



Wyniki finansowe Grupy TAURON
za I półrocze 2017 r.

18 sierpnia 2017 r.

Kluczowe parametry za I półrocze 2017 r.

Wyniki Grupy TAURON za I półrocze 2017 r.

[mln zł]		H1 2017 vs H1 2016		
Przychody ze sprzedaży	8 755	↓	(1)%	
EBITDA	2 094	↑	26%	
Wynik netto*	1 004	↑	-	
CAPEX	1 495		3%	
Dług netto/EBITDA	2,17x		spadek o 0,15 (vs 31.12.2016)	spadek o 0,41 (vs 30.06.2016)

Dane operacyjne za I półrocze 2017 r.

		H1 2017 vs H1 2016	
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	3,32	↑	34%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	9,46	↑	12%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	7,09	↑	10%
Dystrybucja energii el. [TWh]	25,70	↑	4%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	17,21	↑	10%

* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe parametry za II kwartał 2017 r.

Wyniki Grupy TAURON za II kwartał 2017 r.

[mln zł]		Q2 2017 vs Q2 2016		
Przychody ze sprzedaży	4 166	↓	(3)%	
EBITDA	909	↑	15%	
Wynik netto*	364	↑	-	
CAPEX	859		8%	
Dług netto/EBITDA	2,17x		spadek o 0,15 (vs 31.12.2016)	spadek o 0,41 (vs 30.06.2016)

Dane operacyjne za II kwartał 2017 r.

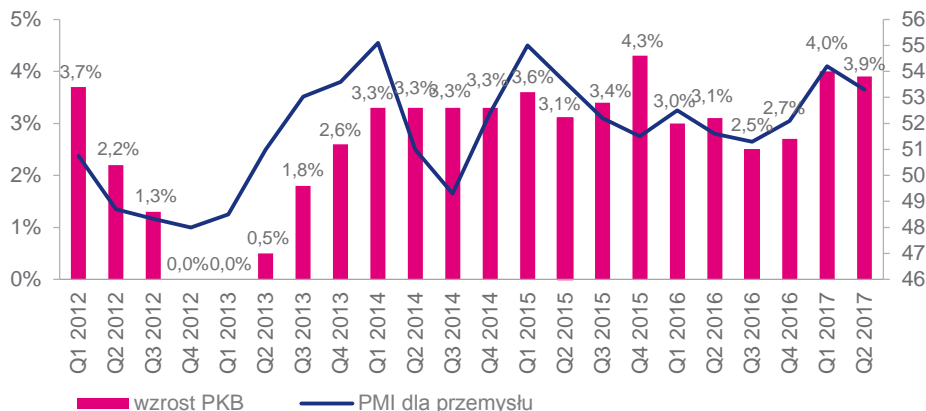
		Q2 2017 vs Q2 2016	
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,81	↑	43%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	4,56	↑	10%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	1,80	↑	13%
Dystrybucja energii el. [TWh]	12,40	↑	3%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	8,08	↑	12%

* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

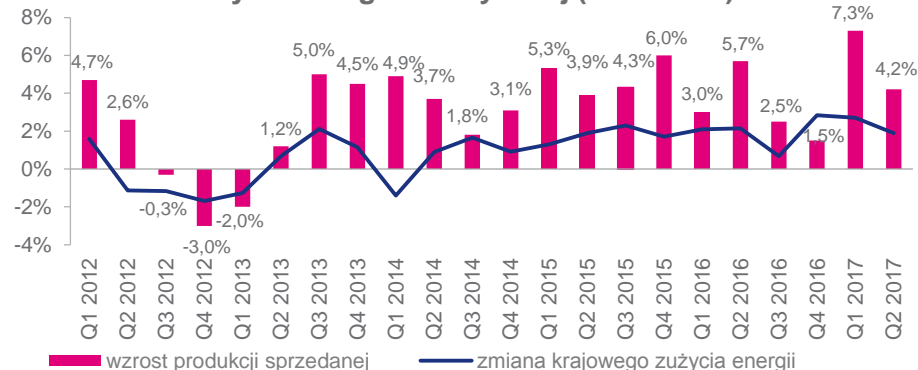
Podsumowanie kluczowych wydarzeń

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
23 czerwca	Uzyskanie z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020 dofinansowania realizacji projektów obejmujących modernizację stacji elektroenergetycznych oraz rozwój inteligentnych systemów dystrybucji i sieci elektroenergetycznych. Wartość dotacji: 41 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

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



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



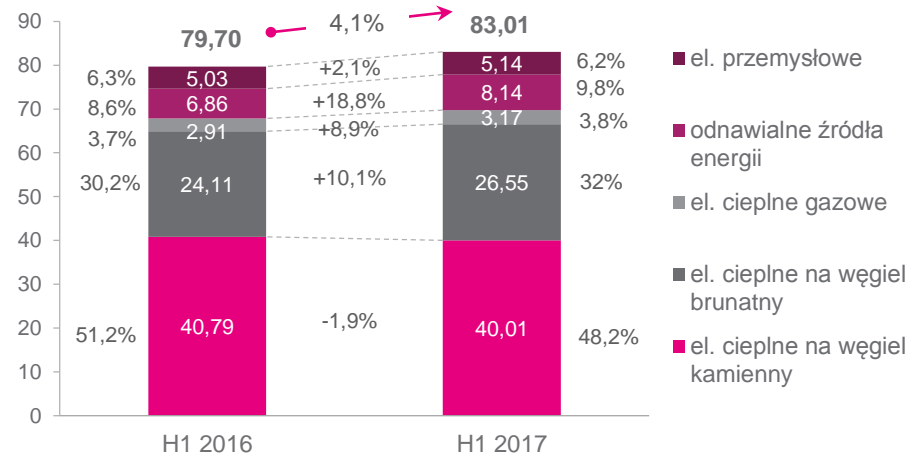
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	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	160,93	31 396
Y-19	165,14	4 170
Y-20	172,11	360

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.: 163,22 zł/MWh (estymacja)

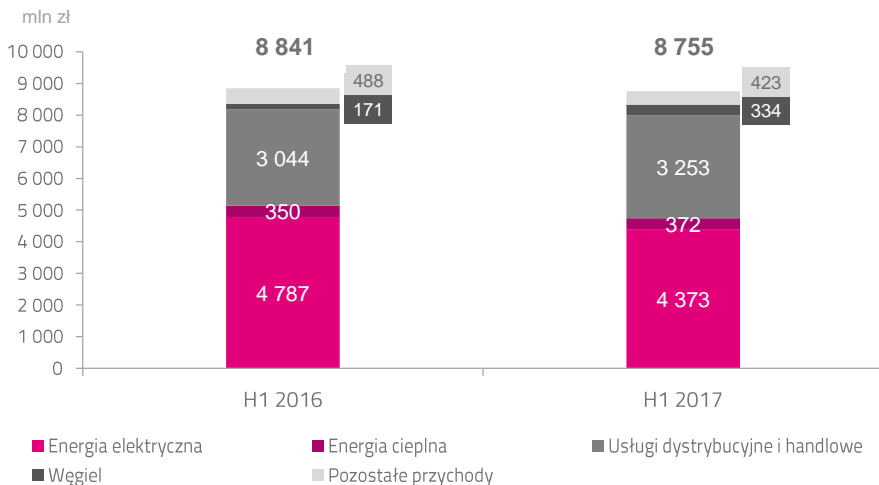
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce*** [TWh]



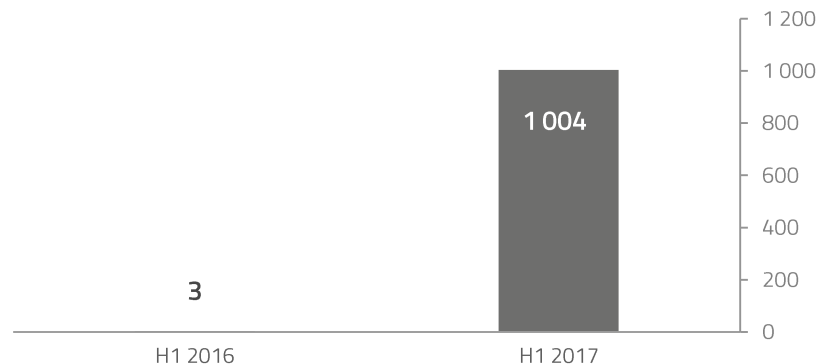
Podstawowe dane finansowe za I półrocze 2017 r.



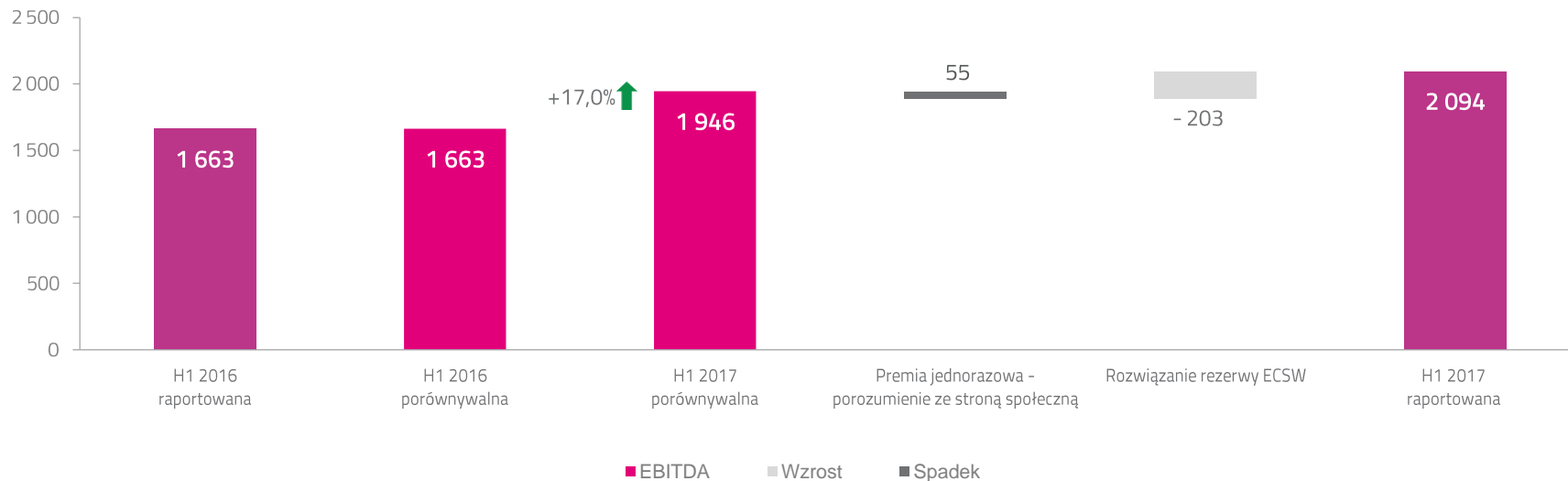
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



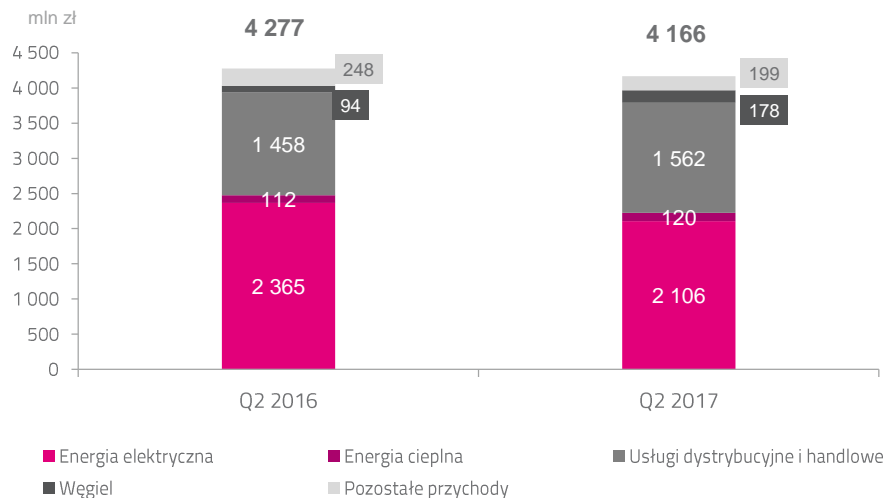
EBITDA H1 2017 vs H1 2016 [mln zł]



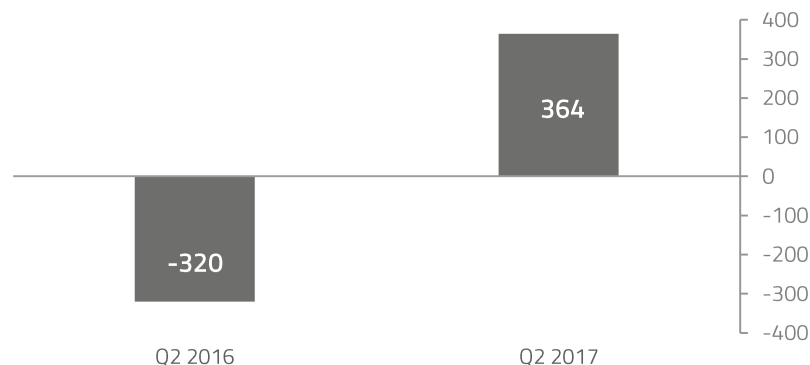
Podstawowe dane finansowe za II kwartał 2017 r.



