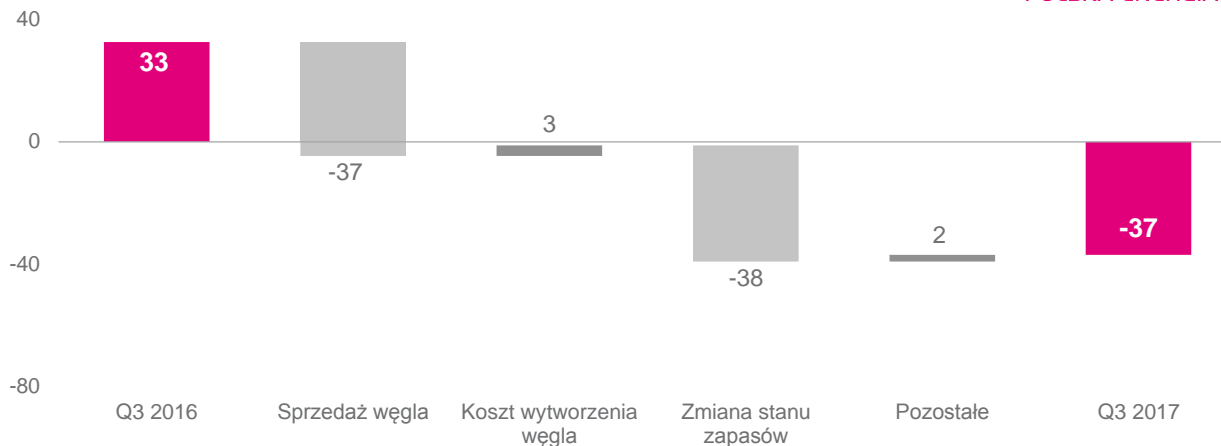
* Suma wszystkich kosztów bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów nie mających trwałego wpływu na przepływy Spółki

Segment Wydobycie – III kwartał 2017 r.

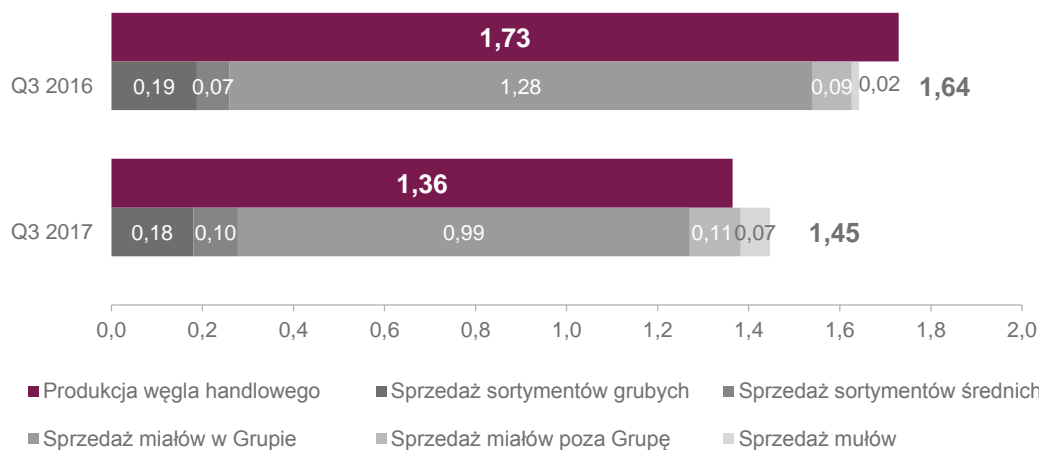
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



▪ Spadek wolumenu produkcji o 21,1%



▪ Spadek wolumenu sprzedaży o 11,9%



▪ Wzrost o 56,8% mining cash cost* z 143 zł/Mg do 224 zł/Mg



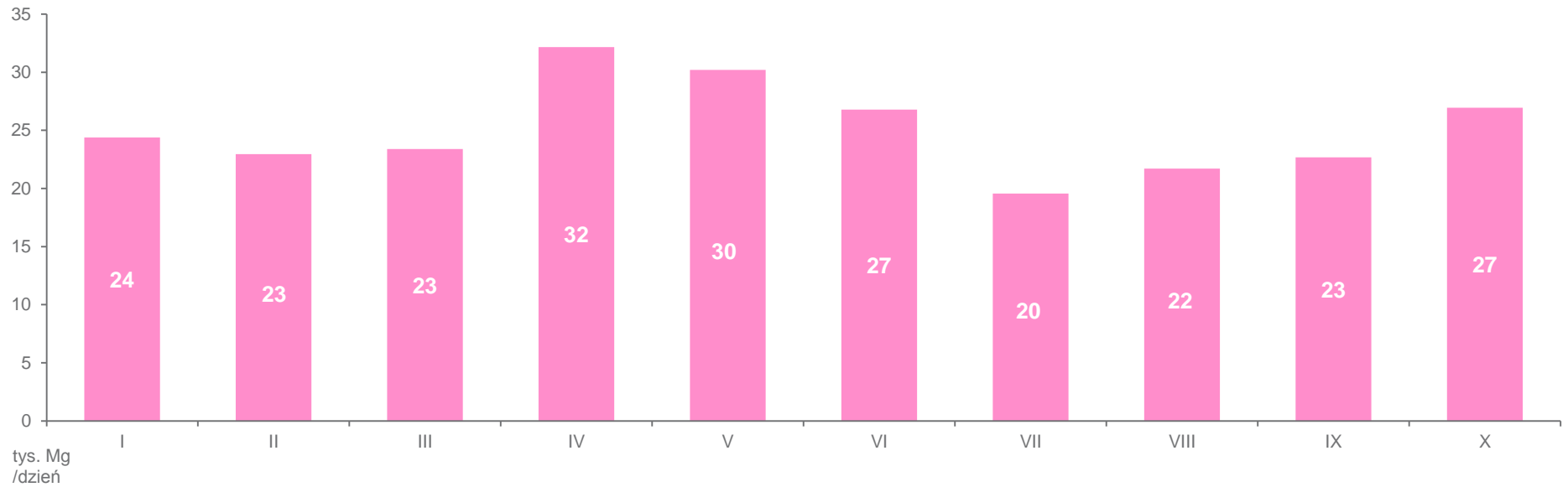
▪ Niższe zatrudnienie (przeciętnie o 213 etatów)



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

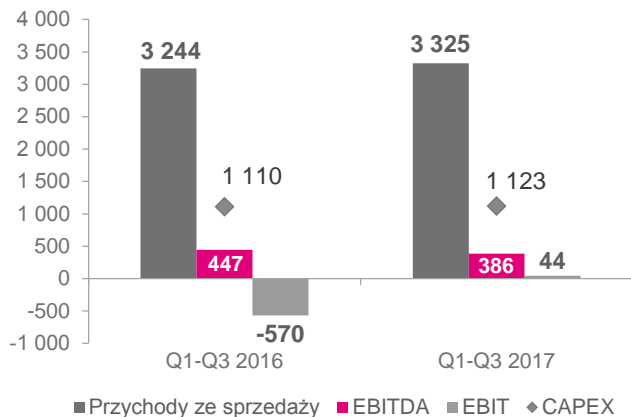
Segment Wydobycie – dobowa produkcja węgla handlowego

Dobowa produkcja węgla handlowego w 2017 r.

