



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za 4 kwartał 2018

4 marca 2019

Podsumowanie roku 2018 (1/2)



Fakt

- **Wzrost wyceny Spółki:** Kurs akcji wzrósł o ok. 68% do 20 zł/akcja (24,4 zł/akcja na dzień 12.02.2019 r.)
- **Morskie farmy wiatrowe:**
 - Finalizacja umowy z Equinor na sprzedaż 50% udziałów w projekcie farm wiatrowych na morzu (Polenergia Bałtyk II i Polenergia Bałtyk III).
 - Podpisanie warunkowej umowy sprzedaży 50% udziałów w projekcie Polenergia Bałtyk I.
- **Zmiany w otoczeniu regulacyjnym:** Nowelizacja Ustawy OZE przywróciła poprzednie zasady ustalania podatku od nieruchomości począwszy od 2018 r.
- **Zmiany w otoczeniu rynkowym:** Wysokie ceny zielonych certyfikatów oraz energii elektrycznej.
- **Aukcje OZE:**
 - W 2018 r. odbyły się aukcje m.in. dla farm wiatrowych na lądzie (ok. 1 GW) i dla fotowoltaiki.
 - Zapowiedź kolejnych aukcji w 2019 dla farm wiatrowych (ponad 1,5 GW) i fotowoltaiki (ponad 1,5 GW).
- **Aukcje na rynku mocy:** ENS i Mercury Energia wygrały aukcje na rynek mocy na lata 2021, 2022 i 2023.
- **Zakończenie restrukturyzacji zadłużenia:** W 2019 r. nastąpiło podpisanie zmienionych umów kredytu dla FW Amon i Talia oraz GSR (ponad 76% łącznego zadłużenia farm wiatrowych).
- **Plan inwestycji w infrastrukturę dystrybucyjną:** Polenergia Dystrybucja rozpoczęła realizację nowego planu inwestycyjnego (50,7m) i pozyskała na ten cel finansowanie dłużne (33,7m).
- **Ustawa offshorowa:** Przewodniczący parlamentarnego zespołu ds. morskiej energetyki wiatrowej spodziewa się przyspieszonych prac Sejmu nad projektem ustawy offshorowej i przyjęcia jej do połowy 2019 r.

Efekt / Komentarz

- Wzrost kapitalizacji Spółki o 380m (z 552,1m na koniec 2017 r. do 931,6m na koniec 2018 r.)
- Pozyskanie doświadczonego partnera zwiększyło prawdopodobieństwo realizacji projektów.
- Przejrzystość w ustalaniu podstawy wyliczenia podatku od nieruchomości w roku 2018 i latach kolejnych.
- Wzrost cen zielonych certyfikatów z poziomu ok. 40 PLN/MWh do ok. 160 PLN/MWh (128,4 PLN/MWh na dzień 12.02.2019 r.) oraz wzrost cen energii elektrycznej z ok. 170 PLN/MWh do ok. 290 PLN/MWh. Odwrócenie odpisu aktualizującego wartość aktywów w farmach wiatrowych w kwocie 67,5m PLN.
- Pierwszy projekt fotowoltaiczny Sulechów o mocy 8MW wygrał aukcję w listopadzie i zostanie wybudowany w 2019 r.
- Prognozowane średnie roczne przychody Grupy z działalności na rynku mocy w latach 2021 – 2023 wynoszą 23,3m.
- Obniżenie poziomu obsługi długu w FW o ponad 30m rocznie.
- Nowe inwestycje przyczynią się do wzrostu wartości regulowanej aktywów i liczby klientów a w konsekwencji do zwiększenia wyniku EBITDA do 2023 r.
- Szansa na uzyskanie wsparcia i realizację projektów o łącznej mocy do 3 000MW.