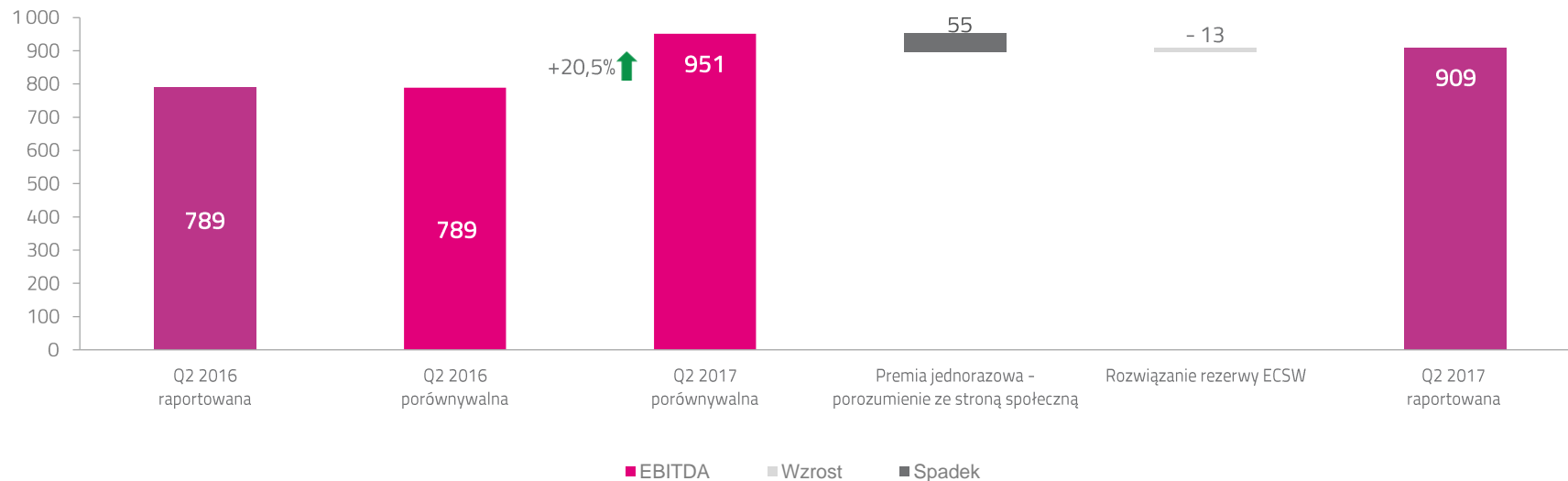
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

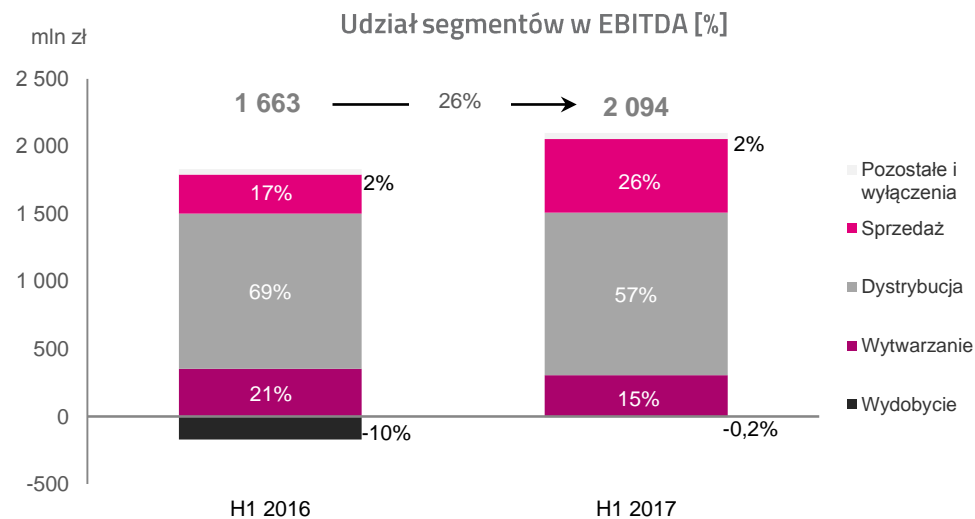


EBITDA Q2 2017 vs Q2 2016 [mln zł]



Wyniki kluczowych segmentów za I półrocze 2017 r.

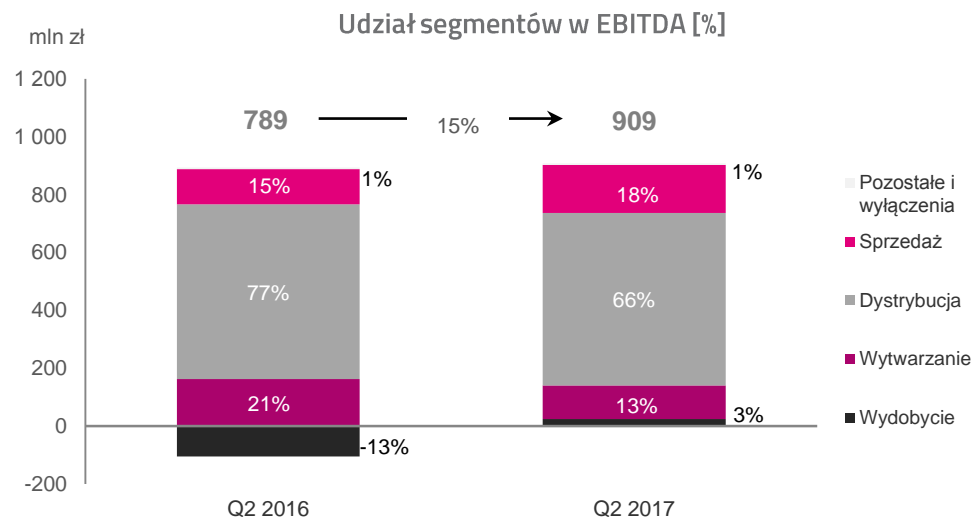
[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	782	2 282	3 368	6 677	(4 353)
EBITDA	(5)	306	1 203	545	44
EBIT	(66)	80	677	540	5
CAPEX	56	814	605	0,6	20



* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

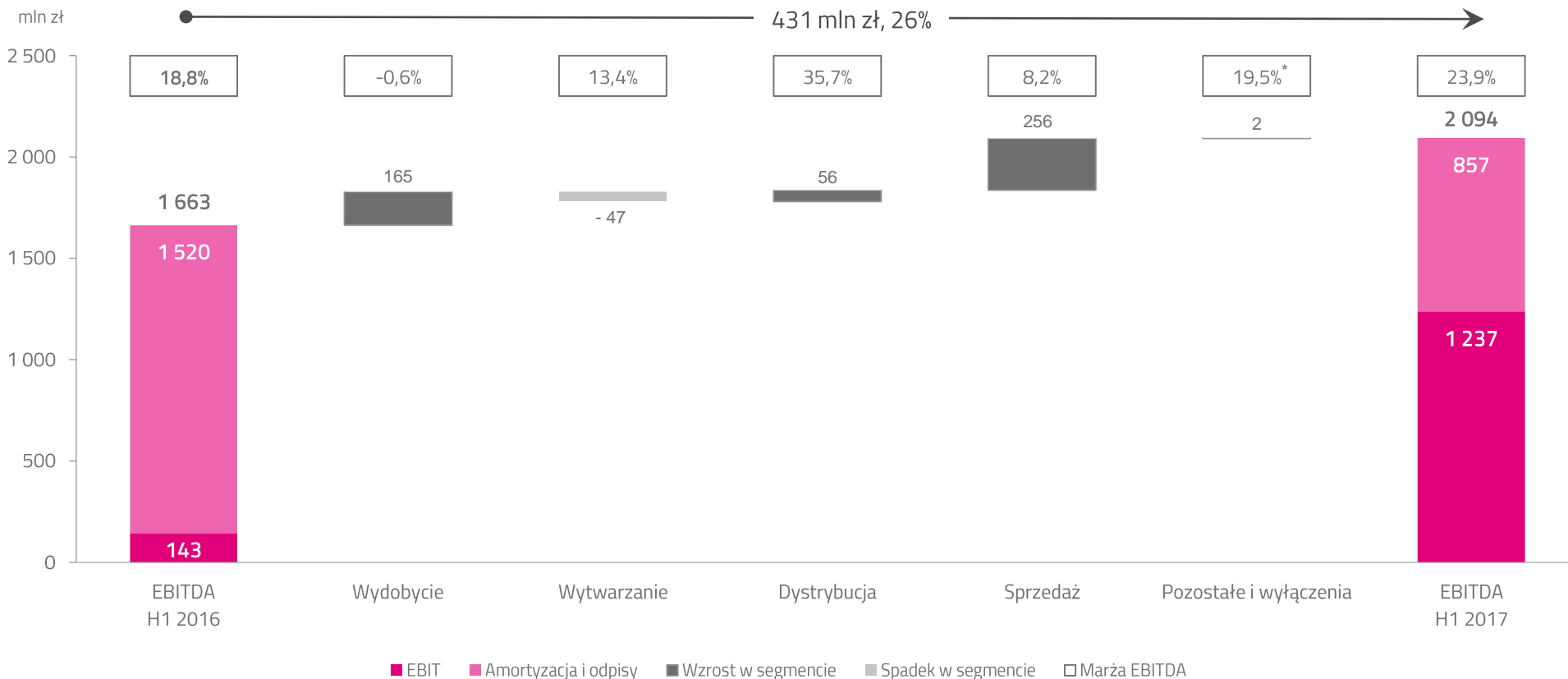
Wyniki kluczowych segmentów za II kwartał 2017 r.