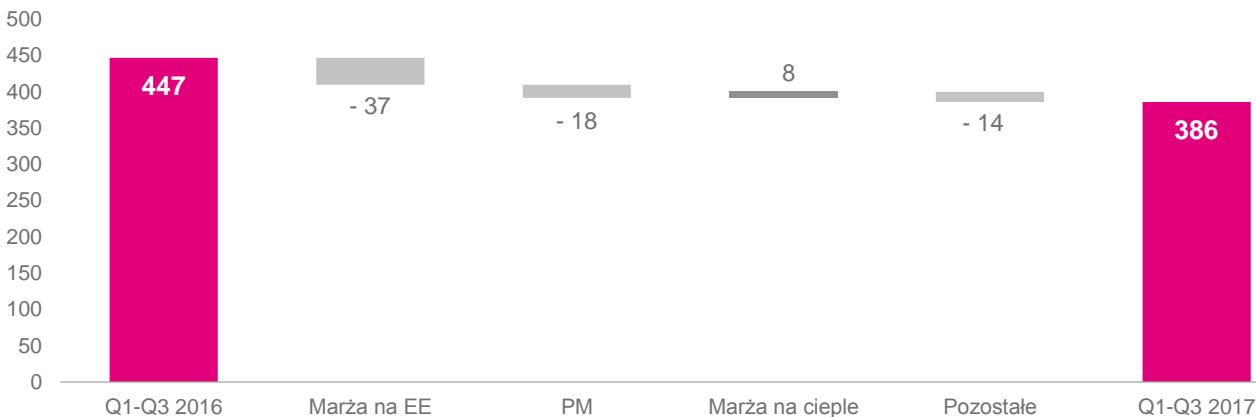


Segment Wytwarzanie – I-III kwartał 2017 r.

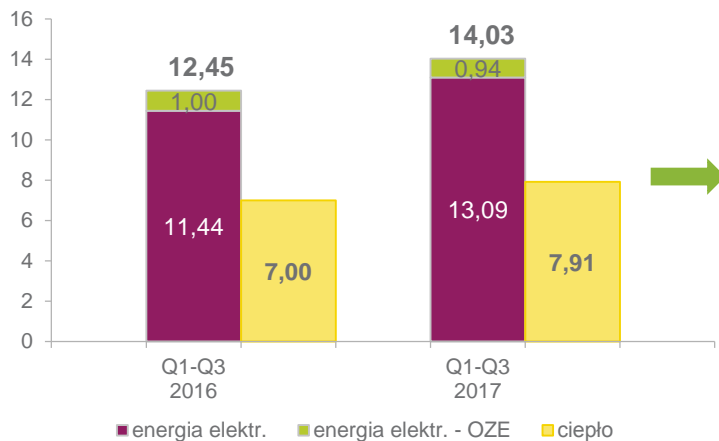
Dane finansowe [mln zł]



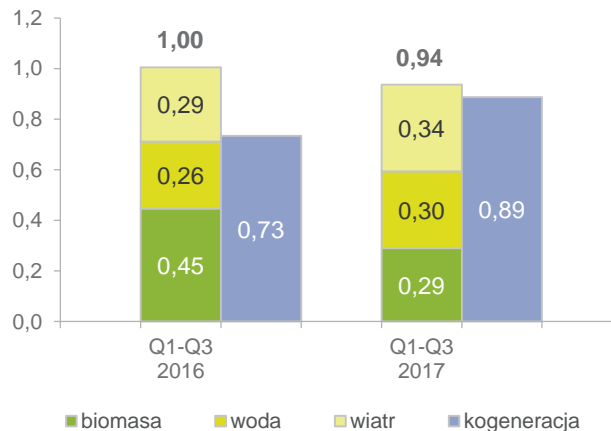
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



Wzrost wolumenu sprzedaży energii i ciepła



Spadek cen CO2



Spadek cen energii elektrycznej

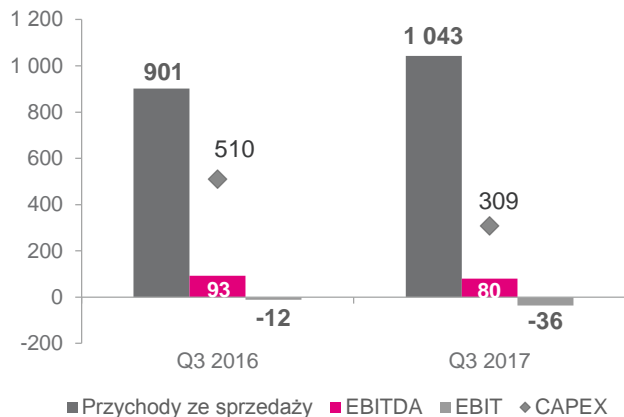


Spadek cen PM OZE

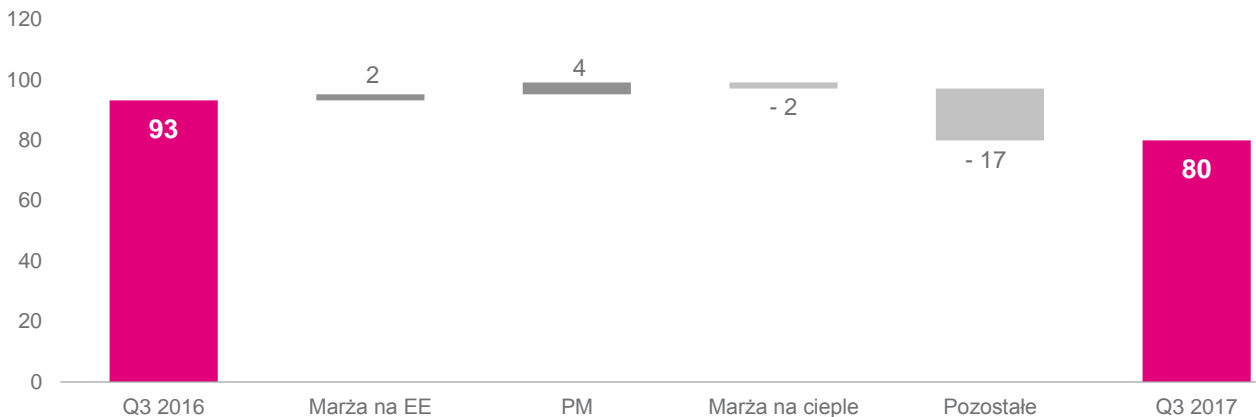


Segment Wytwarzanie – III kwartał 2017 r.

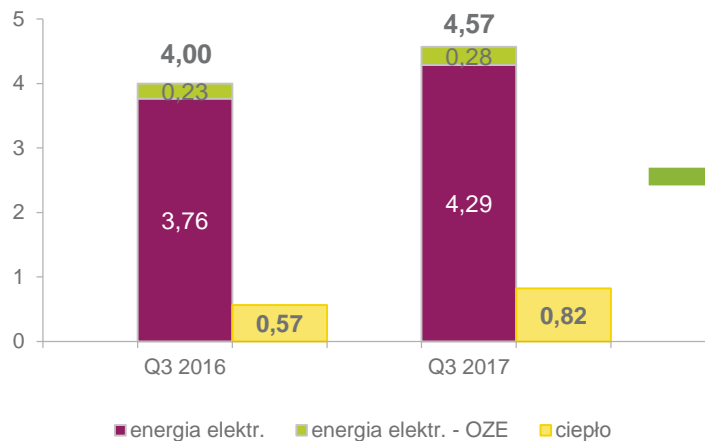
Dane finansowe [mln zł]



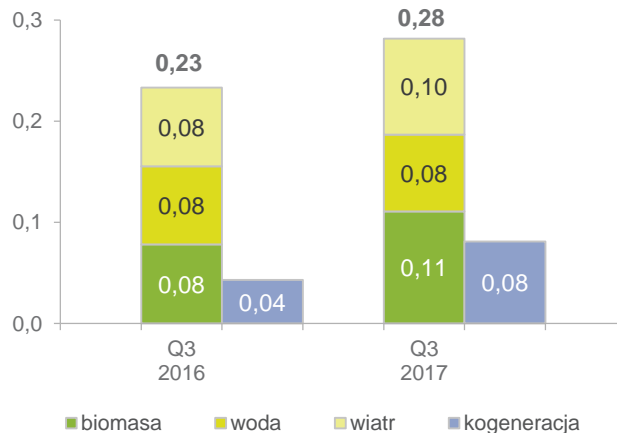
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