Podsumowanie roku 2018 (2/2)



Fakt

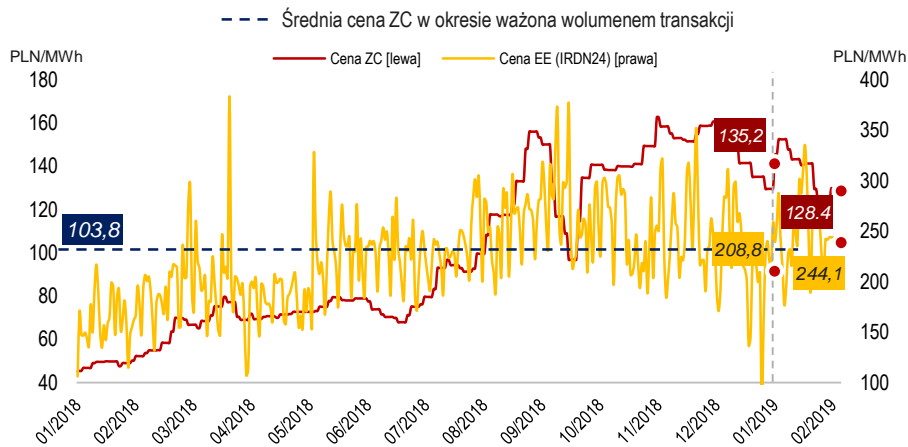
- **Aukcje OZE:** żaden z 4 projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 199MW nie uzyskał wsparcia.
- **Strata na handlu energią:** strata w Polenergii Obrót wynikająca z zamknięcia pozycji w handlu energią elektryczną w związku z wyjątkowym wzrostem cen w 1 poł. 2018.
- **Podatek od nieruchomości za 2017:** Negatywne rozstrzygnięcia NSA w zakresie wysokości podatku od nieruchomości za 2017 r.
- **Załamanie na rynku biomasy:** spadek produkcji energii z wykorzystaniem spalania biomasy spowodował spadek zapotrzebowania na biomasę pochodzenia rolniczego.
- **Ustawa „zamrażająca” ceny energii elektrycznej:** 28.12.2018 r. Rząd przyjął ustawę dotyczącą cen prądu na 2019 r. Zmniejsza ona akcyzę na energię elektryczną z 20 do 5 PLN za MWh oraz obniża o 95% opłatę przejściową, płaconą co miesiąc przez odbiorców energii elektrycznej.
- **Odpisy aktualizujące wartość aktywów:** Odpisanie wartości firmy przypisanej do ENS w kwocie 40m PLN oraz odpisanie w całości aktywów projektów Pieko i Wińsko w łącznej kwocie 22,8m PLN. Łączny wpływ na wynik brutto odpisów utworzonych i rozwiązanych w IV kwartale wyniósł +4,7 m PLN.

Działania mitygujące / Komentarz

- Grupa kontynuuje prace w celu przygotowania do budowy portfela projektów farm wiatrowych w oparciu o przychody z rynku energii lub kontrakty długoterminowe. Grupa nie wyklucza także udziału w ewentualnej aukcji dla farm wiatrowych w 2019 r.
- Ograniczenie działalności handlowej dotyczącej transakcji generujących ekspansję na zwiększone ryzyko (które przyczyniły się do powstania straty).
- W 2018 r. utworzono rezerwę w wysokości 7m odpowiadającą maksymalnej wysokości podatku za 2017 r. który może podlegać zwrotowi w przypadku negatywnego rozstrzygnięcia. Kwota rezerwy została powiększona o odsetki za okres do momentu zapłaty.
- Przeprowadzono restrukturyzację w segmencie biomasy:
 - ✓ Sprzedaż aktywów Biomasy Południe
 - ✓ Sprzedaż aktywów Biomasy Północ
 - ✓ Rozmowy trójstronne z bankiem i potencjalnymi inwestorami dla zakładu Biomasa Wschód w celu sprzedaży.
- Trwa analiza wpływu ustawy na działalność Polenergia Dystrybucja. Na moment przygotowania sprawozdania skutki ustawy i jej nowelizacji są trudne do oszacowania. Największy wpływ na nie będą miały szczególne regulacje prawne określające poziom rekompensat przychodów utraconych obniżeniem cen wymuszonym ustawą.
- ENS: Utrata wartości firmy przypisanej do segmentu energetyki konwencjonalnej jest wynikiem zbliżającego się końca funkcjonowania Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. („ENS”) w ramach systemu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych.
- Projekty Pieko i Wińsko: Podejmując decyzję o odpisie Zarząd wziął pod uwagę uwarunkowania rynkowe oraz ekonomiczne projektów.