[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	398	1 063	1 635	3 060	(1 989)
EBITDA	25	116	596	165	6
EBIT	(6)	(12)	332	163	(13)
CAPEX	27	479	343	0,3	10



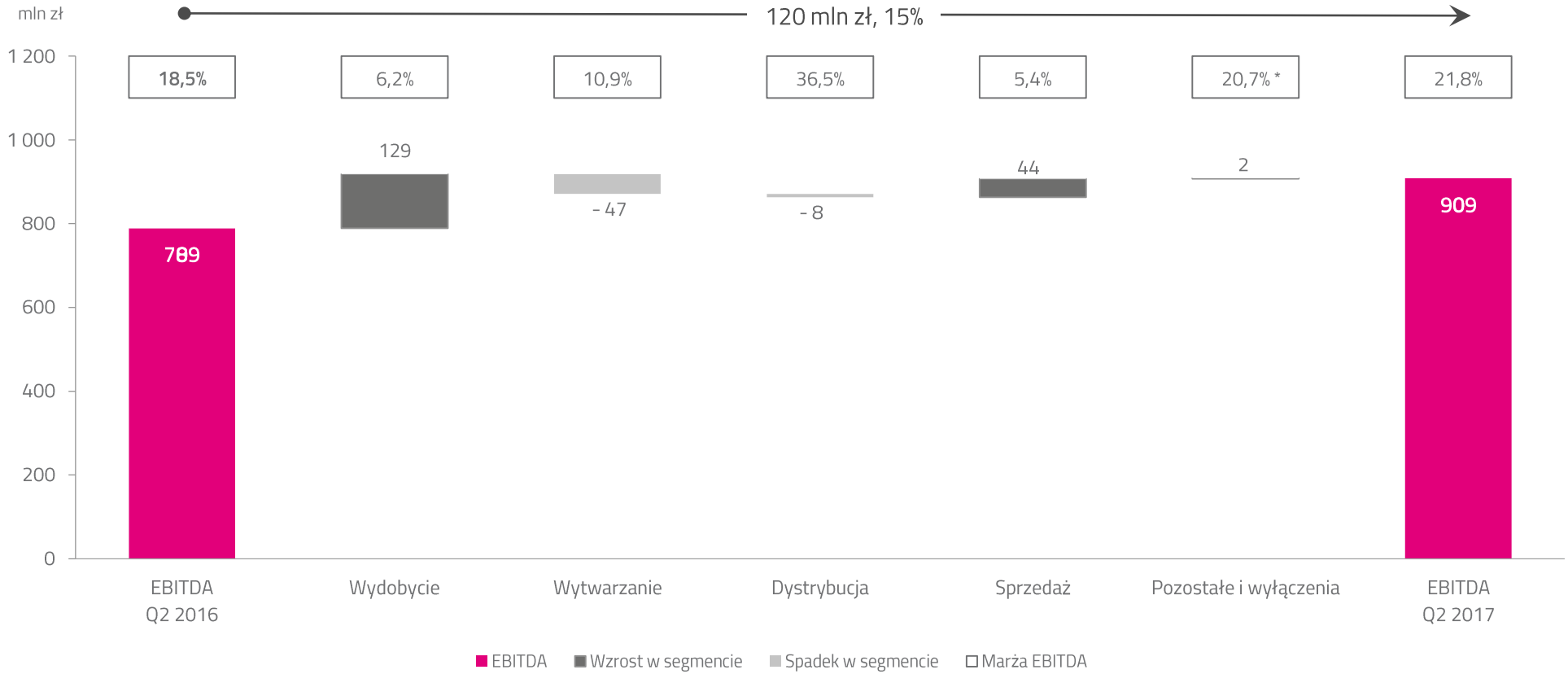
* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

EBITDA za I półrocze 2017 r.



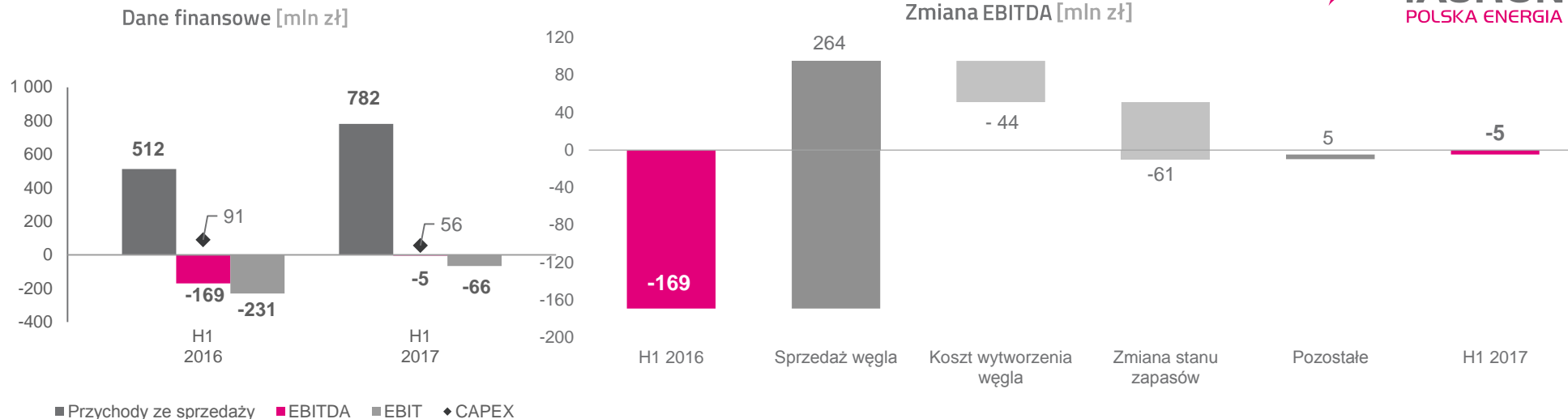
*marża EBITDA segmentu Pozostałe

EBITDA za II kwartał 2017 r.

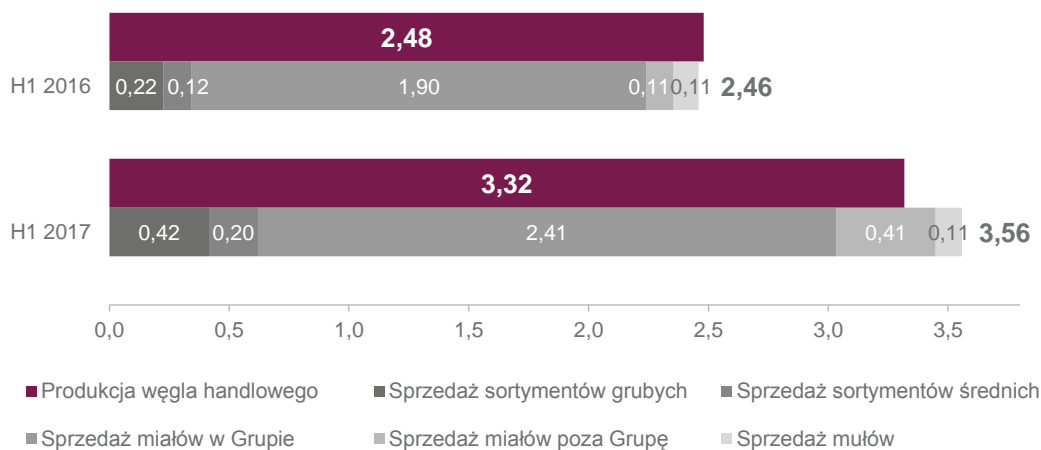


*marża EBITDA segmentu Pozostałe

Segment Wydobycie – I półrocze 2017 r.

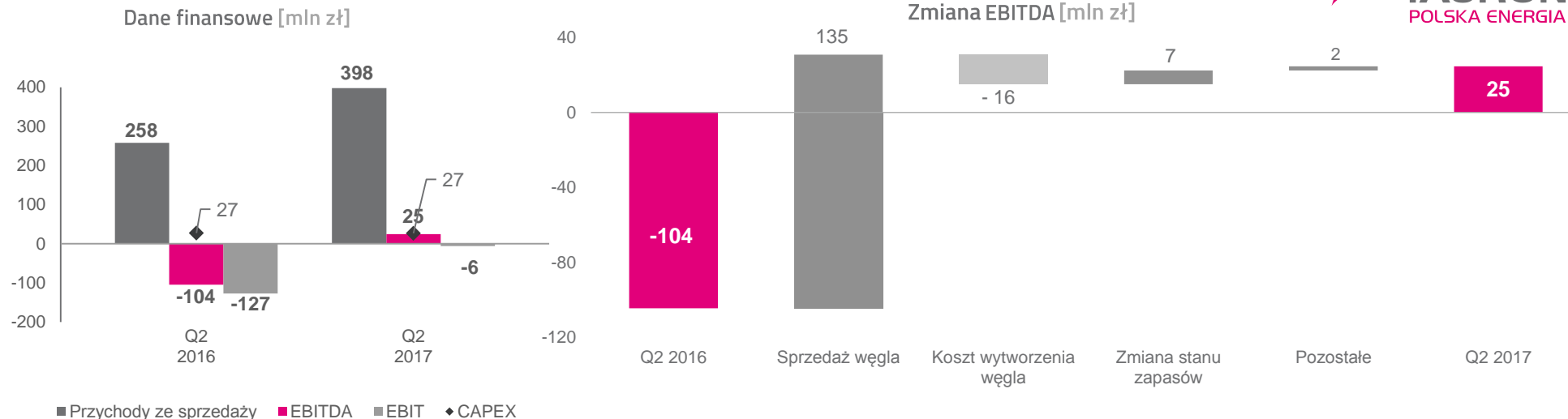


Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]

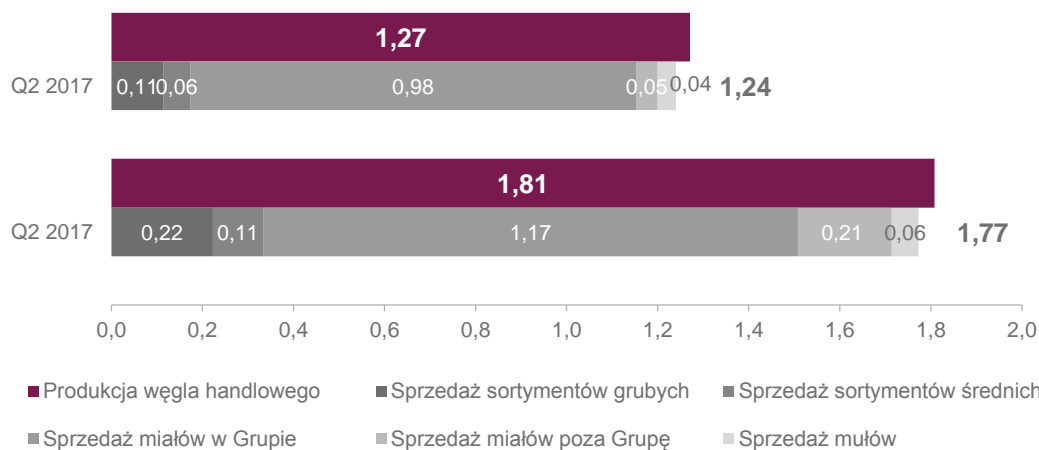


- Wzrost wolumenu produkcji o 33,7% ✓
- Wzrost wolumenu sprzedaży o 44,7% ✓
- Niższy o 24,5% mining cash cost ✓
- Niższe zatrudnienie (przeciętnie o 258 etatów) ✓

Segment Wydobycie – II kwartał 2017 r.