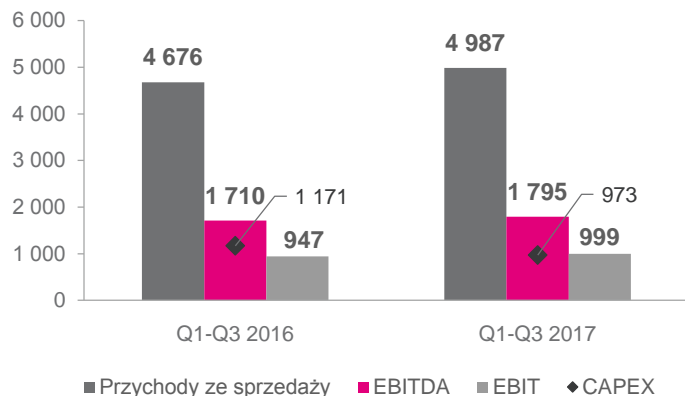
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



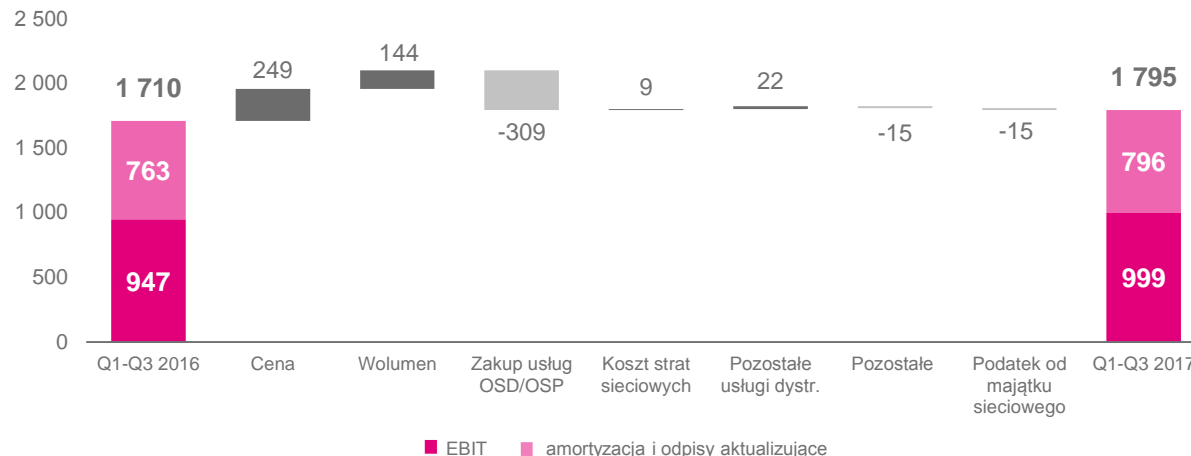
- Wzrost wolumenu sprzedaży energii i ciepła ✓
- Mniejsza ilość nieodpłatnych uprawnień CO2 -
- Spadek cen energii elektrycznej -
- Wyższe koszty remontów jednostek wytwórczych i podatku od nieruchomości farm wiatrowych -

Segment Dystrybucja – I-III kwartał 2017 r.

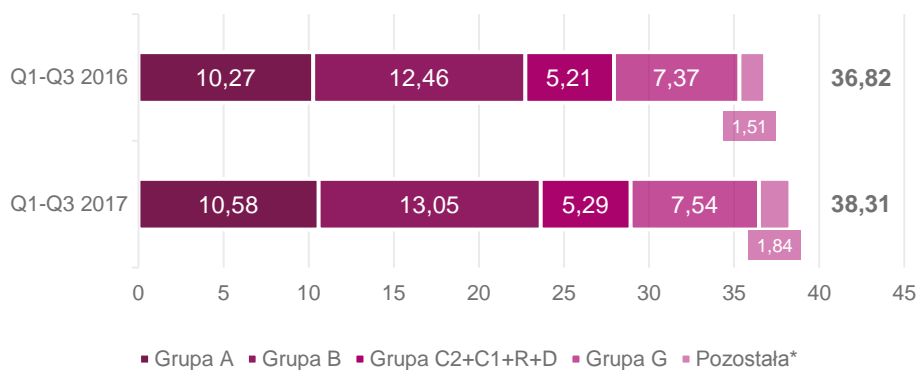
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



*sąsiedni OSD i eksport

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

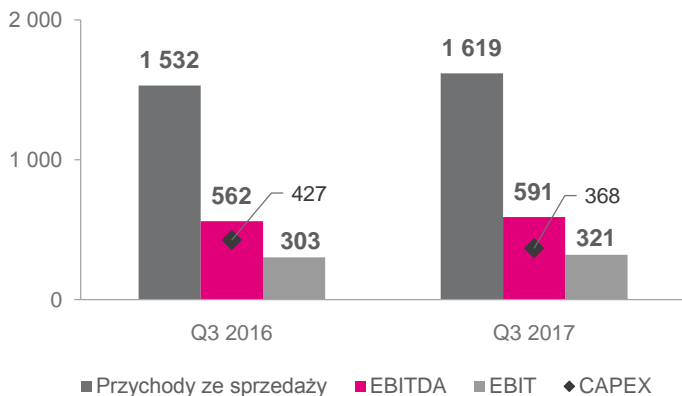
Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 1 486 GWh (4%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB ✓

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

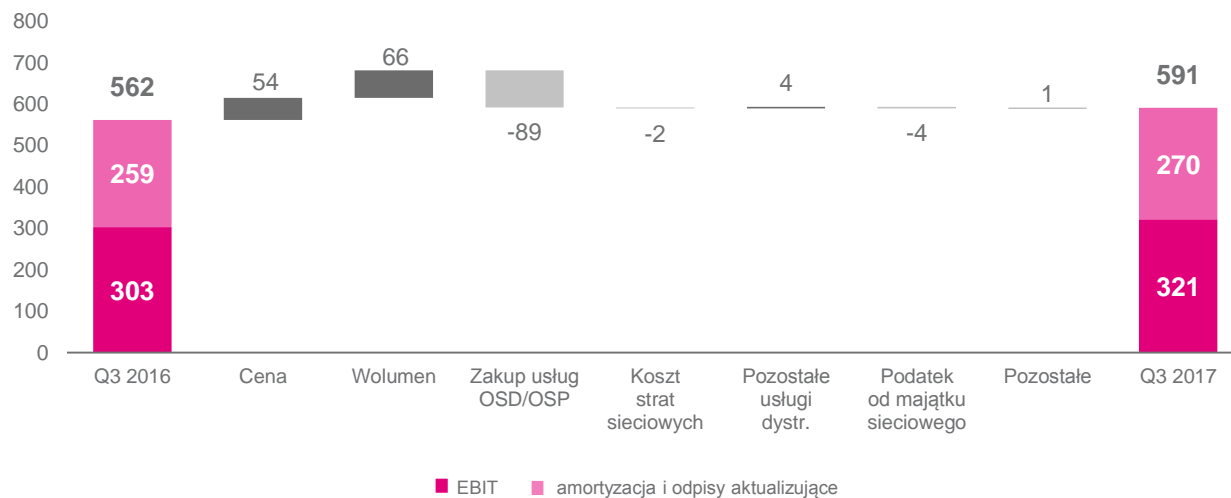
Wzrost przychodów z opłat przyłączeniowych w wyniku wcześniejszej niż zakładano realizacji części inwestycji ✓

Segment Dystrybucja – III kwartał 2017 r.