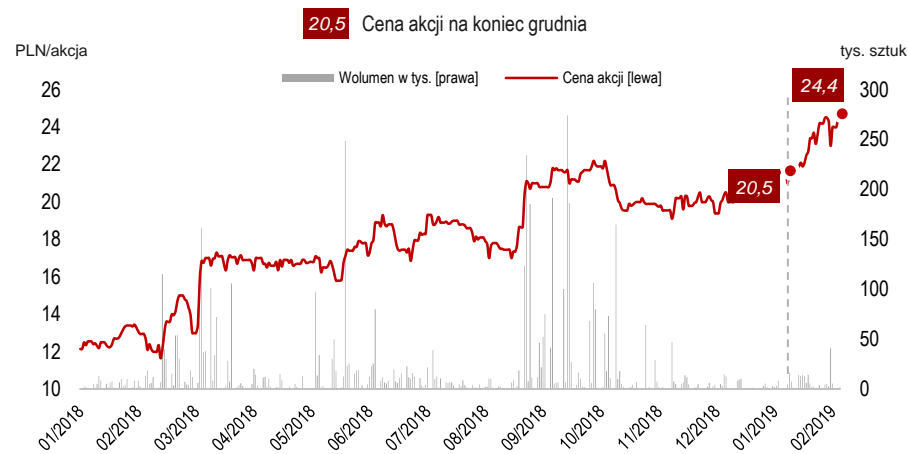
Kluczowe indeksy i ceny rynkowe

1 Ceny zielonych certyfikatów i energii elektrycznej

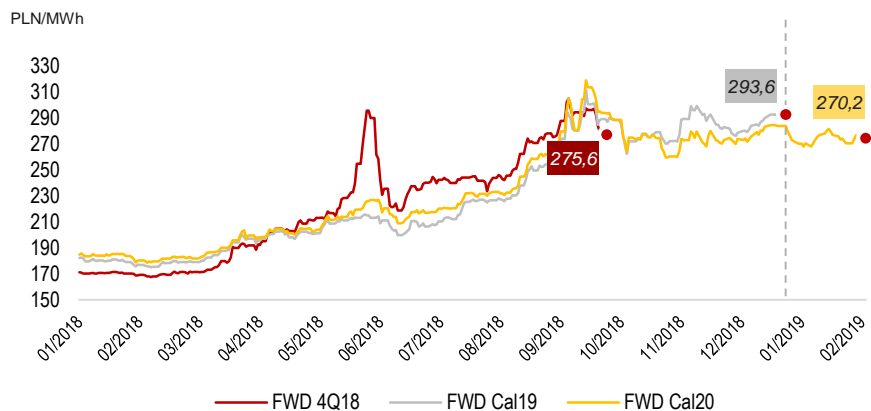


*Średnia cena ZC ważona wolumenem transakcji w analogicznym okresie roku 2017 wynosiła: 43.34 PLN/MWh

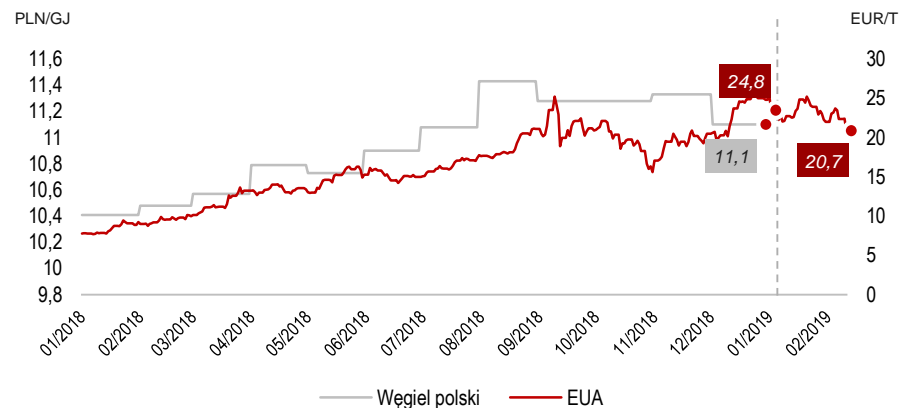
2 Notowania cen akcji Polenergia S.A.