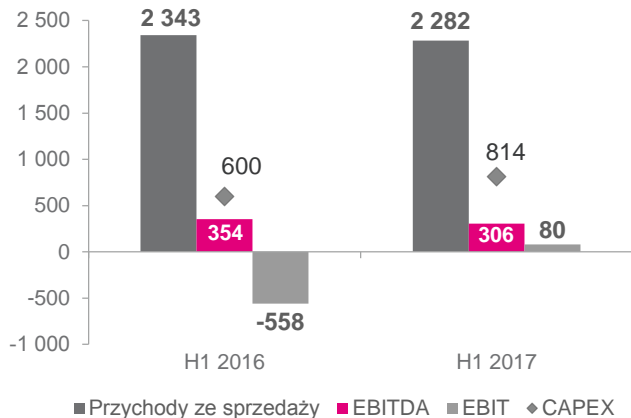
Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]



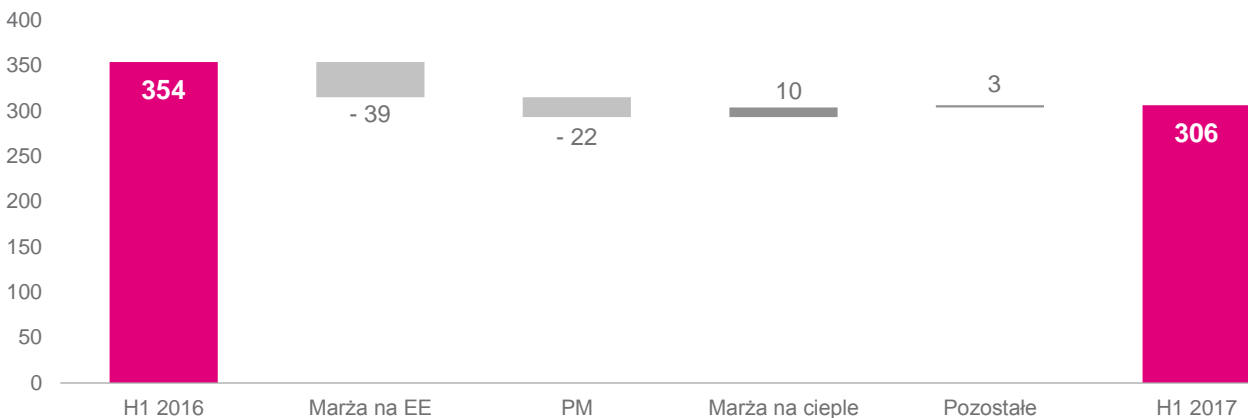
- Wzrost wolumenu produkcji o 42,2% ✓
- Wzrost wolumenu sprzedaży o 43,0% ✓
- Niższy o 32,2% mining cash cost ✓
- Niższe zatrudnienie (przeciętnie o 237 etatów) ✓

Segment Wytwarzanie – I półrocze 2017 r.

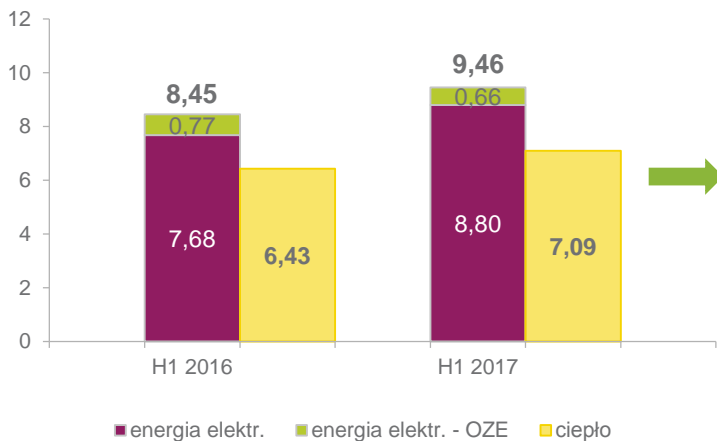
Dane finansowe [mln zł]



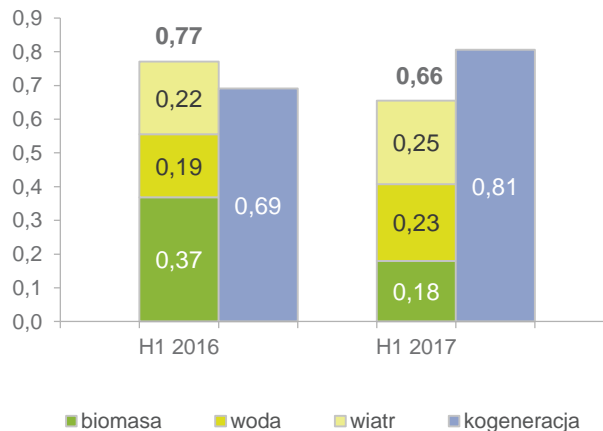
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



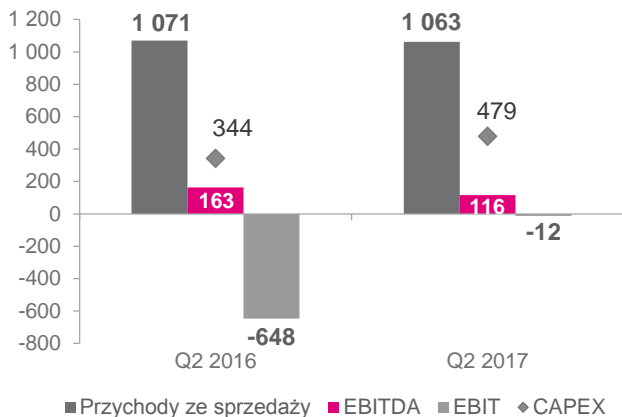
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



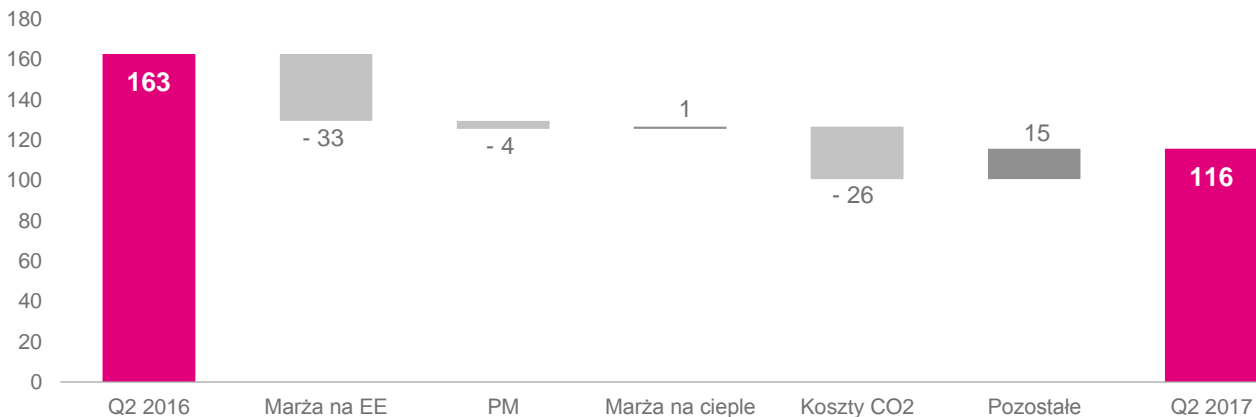
- Wzrost wolumenu sprzedaży energii i ciepła ✓
- Spadek cen CO2 ✓
- Spadek cen energii elektrycznej -
- Spadek cen PM OZE -

Segment Wytwarzanie – II kwartał 2017 r.

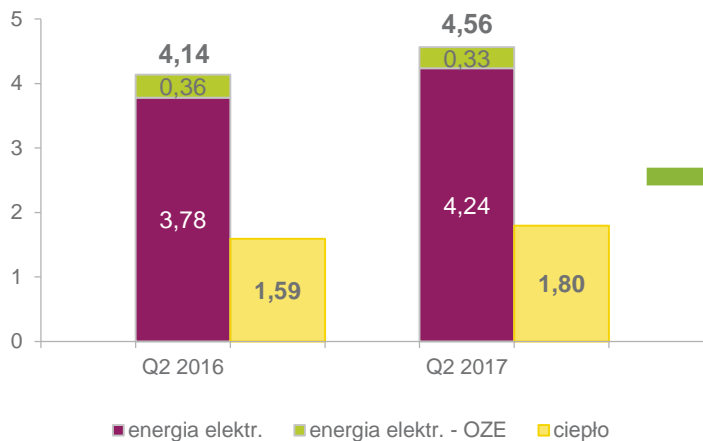
Dane finansowe [mln zł]



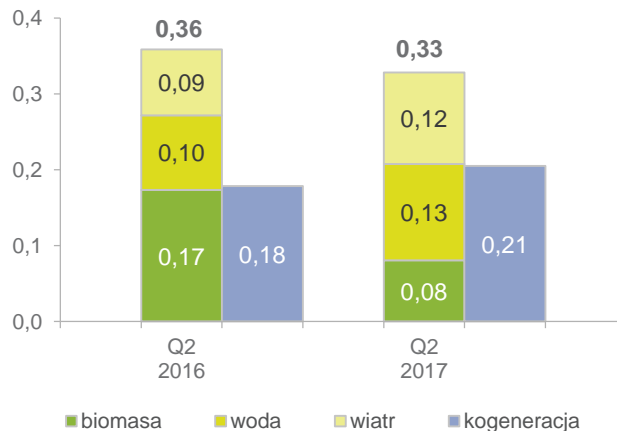
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



Wzrost wolumenu sprzedaży energii i ciepła ✓

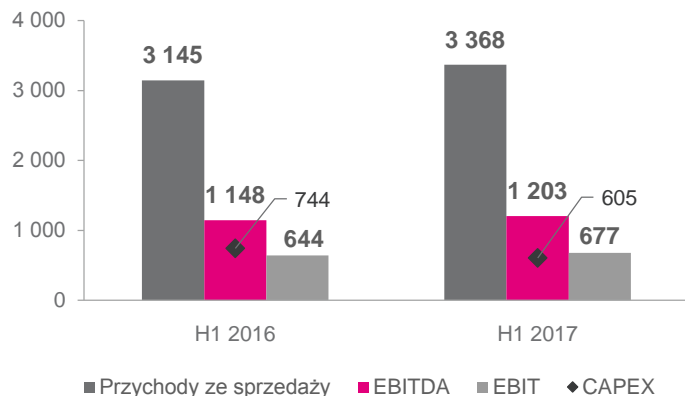
Mniejsza ilość nieodpłatnych uprawnień CO2 -

Spadek cen energii elektrycznej -

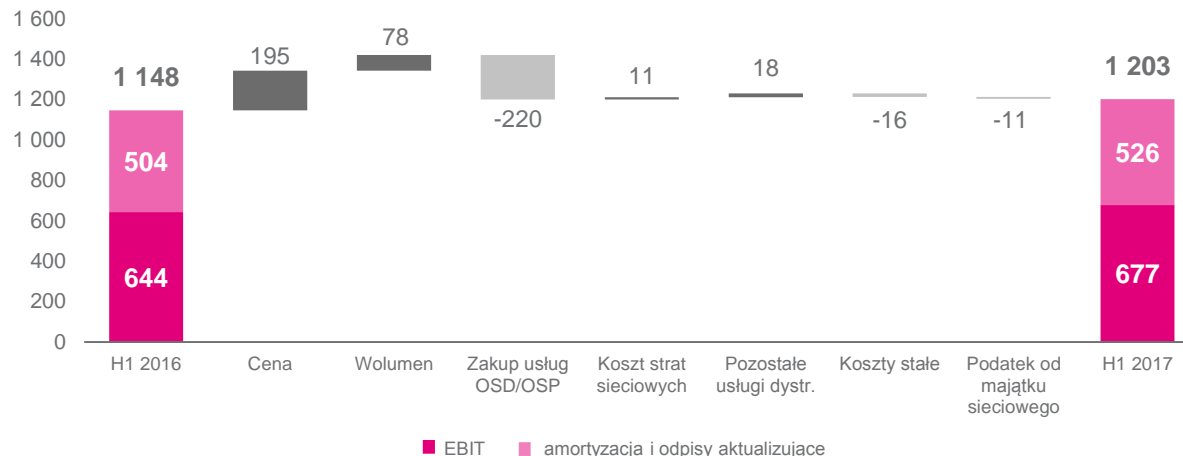
Spadek cen PM OZE -

Segment Dystrybucja – I półrocze 2017 r.