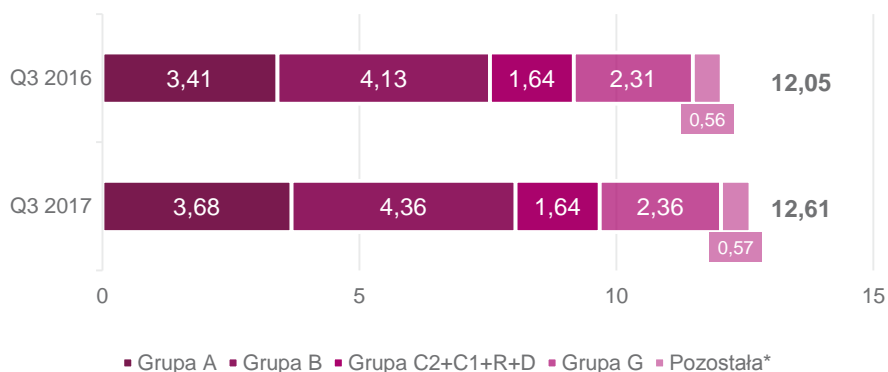
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



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

*sąsiedni OSD i eksport

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

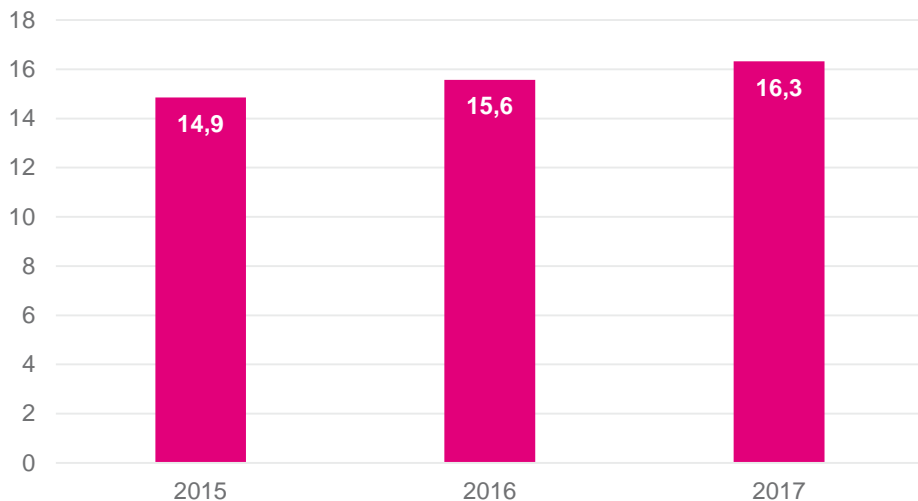
Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 560 GWh (4,6%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB (sieć sN) oraz w wyniku ograniczenia generacji własnej (sieć WN) ✓

Wzrost o 68% opłaty przejściowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych oraz opłaty OZE (brak w III kw. 2016 r.) ✗

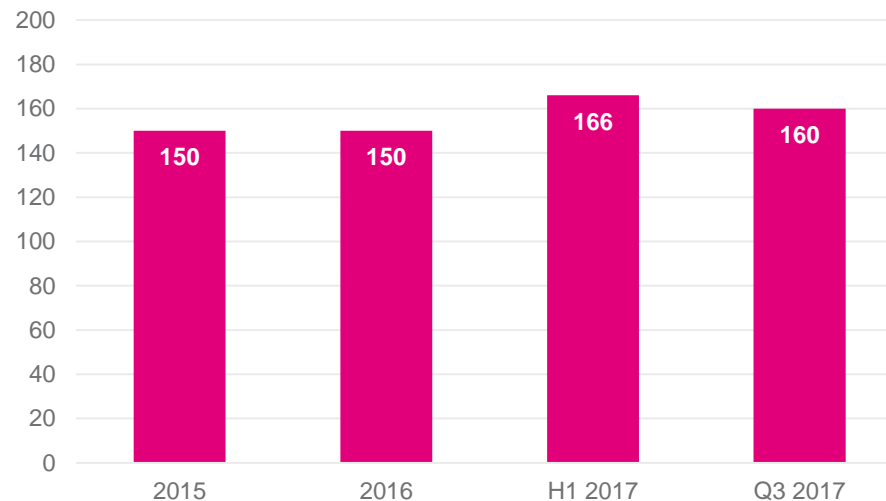
Spadek kosztów usług obcych oraz kosztów pracy ✓

Segment Dystrybucja – kluczowe parametry

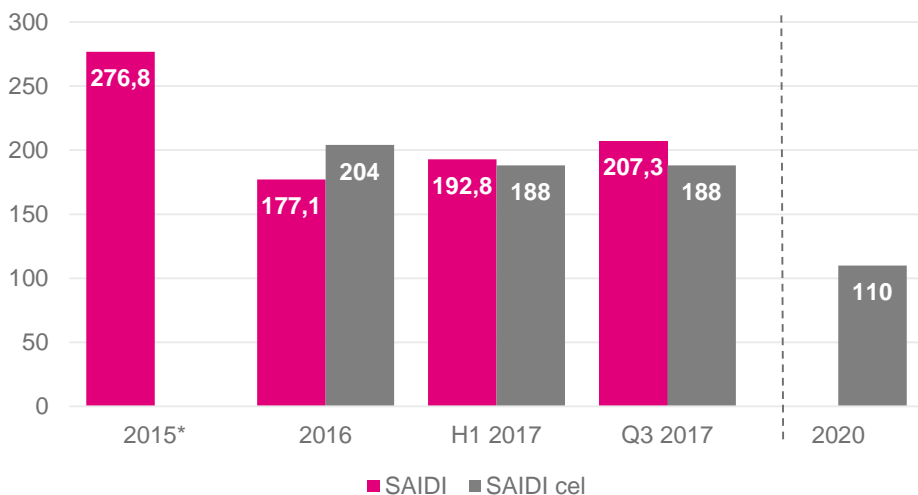
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



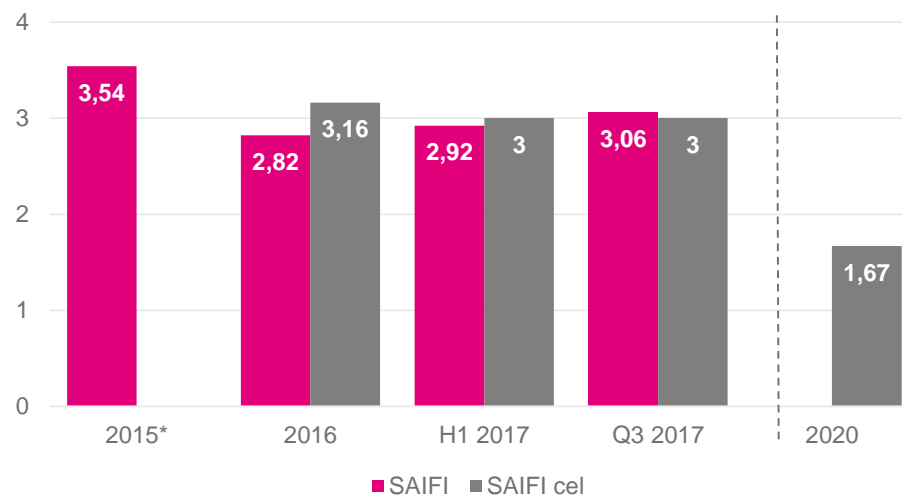
Czas przyłączenia odbiorców [dni]



SAIDI [min]



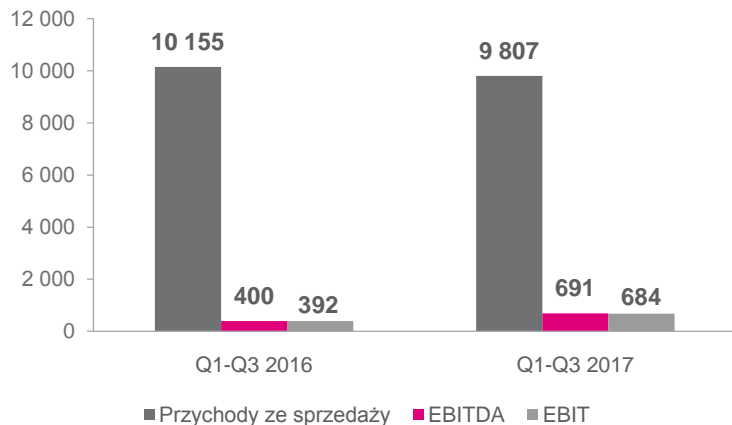
SAIFI [szt.]