3 Ceny terminowe energii elektrycznej



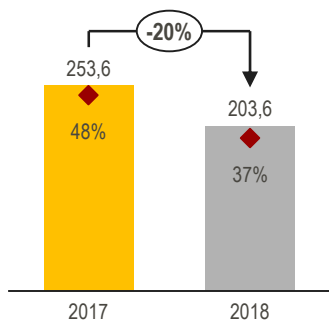
4 Notowania cen węgla na polskim rynku i praw do emisji CO₂



Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych – Segment energetyka wiatrowa

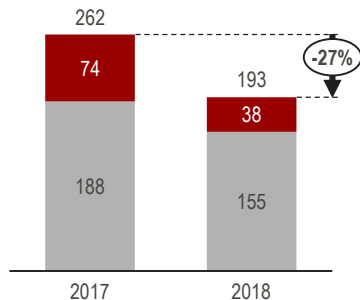
1 Produkcja FW (brutto) i LF %

Dane kwartalne



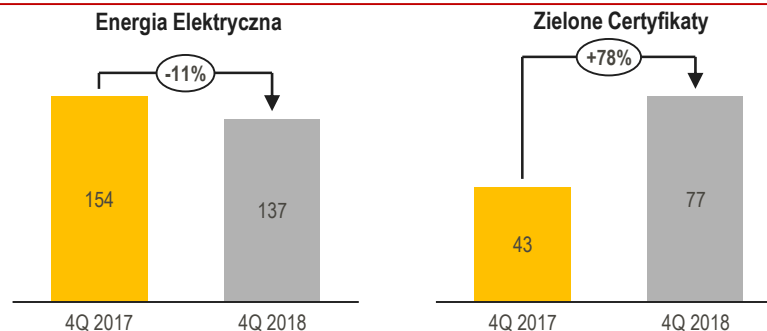
◆ Q Produktivność (%)
■ Q Produkcja (GWh)

2 Średni stały koszt operacyjny na MW w FW * [tys. PLN / rok]

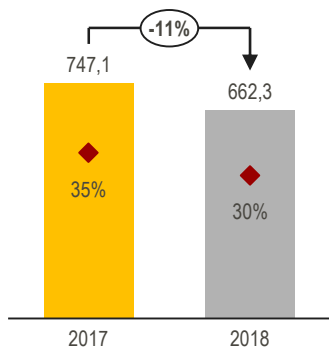


■ PON
■ Pozostałe koszty

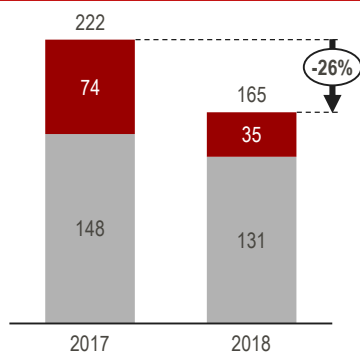
3 Średnie przychody na MWh (po kosztach bilansowania) na poziomie Grupy [PLN/MWh]



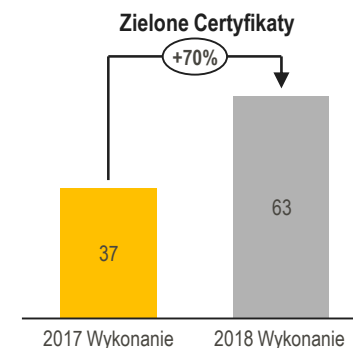
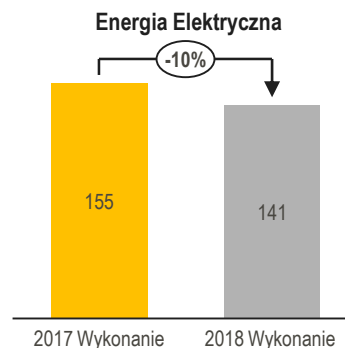
Dane narastające



◆ YTD Produktivność (%)
■ YTD Produkcja (GWh)



■ PON
■ Pozostałe koszty

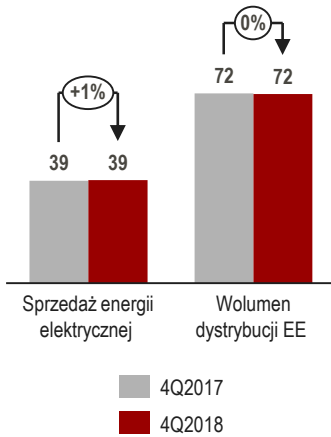


*Dane za 2018 r. nie uwzględniają FW Krzęcin ze względu na jej przejęcie w trakcie roku oraz rezerwy na PON za 2017 rok

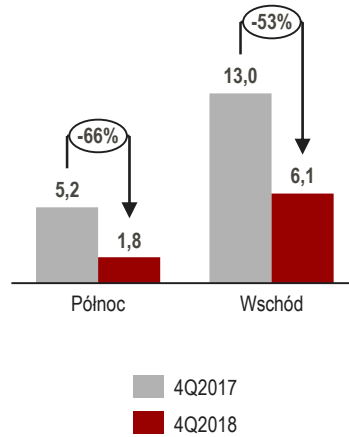
Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych