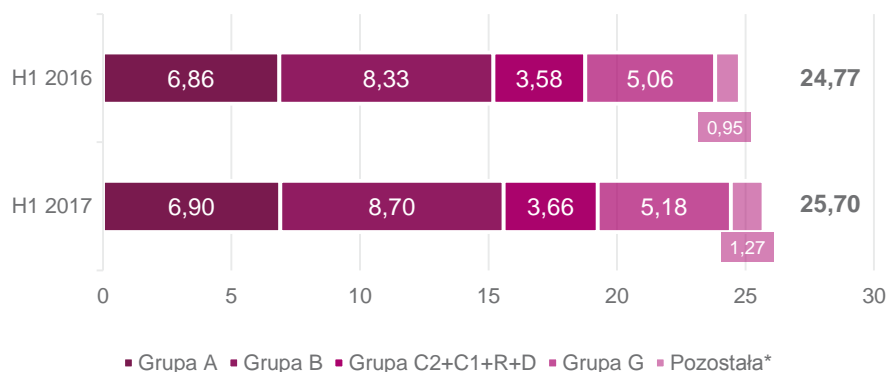
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



*sąsiedni OSD i eksport

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

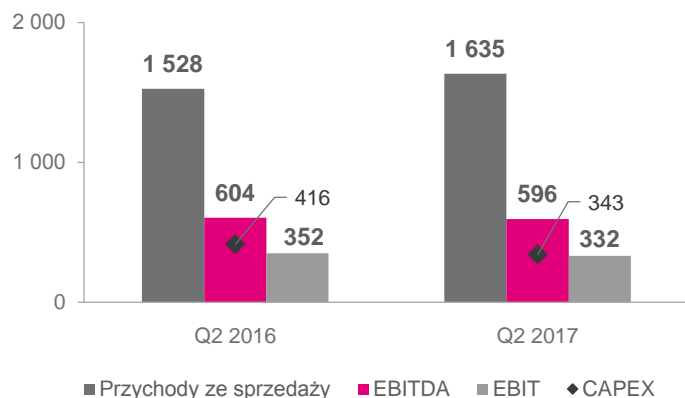
Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 926 GWh (3,7%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB ✓

Wzrost o 70% opłaty przejściowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych oraz opłaty OZE (brak w I półroczu 2016 r.) ✗

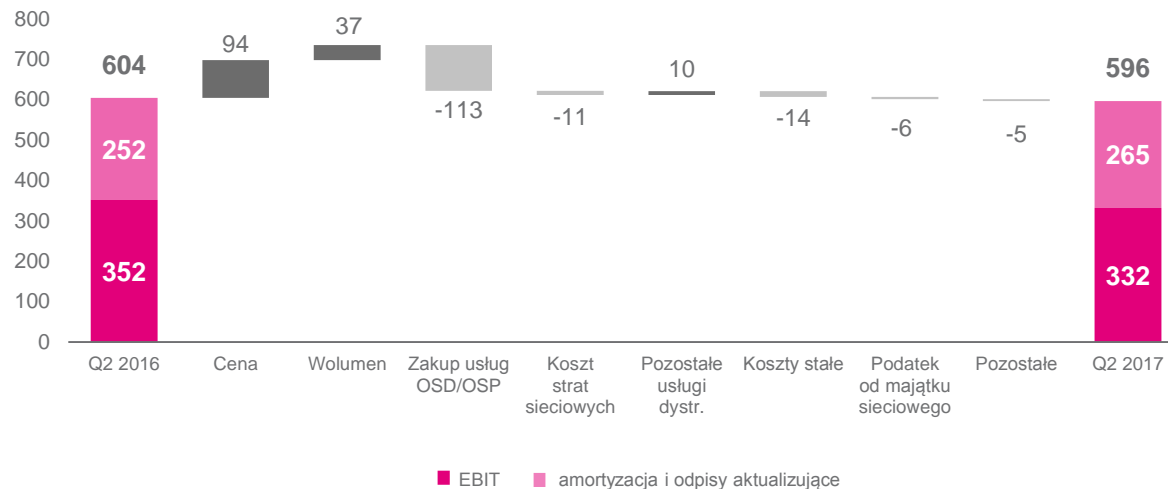
Wzrost przychodów z opłat przyłączeniowych w wyniku wcześniejszej niż zakładano realizacji części inwestycji ✓

Segment Dystrybucja – II kwartał 2017 r.

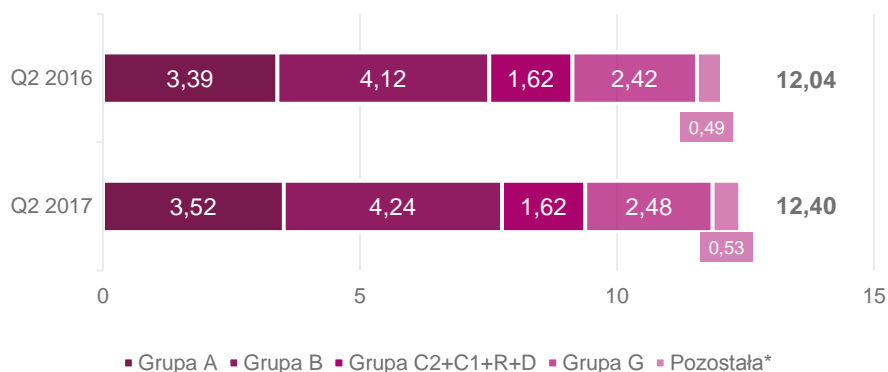
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



*sąsiedni OSD i eksport

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

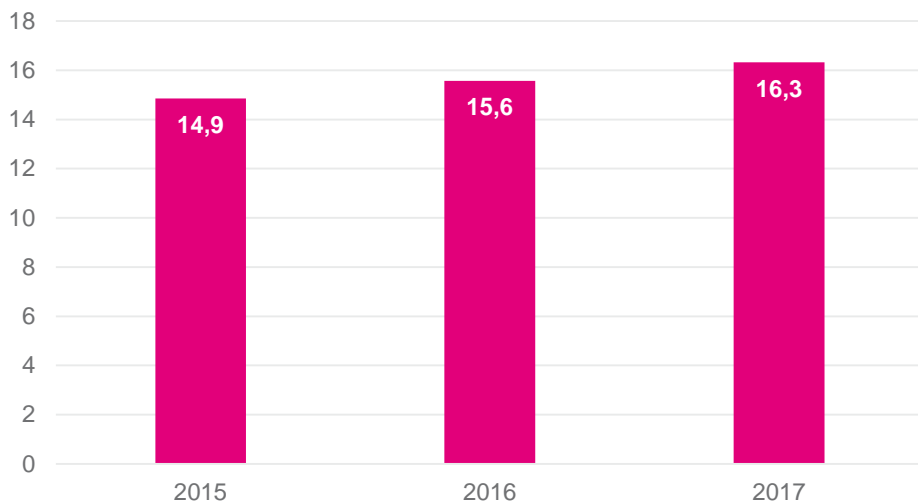
Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 354 GWh (2,9%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB (sieć sN) oraz w wyniku ograniczenia generacji własnej (sieć WN) ✓

Wzrost o 71% opłaty przejściowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych oraz opłaty OZE (brak w II kw. 2016 r.) -

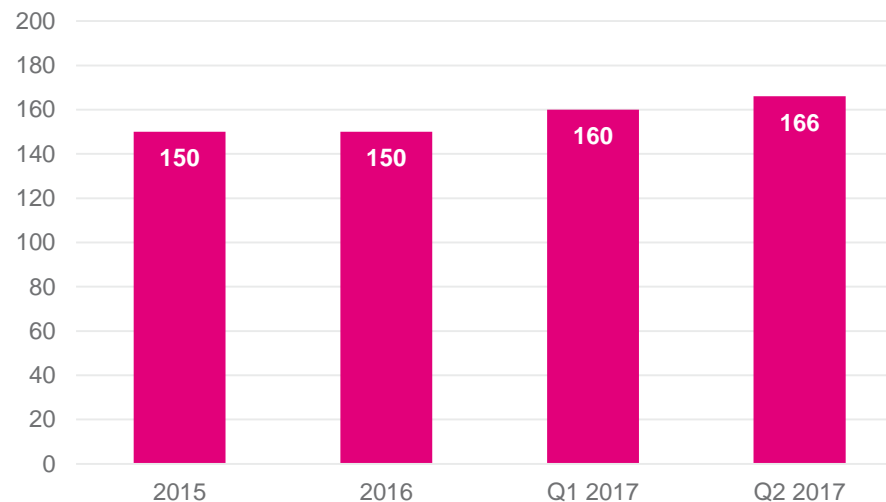
Wzrost kosztów pracy oraz kosztów podatku od majątku sieciowego -

Segment Dystrybucja – kluczowe parametry

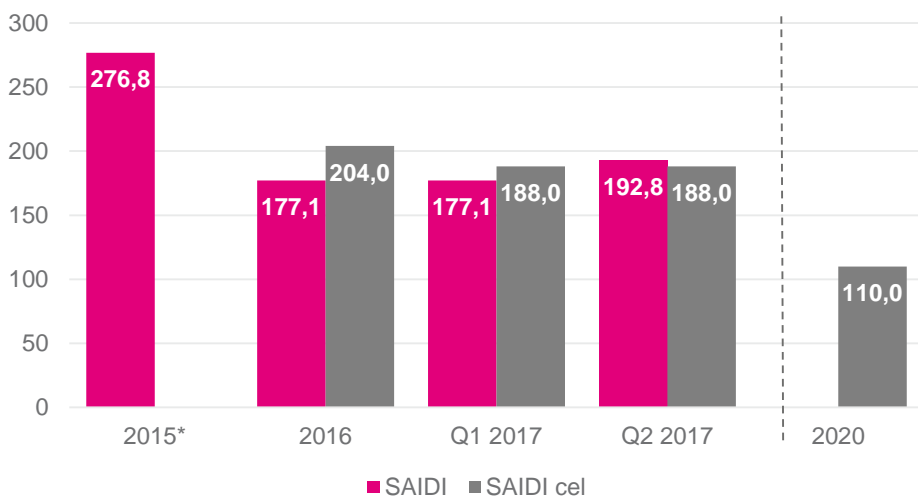
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



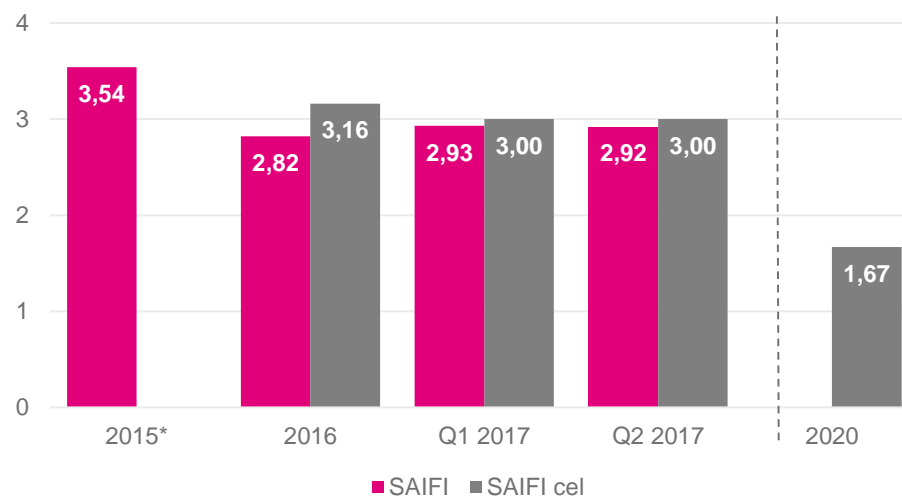
Czas przyłączenia odbiorców [dni]



SAIDI [min.]