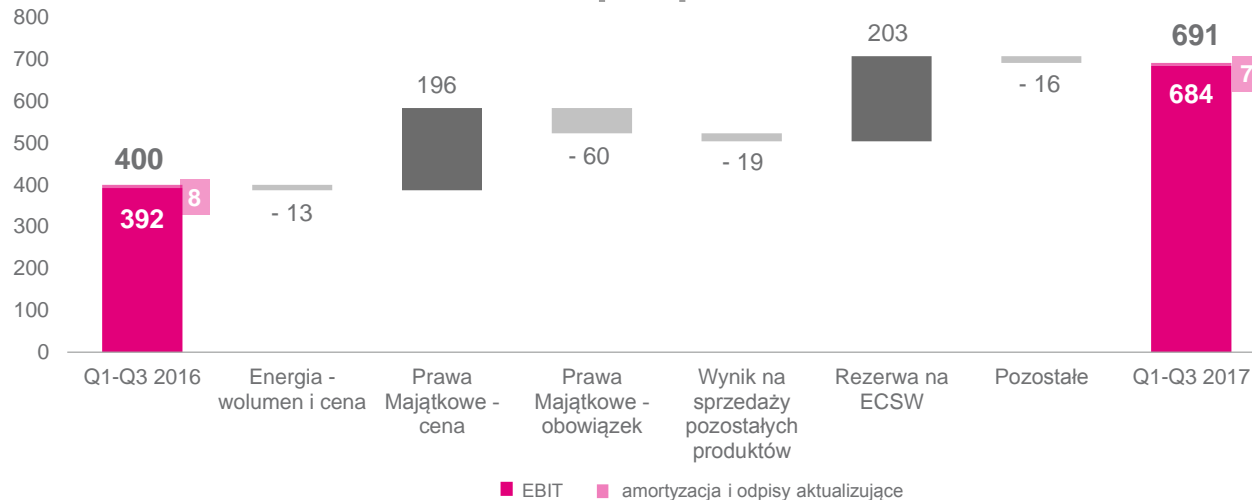
* W 2015 r. zastosowano podejście do wyznaczenia wskaźników inne niż w regulacji jakościowej – uwzględniane były wówczas przerwy zasilania w sieci dystrybucyjnej nN

Segment Sprzedaż – I-III kwartał 2017 r.

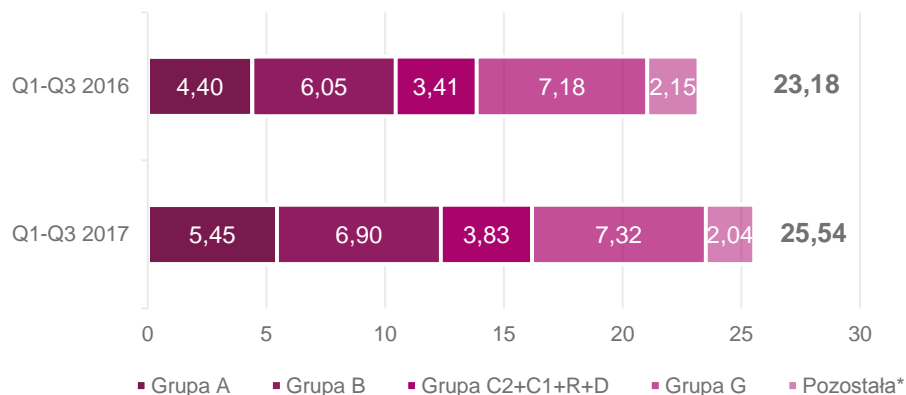
Dane finansowe [mln zł]



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% (Q3), dla PM OZE-BIO 0,65% (H1) oraz 0,65% do 0,6 (Q3), PMGM z 6% do 7% oraz PMMET z 1,5% do 1,8%



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



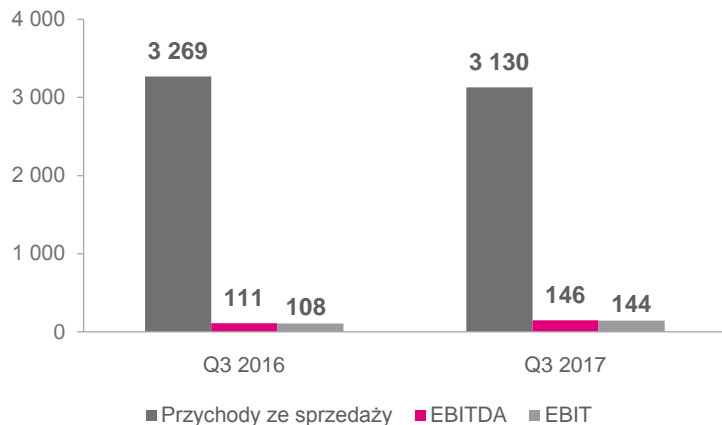
Dodatni efekt w 2017 r. w związku z rozwiązaniem rezerwy dotyczącej projektu budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli



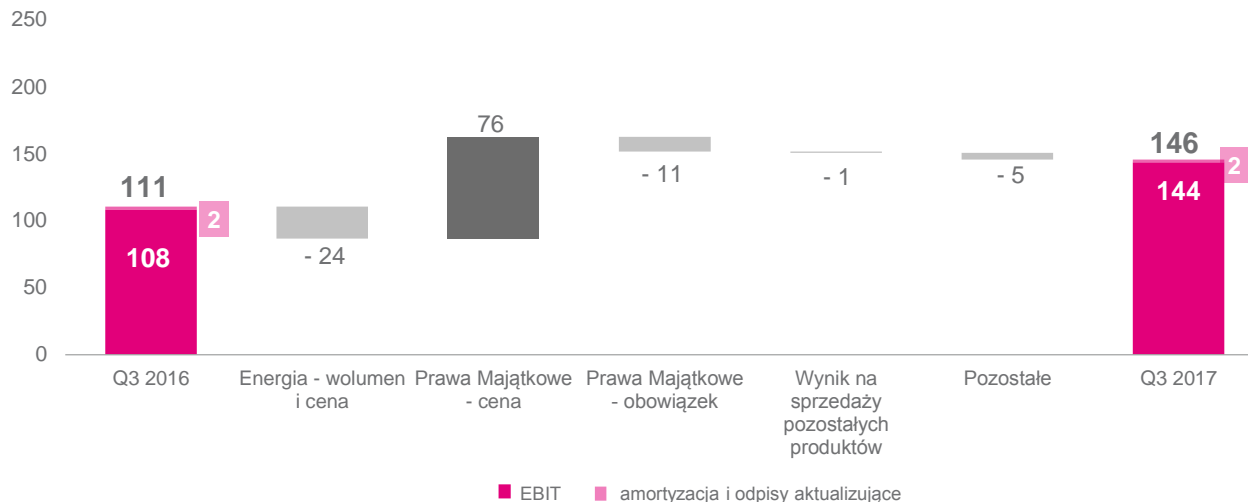
*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Segment Sprzedaż – III kwartał 2017 r.