4 Segment dystrybucji – sprzedaż [GWh]

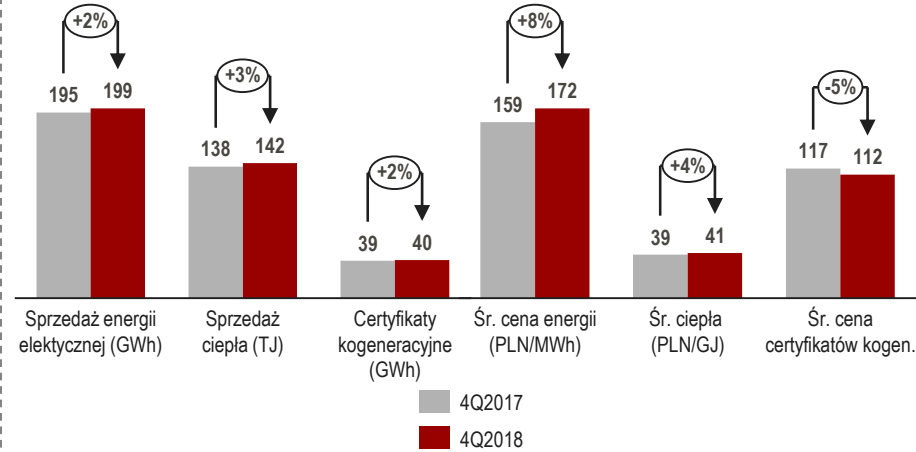
Dane kwartalne



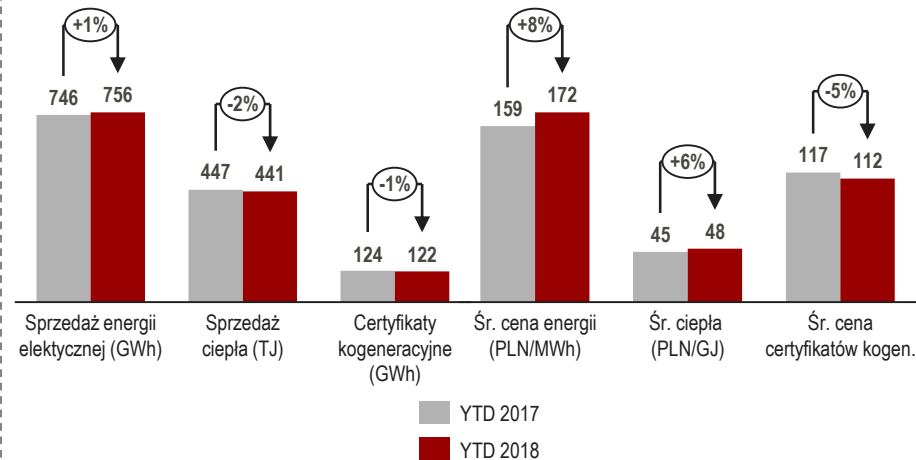
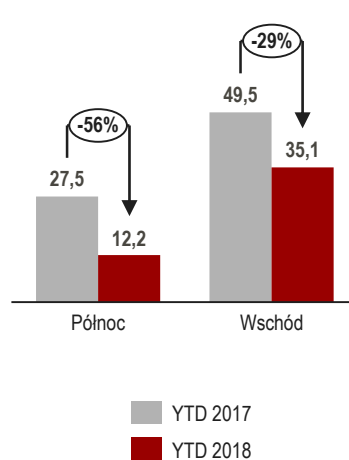
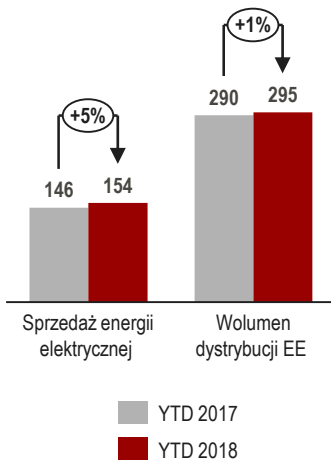
5 Segment biomasy – produkcja [tys. ton]