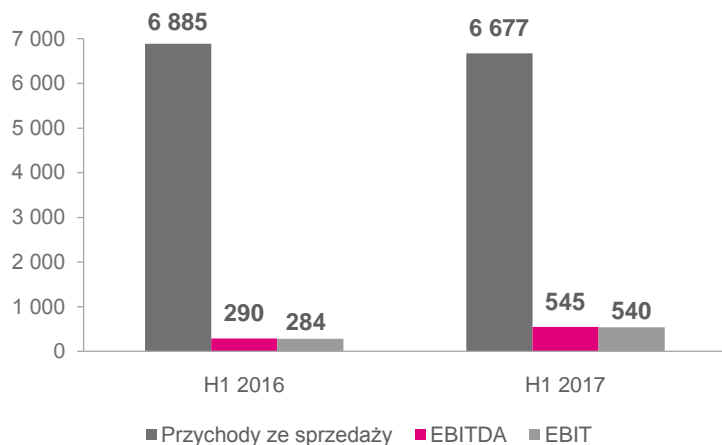
SAIFI [szt.]



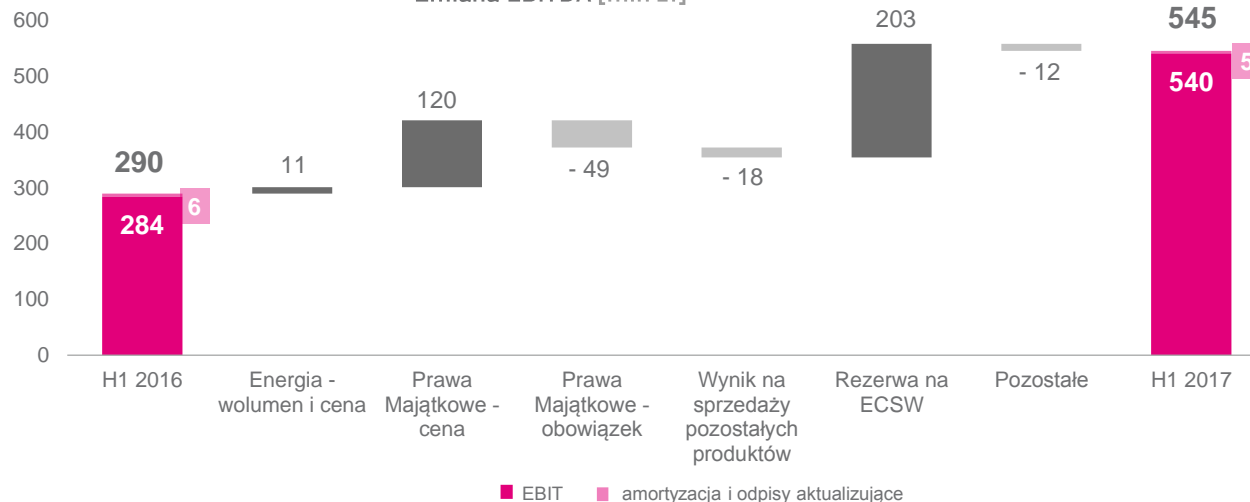
* W 2015 r. zastosowano podejście do wyznaczenia wskaźników inne niż w regulacji jakościowej – uwzględniane były wówczas przerwy zasilania w sieci dystrybucyjnej nN

Segment Sprzedaż – I półrocze 2017 r.

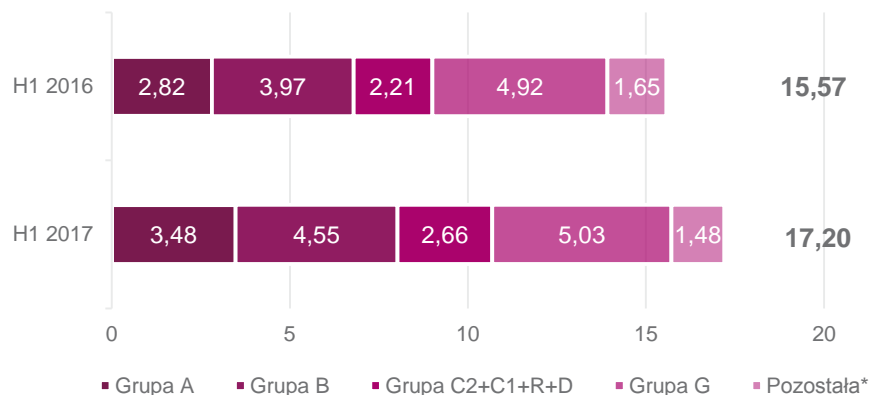
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



Wzrost wolumenu sprzedaży w segmencie biznesowym



Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 15% do 15,4% i innych PM oraz wprowadzenie PM OZE-BIO 0,6%



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



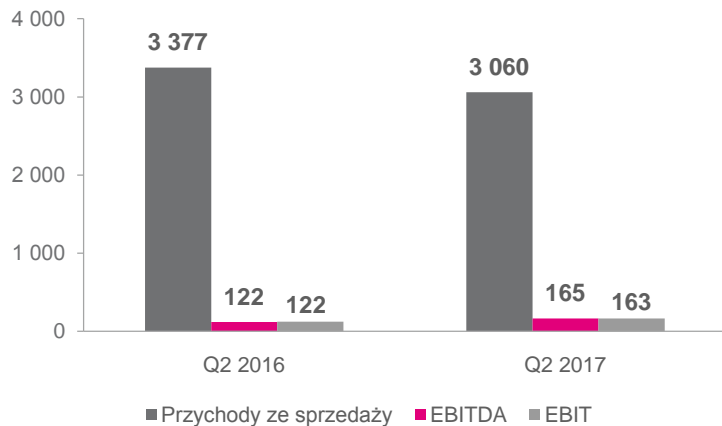
Dodatni efekt w H1 2017 r. w związku z rozwiązaniem rezerwy dotyczącej projektu budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli



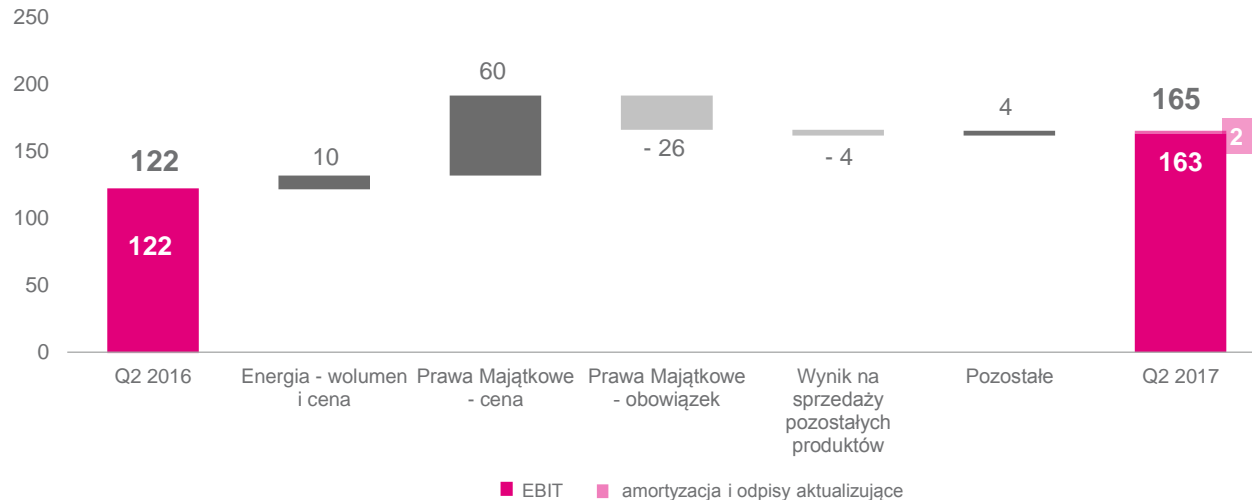
*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Segment Sprzedaż – II kwartał 2017 r.

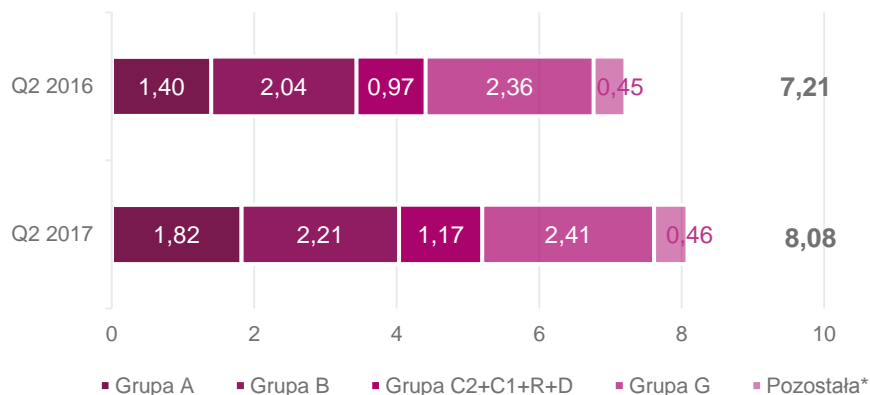
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



Wzrost wolumenu sprzedaży w segmencie biznesowym

✓

Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 15% do 15,4% i innych PM oraz wprowadzenie PM OZE-BIO 0,6%

–

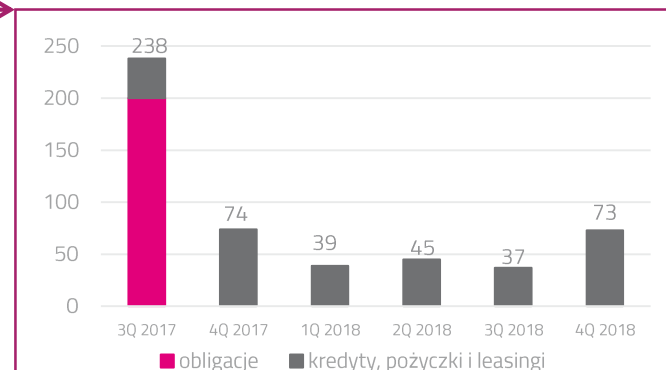
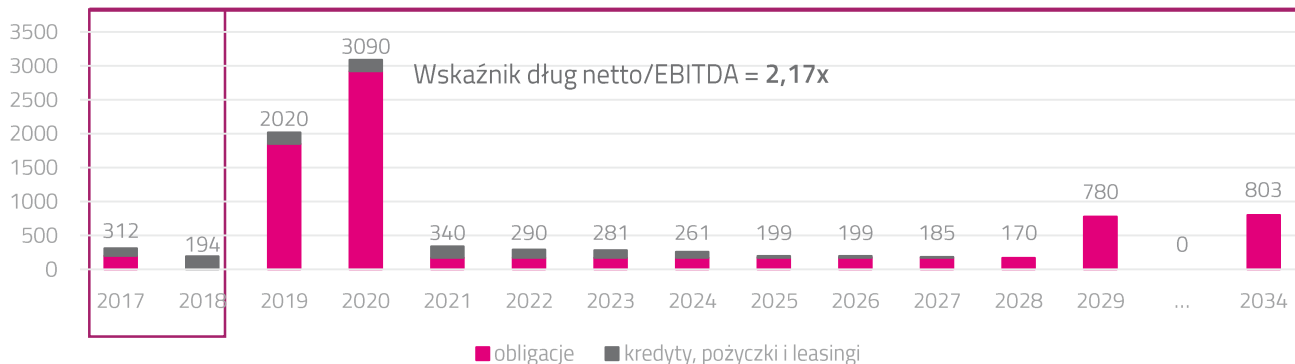
Spadek rynkowych cen zakupu praw majątkowych pod umorzenie (głównie PM OZE)