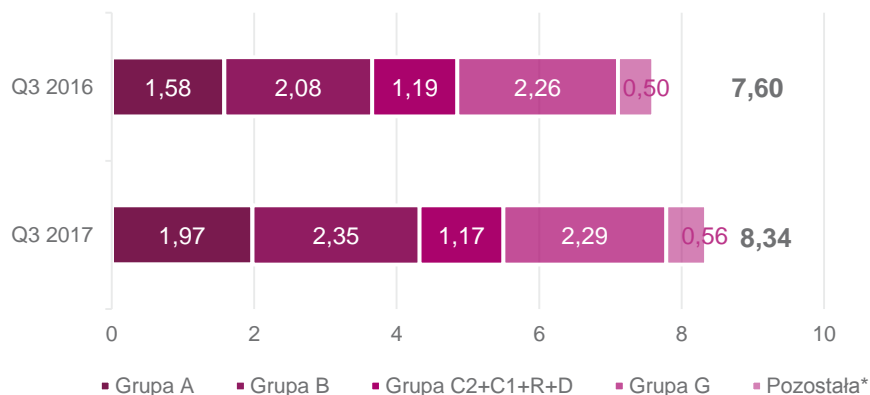
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



Wzrost wolumenu sprzedaży w segmencie biznesowym ✓

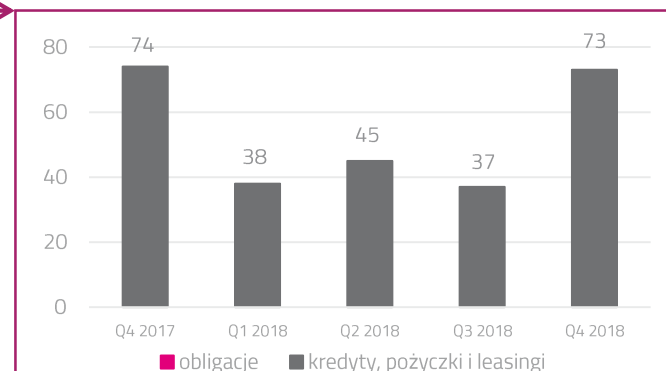
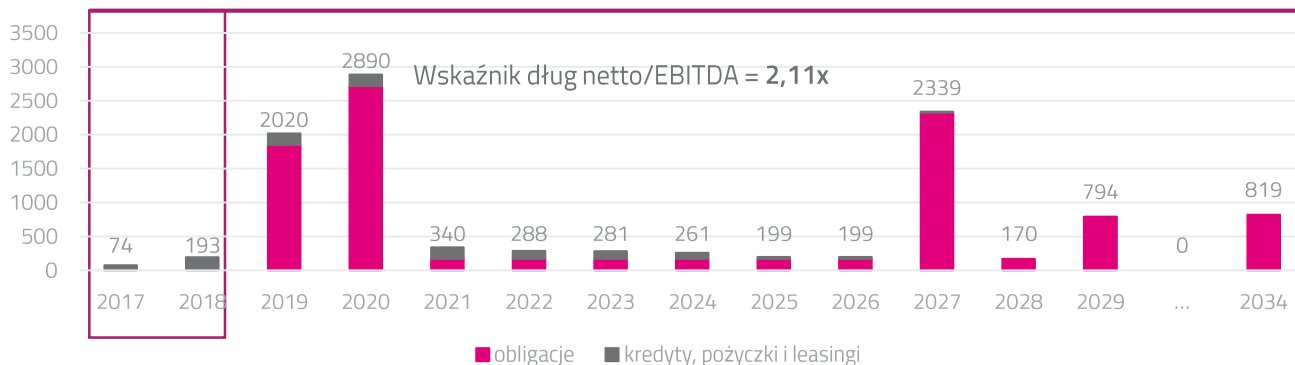
Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 14,35% do 15,4%, dla PM OZE-BIO z 0,65% do 0,6%, dla PMGM z 6% do 7% oraz PMMET z 1,5% do 1,8% -

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

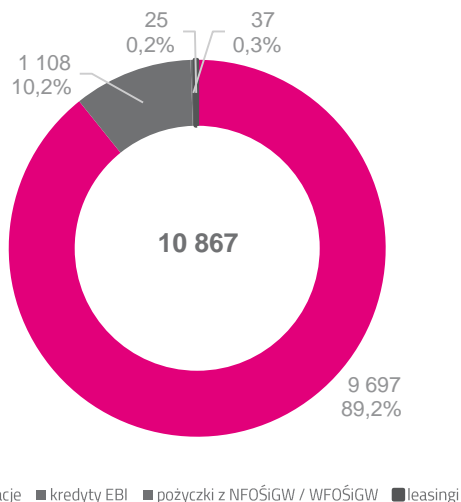
*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Zadłużenie i finansowanie

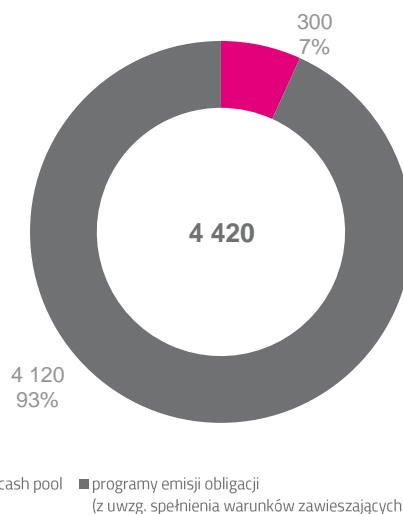
Zapadalność długu Grupy TAURON wg stanu na dzień 30.09.2017 r. [mln zł]



Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na 30.09.2017 r. [mln zł]

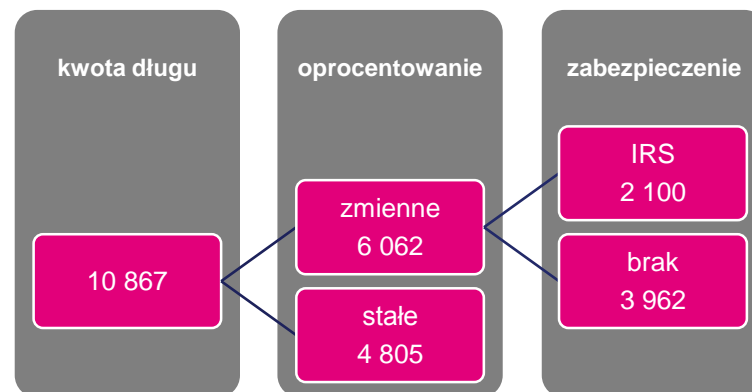


Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 30.09.2017 r. [mln zł]



- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 30.09.2017 r. wynosi: 10 867 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30.09.2017 r. wynosi 81 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 34% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania [mln zł]