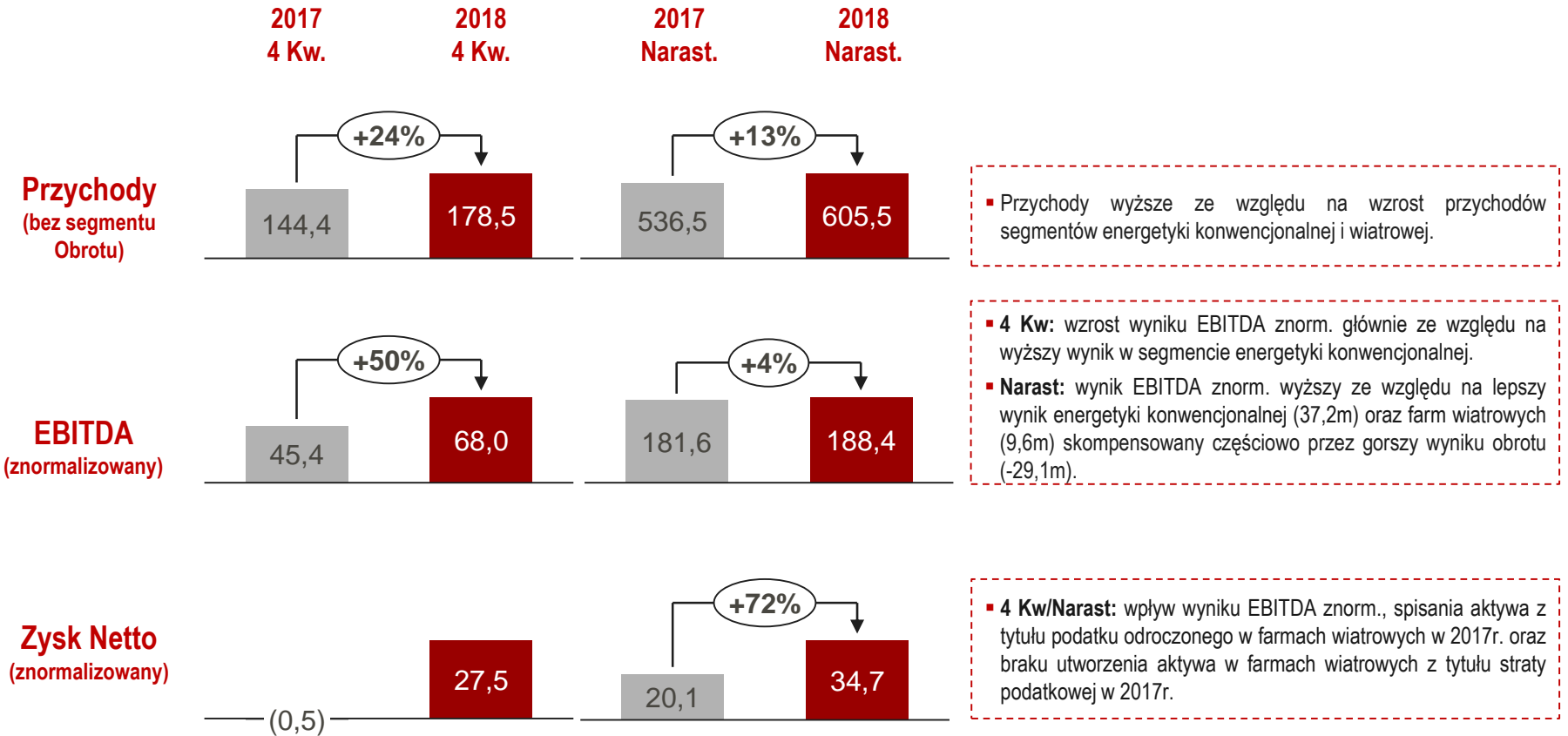
6 Segment energetyki konwencjonalnej – sprzedaż [GWh] i średnie ceny [PLN/MWh]