✓

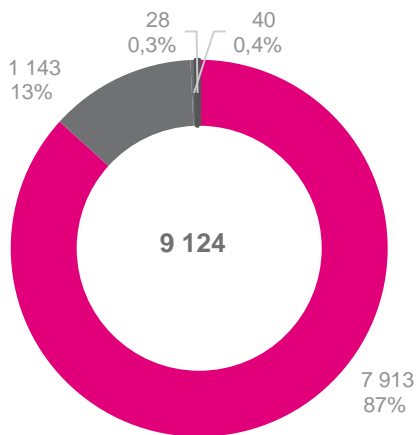
*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON wg stanu na dzień 30.06.2017 r. [mln zł]

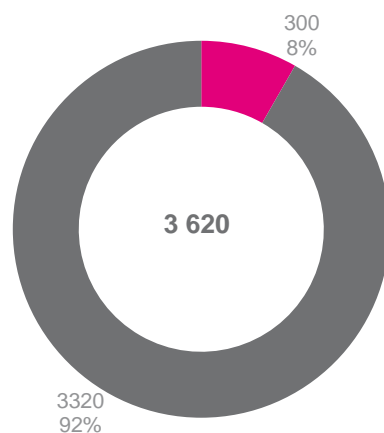


Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na 30.06.2017 r. [mln zł]



■ obligacje ■ kredyty EBI ■ pożyczki z NFOŚiGW / WFOŚiGW ■ leasingi

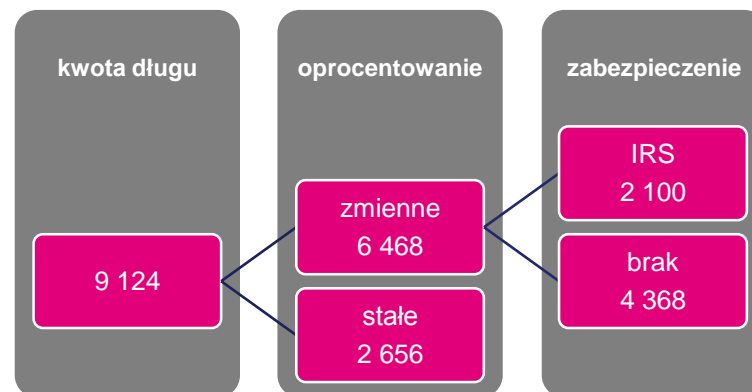
Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 30.06.2017 r. [mln zł]



■ cash pool ■ programy emisji obligacji

- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 30.06.2017 r. wynosi: 9 124 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30.06.2017 r. wynosi 71 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 16,6% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania [mln zł]



Kluczowe parametry emisji

Wartość emisji: **500 mln EUR**

Data emisji: **5 lipca 2017 r.**

Termin zapadalności: **10 lat od dnia emisji**, tj. 5 lipca 2027 r.

Cena emisyjna: **99,438 proc.**

Kupon: **2,375 proc. p.a.**

Rentowność: **2,439 proc. p.a.**

Rynek notowań: **London Stock Exchange**

Rating emisji nadany przez Fitch: **BBB**

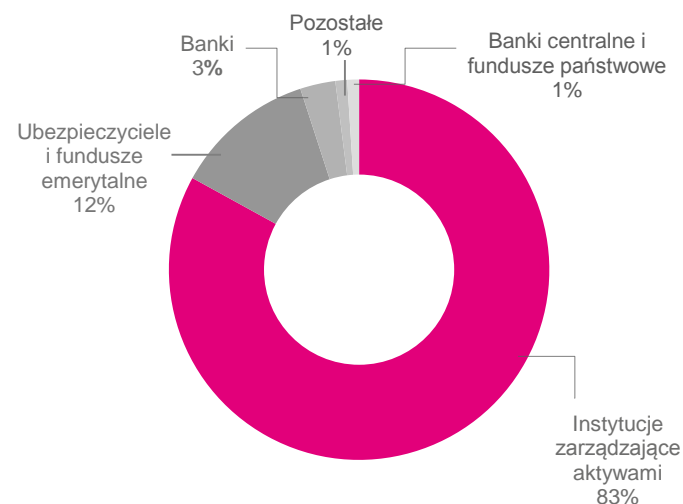
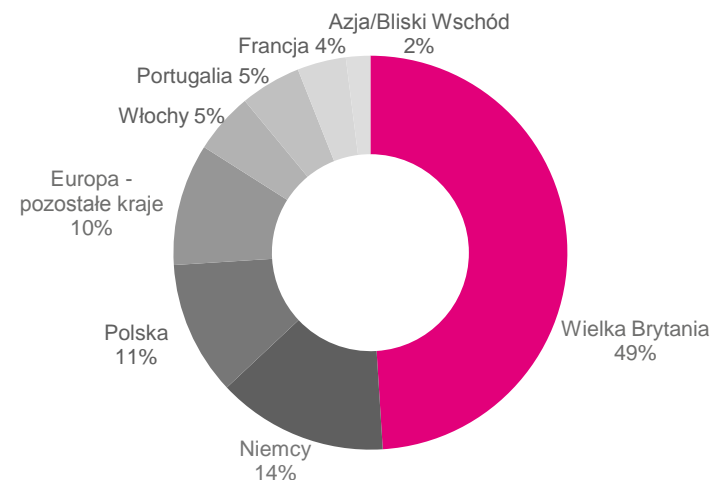
Cele emisji

- Refinansowanie kosztów nabycia i budowy farm wiatrowych
- Pokrycie wydatków inwestycyjnych w obszarze Dystrybucja
- Ogólne cele korporacyjne (z wyłączeniem projektów węglowych)

Proces emisji

- W ramach przeprowadzonego w czerwcu br. roadshow odbyły się spotkania oraz telekonferencje z ponad **80 inwestorami**
- Przedstawiciele TAURON odwiedzili: Amsterdam, Frankfurt, Monachium, Londyn, Paryż oraz Warszawę
- Łączny popyt na obligacje przekroczył **1,4 mld EUR**, w ramach ofert złożonych przez ponad **100 inwestorów**

Charakterystyka Obligatariuszy

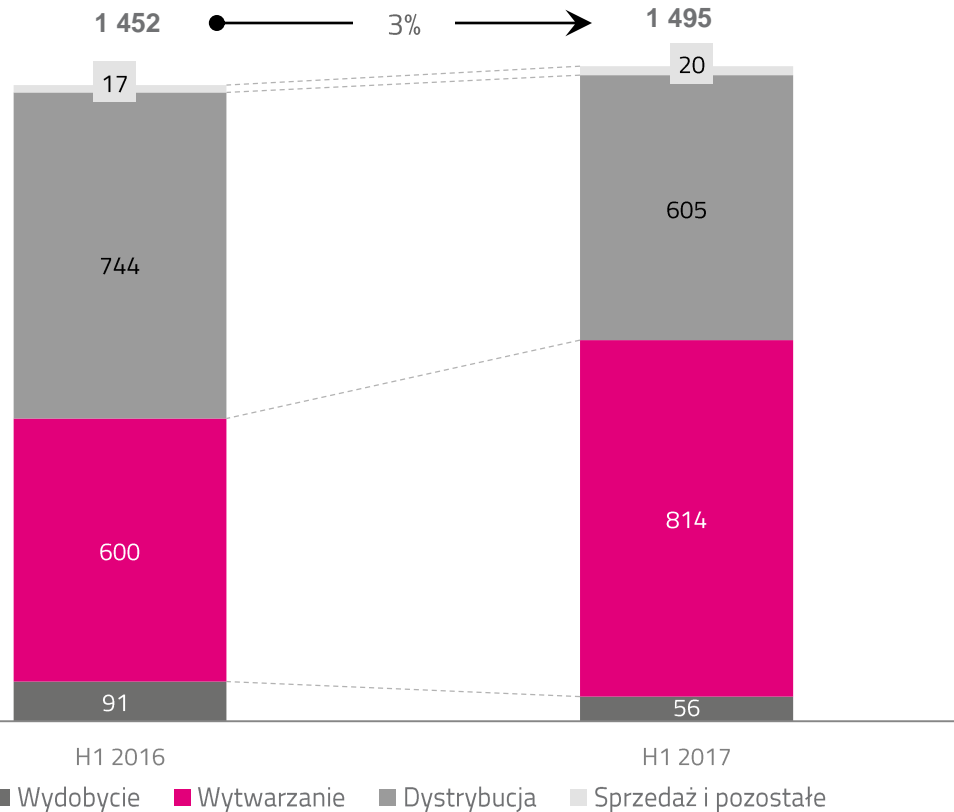


CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (proc.)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	39	 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	-	-	23	 2025

CAPEX – podział na segmenty

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



* w tym koszty finansowe H1 2016: 48 mln, H1 2017: 45 mln zł

Główne inwestycje realizowane w I półroczu 2017 r.:

Wydobycie:





- budowa poziomu 800 m w ZG Janina (20 mln zł)
- budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (6 mln zł)
- program inwestycyjny ZG Brzeszcze (10 mln zł)

Wytwarzanie:

- budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (702 mln zł)
- utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (8 mln zł)
- przyłączenia nowych obiektów (6 mln zł)



Dystrybucja:

- budowa nowych przyłączy (244 mln zł)
- modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (296 mln zł)

Segment	Efekty finansowe zrealizowane w okresie: 2016 – II kwartał 2017 r.	Efekty finansowe zaplanowane na lata 2016-2018	Proc. realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	118 mln zł	255 mln zł	 46	<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)	306 mln zł	367 mln zł	 83	<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	228 mln zł	390 mln zł	 58	<ul style="list-style-type: none"> Reorganizacja i restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie kosztów utrzymania majątku Poprawa efektywności zakupów Reorganizacja usług magazynowych Sprzedaż zbędnych nieruchomości
Pozostałe	100 mln zł	291 mln zł	 34	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie zakresu usług IT Ograniczenie kosztów obsługi klienta, kosztów administracyjnych Optymalizacja kosztów działań promocyjnych, sponsoringowych
Razem	752 mln zł	1 303 mln zł	58	

- W 2016 roku i w I półroczu 2017 r. z tytułu Programów Dobrowolnych Odejść zatrudnienie w Grupie TAURON w ramach Programu Poprawy Efektywności zostało zmniejszone o 857 etatów. Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach

Realizacja Inicjatyw Strategicznych

Segment	Efekty finansowe zrealizowane w okresie: I-II kwartał 2017 r.	Efekty finansowe zaplanowane na lata 2017-2020	Proc. realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	11 mln zł	151 mln zł	 7	<ul style="list-style-type: none"> Wzbogacanie trójproduktowe Rozbudowa paczkowania węgla Optymalizacja nakładów inwestycyjnych Optymalizacja kosztów wytworzenia
Wytwarzanie (w tym OZE i Ciepło)	135 mln zł	1 348 mln zł	 10	<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	100 mln zł	336 mln zł	 30	<ul style="list-style-type: none"> Ograniczenie nakładów inwestycyjnych Realizacja Programu Jedna Dystrybucja
Sprzedaż	20 mln zł	111 mln zł	 18	<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
Blok gazowo-parowy Łagisza	214 mln zł	1 468 mln zł	 15	<ul style="list-style-type: none"> Wstrzymanie projektu w Elektrowni Łagisza
Razem	480 mln zł	3 414 mln zł	14	

- W Strategii Grupy TAURON, z tytułu realizacji Inicjatyw Strategicznych w roku 2017 zaplanowano efekty finansowe w wysokości 0,7 mld zł. W I półroczu 2017 r. zrealizowano 68 proc. planu.