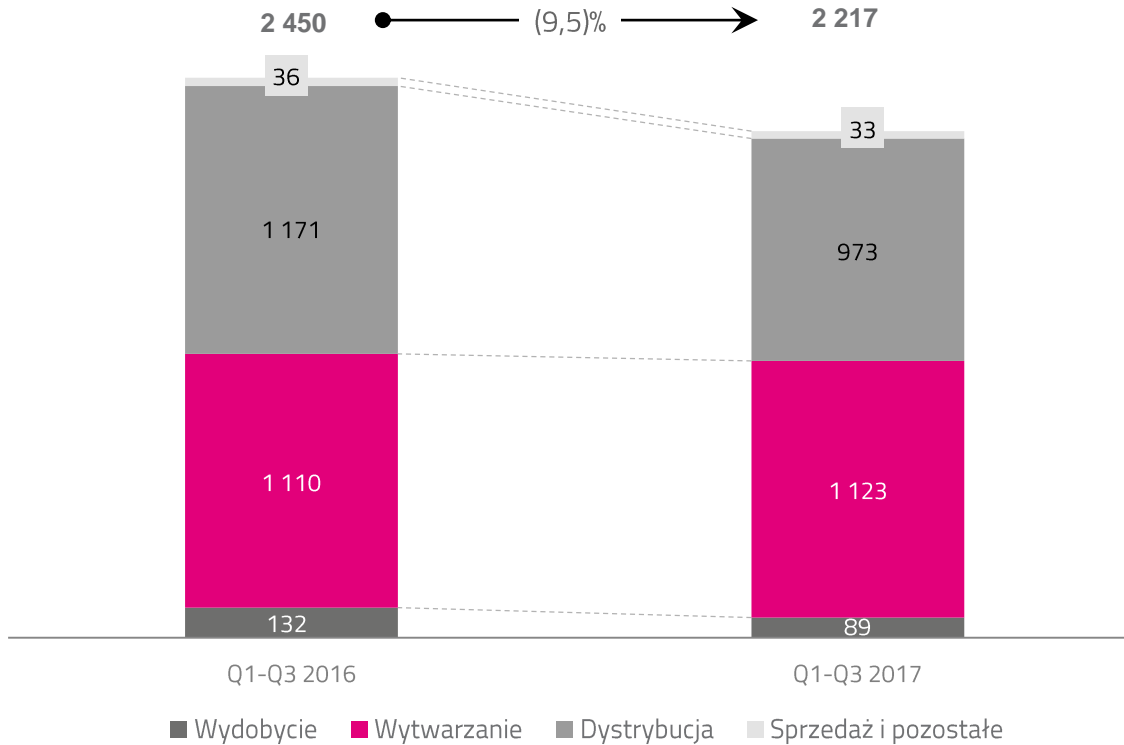


CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (proc.)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	45	 2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	 2019
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	53	 2020
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	20	 2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	25	 2025

CAPEX – podział na segmenty

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



* w tym koszty finansowe Q1-Q3 2016: 68 mln zł, Q1-Q3 2017: 70 mln zł

Główne inwestycje realizowane w Q1-Q3 2017 r.:

Wydobycie:

- budowa poziomu 800 m w ZG Janina (24 mln zł)
- budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (9 mln zł)
- program inwestycyjny ZG Brzeszcze (14 mln zł)





Wytwarzanie:

- budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (957 mln zł)
- utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (12 mln zł)
- przyłączenia nowych obiektów (10 mln zł)

Dystrybucja:

- budowa nowych przyłączy (397 mln zł)
- modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (463 mln zł)

Program Poprawy Efektywności

Segment	Efekty finansowe zrealizowane w okresie: 2016-Q3 2017 r.	Efekty finansowe zaplanowane na lata 2016-2018	Proc. realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	133 mln zł	255 mln zł	 52 proc.	<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)	348 mln zł	367 mln zł	 95 proc.	<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	294 mln zł	390 mln zł	 75 proc.	<ul style="list-style-type: none"> Reorganizacja i restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie kosztów utrzymania majątku Poprawa efektywności zakupów Reorganizacja usług magazynowych Sprzedaż zbędnych nieruchomości
Pozostałe	131 mln zł	291 mln zł	 45 proc.	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie zakresu usług IT Ograniczenie kosztów obsługi klienta, kosztów administracyjnych Optymalizacja kosztów działań promocyjnych, sponsoringowych
Razem	906 mln zł	1 303 mln zł	70 proc.	

- W okresie 2016-Q3 2017 r. z tytułu programów dobrowolnych odejść zatrudnienie w Grupie TAURON w ramach Programu Poprawy Efektywności zostało zmniejszone o 953 etaty. Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach

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.

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2016 r.		2017 r. (dane za okres sty-wrz 17)		2017/2016	
	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	165,88	191 342	160,07	104 299	-3,5%	-35,0%
Forward PEAK (Y+Q+M)	210,27	23 414	208,79	11 273	-0,7%	-17,7%
Forward (średnia ważona)	170,72	214 756	164,82	115 572	-3,5%	-33,1%
SPOT (TGE)	160,64	27 590	161,21	28 000	-0,3%	+1,5%
Średnia ważona razem	169,58	242 346	164,07	171 615	-3,2%	-29,2%

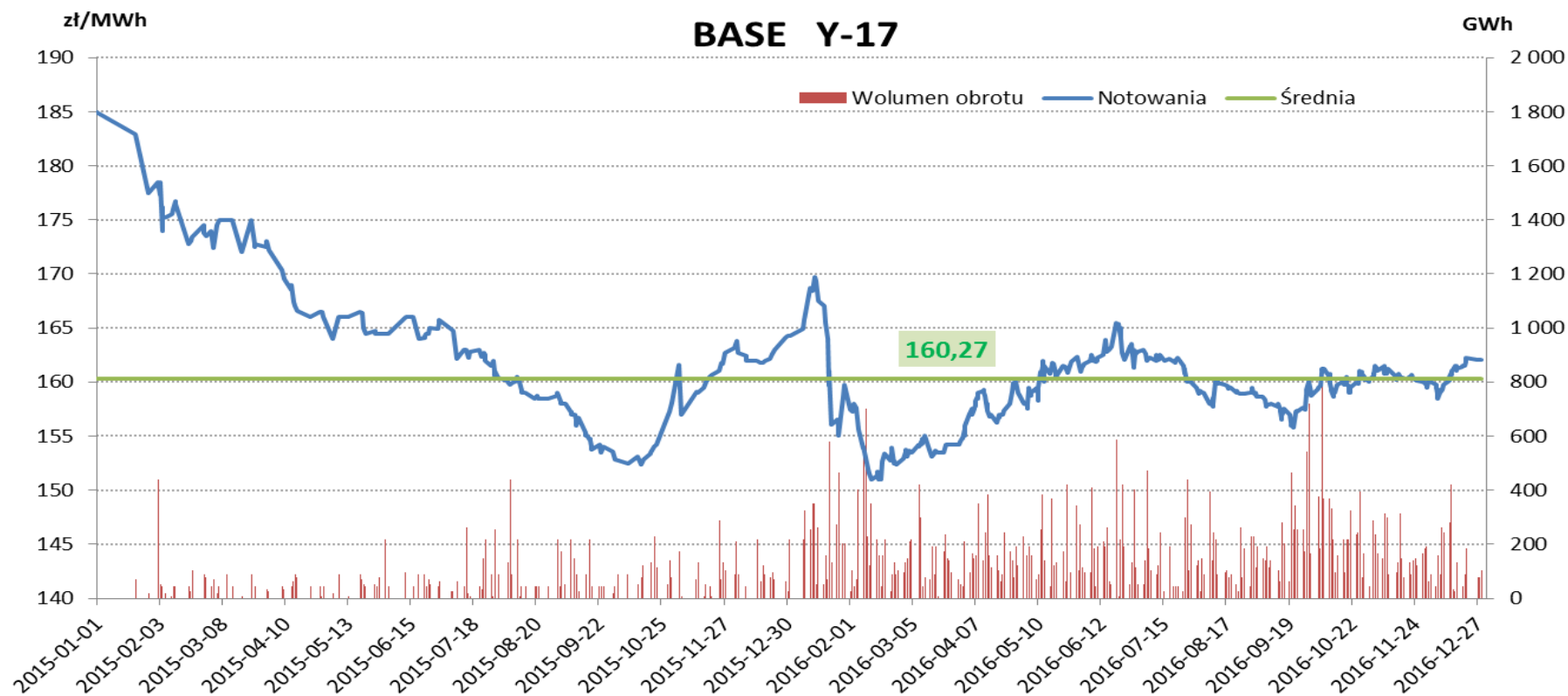
Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w 2017)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2016 r.	2017 r.
OZE (PMOZE_A)	36,34	300,03 (14,35%)	300,03 (15,4%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	339,55	300,03 (0,65%)	300,03 (0,6%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2016)	9,70	11,00 (23,2%)	10,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2016)	116,10	125,00 (6,0%)	120,00 (7,0%)
Kogeneracja z metanu (PMMET-2016)	54,56	63,00 (1,5%)	56,00 (1,8%)