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

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-lip 17)		2017/2016	
	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	165,88	191 342	159,96	100 350	-3,6%	-37,1%
Forward PEAK (Y+Q+M)	210,27	23 414	208,94	10 518	-0,6%	-20,9%
Forward (średnia ważona)	170,72	214 756	164,61	110 869	-3,6%	-35,3%
SPOT (TGE)	160,64	27 590	152,50	14 389	-1,5%	+1,5%
Średnia ważona razem	169,58	242 346	163,22	125 257	-3,6%	-31,1%

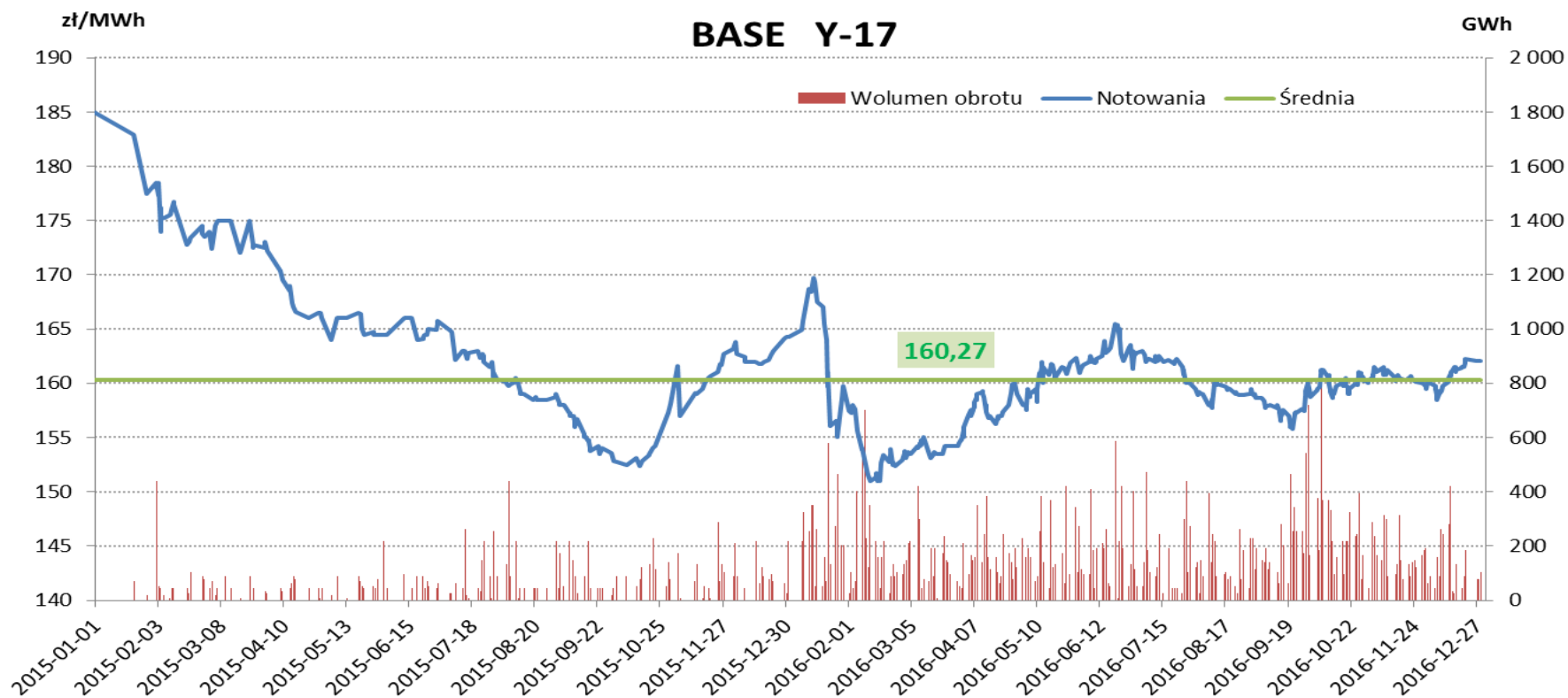
Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w 2017)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2016 r.	2017 r.
OZE (PMOZE_A)	30,92	300,03 (14,35%)	300,03 (15,4%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	361,81	300,03 (0,65%)	300,03 (0,6%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2016)	10,59	11,00 (23,2%)	10,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2016)	123,31	125,00 (6,0%)	120,00 (7,0%)
Kogeneracja z metanu (PMMET-2016)	62,19	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.	5,28 EUR/t
Średnia w 2018 r.	6,01 EUR/t
Średnia w 2019 r.	8,54 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2017 r. (**aktualizacja lipiec 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 - lipiec 2017 r. + korekta analityków TPE

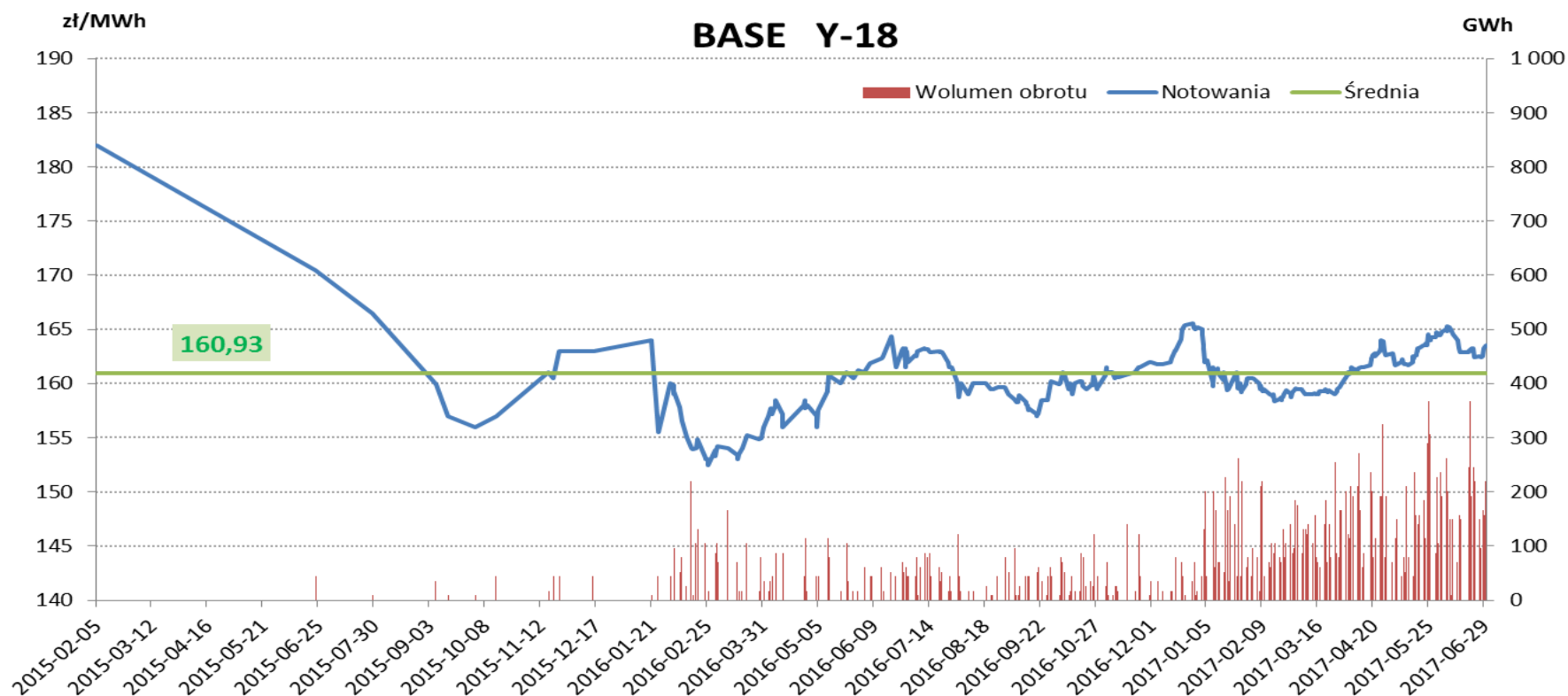
Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		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

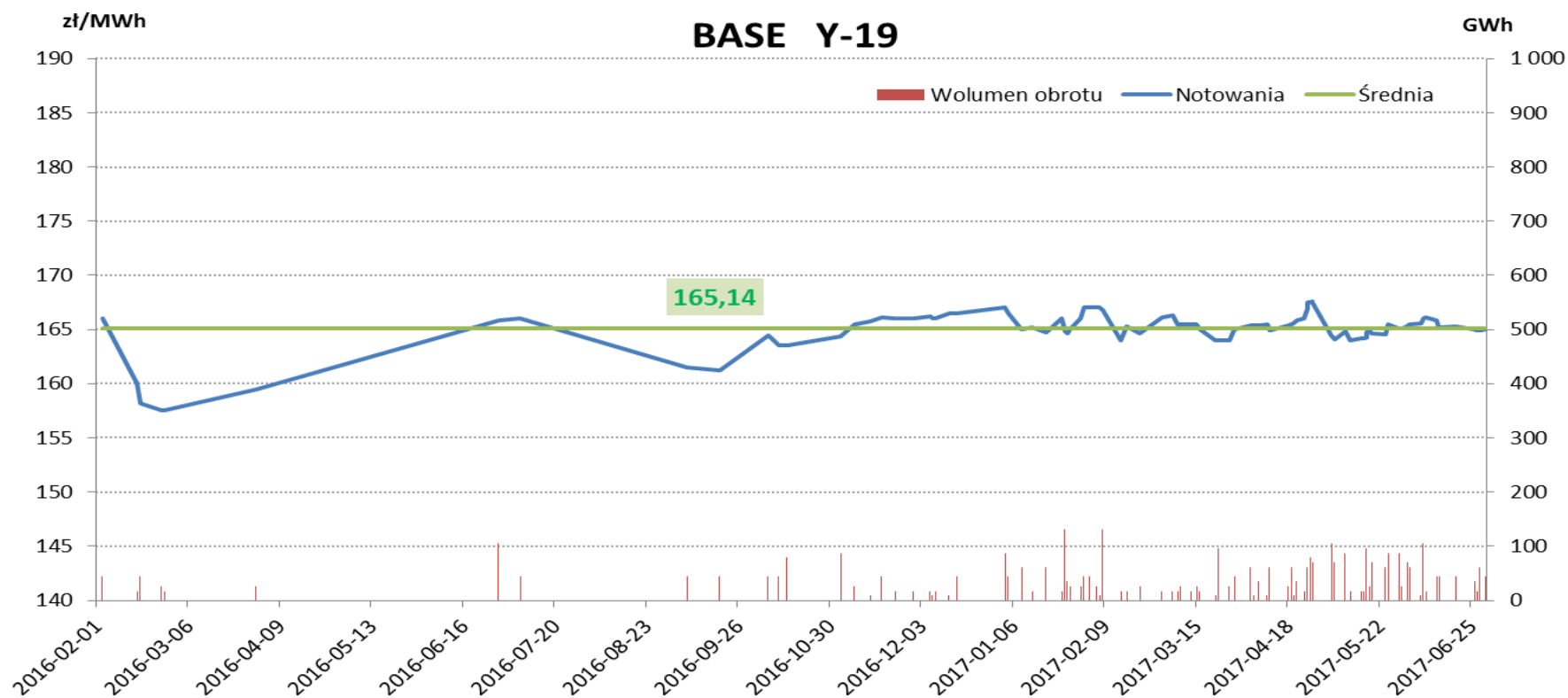
Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		160,93	31 396
w tym	na TGE	161,08	22 829
	poza TGE	160,55	8 567

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 165,05 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 34 246 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2019 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		165,14	4 170
w tym	na TGE	165,11	3 705
	poza TGE	165,34	464

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 168,50 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 4 448 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

Dziękujemy za uwagę