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUA/t)	
Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja lipiec 2017 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2017 r.	5,43 EUR/t
Średnia w 2018 r.	7,00 EUR/t
Średnia w 2019 r.	8,17 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2017 r. (**aktualizacja październik 2017 r.)	5,00 – 5,50 EUR/t

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

** Średnia cena notowań w okresie styczeń - wrzesień 2017 r. + korekta analityków TPE

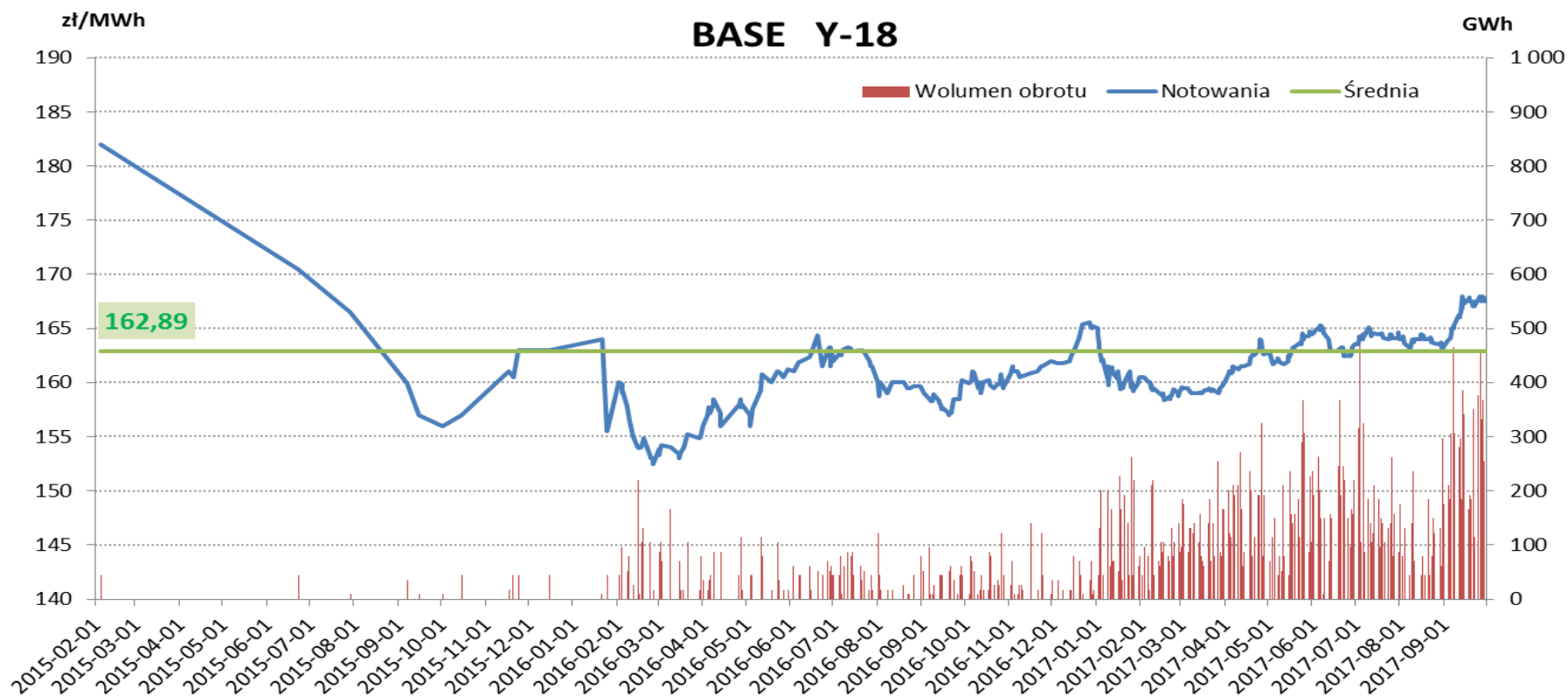
Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		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

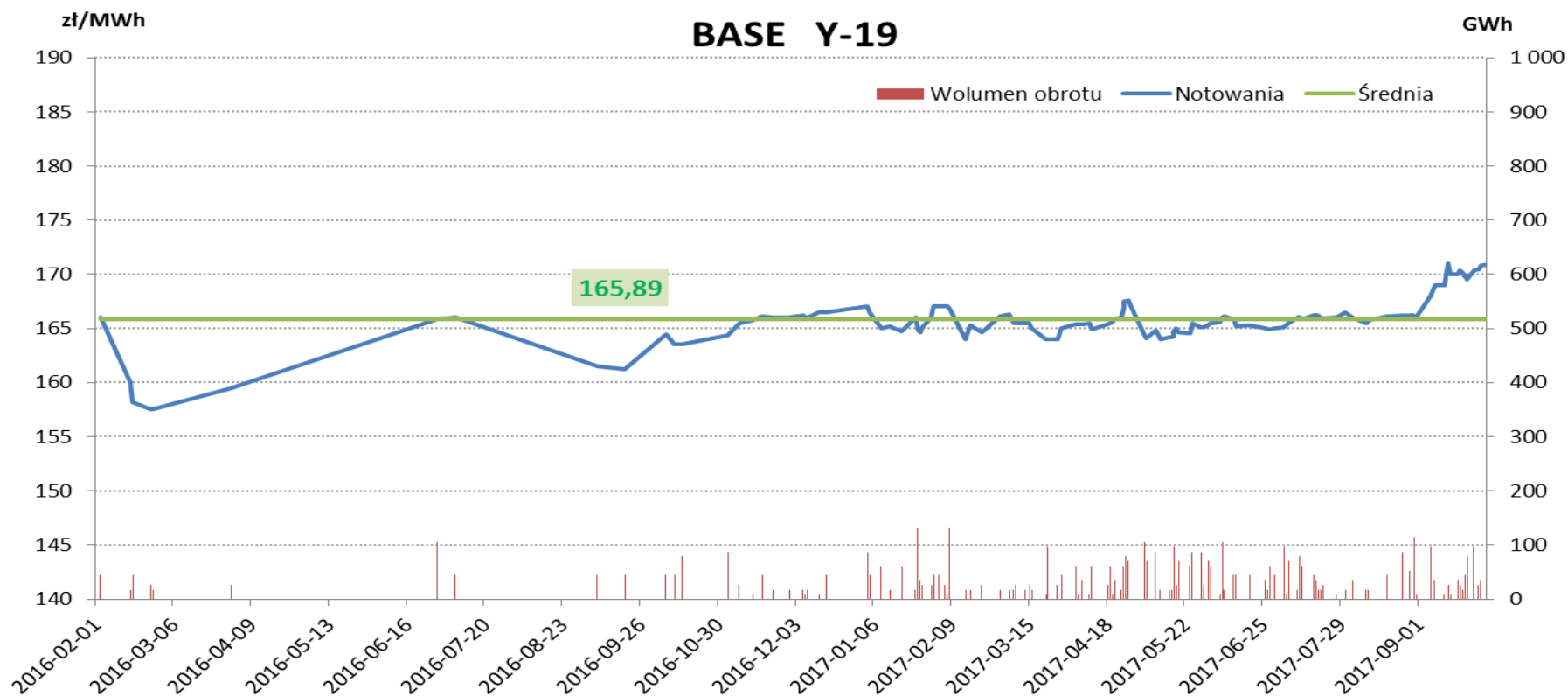
Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		162,89	49 170
w tym	na TGE	163,18	37 493
	poza TGE	161,96	11 677

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 167,56 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 54 469 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2019 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		165,89	5 773
w tym	na TGE	165,91	5 282
	poza TGE	165,59	491

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 169,36 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 6 183 GWh

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
Pekao Investment Banking	Łukasz Jakubowski

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

Dziękujemy za uwagę