Dane narastające



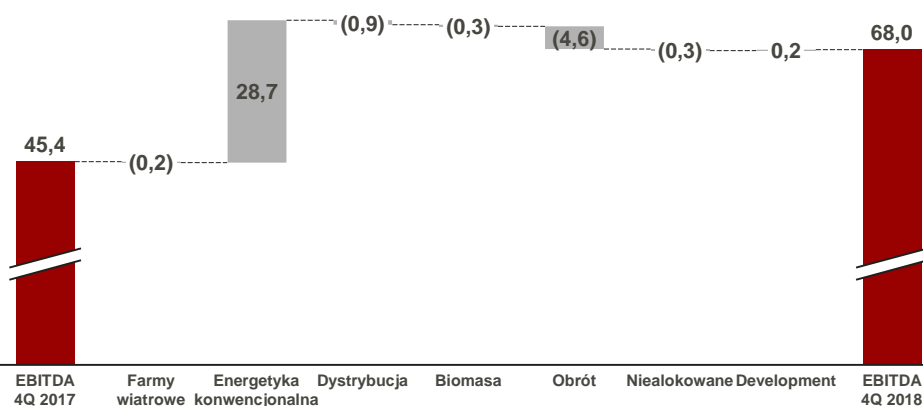
Podsumowanie kluczowych wyników



WYŻSZE PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY ORAZ WZROST WYNIKU EBITDA SPOWODOWANY GŁÓWNIE LEPSZYM WYNIKIEM SEGMENTU ENERGETYKI KONWENCJONALNEJ

EBITDA według segmentów operacyjnych

4 kwartał



Komentarze

Energetyka Wiatrowa: efekt wyższych cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej oraz niższych kosztów operacyjnych (głównie PON), częściowo skompensowanych przez niższą produkcję oraz zawiązanie rezerwy na koszty PON za 2017 r. w IV kwartale 2018 r.

Energetyka Konwencjonalna: wyższe przychody z korekty rekompensaty gazowej za 2017 r. (wyższy wskaźnik korekcyjny Wg oraz niższy koszt węgla), wyższa rekompensata kosztów osieroconych (pozytywny efekt corocznej aktualizacji długoterminowych krzywych cenowych) oraz wyższe przychody z rekompensaty gazowej w 2018 r. (wyższy wskaźnik indeksacyjny).

Dystrybucja: wpływ niższej marży na sprzedaży energii, niższych przychodów z tyt. opłat przyłączeniowych oraz opóźnienia wejścia w życie nowej taryfy.

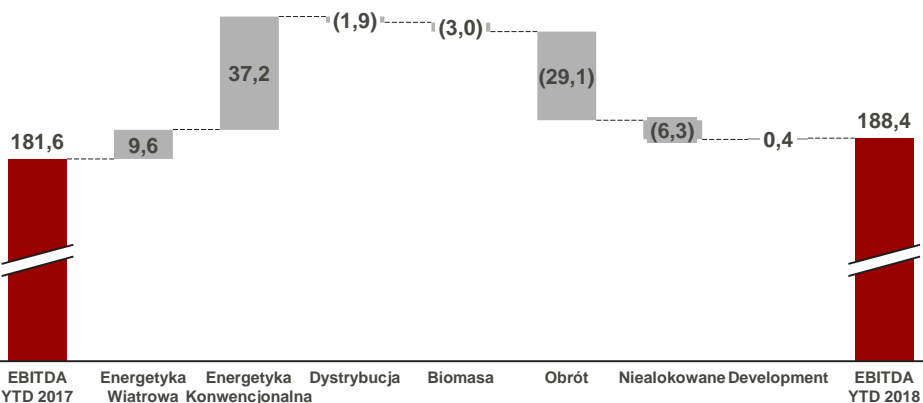
Biomasa: efekt pogaszającej się sytuacji na rynku biomasy, której konsekwencją jest decyzja Grupy o wycofaniu się z działalności w tym segmencie. W 2018 r. przeprowadzona została częściowa restrukturyzacja segmentu biomasy. W jej wyniku dokonano sprzedaży aktywów zakładu Biomasa Południe oraz zakładu Biomasa Północ. Trwa proces poszukiwania inwestora dla zakładu Biomasa Wschód.

Obrót: gorszy wynik na handlu energią elektryczną będący konsekwencją zamknięcia pozycji w związku z wyjątkowym wzrostem cen w 1 poł. 2018 r. oraz wyższymi kosztami profilowania farm wiatrowych.

Niealokowane: dodatkowe koszty wynikające m.in. z usług doradztwa związanego ze sprzedażą udziałów w spółkach prowadzących projekty morskich farm wiatrowych i obsługą dwóch wezwań do sprzedaży akcji trwających na przestrzeni drugiego i trzeciego kwartału 2018 r. oraz wpływem rozliczenia podatku VAT za 2017 i 2018 r.

Development: wynik ukształtował się na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego.

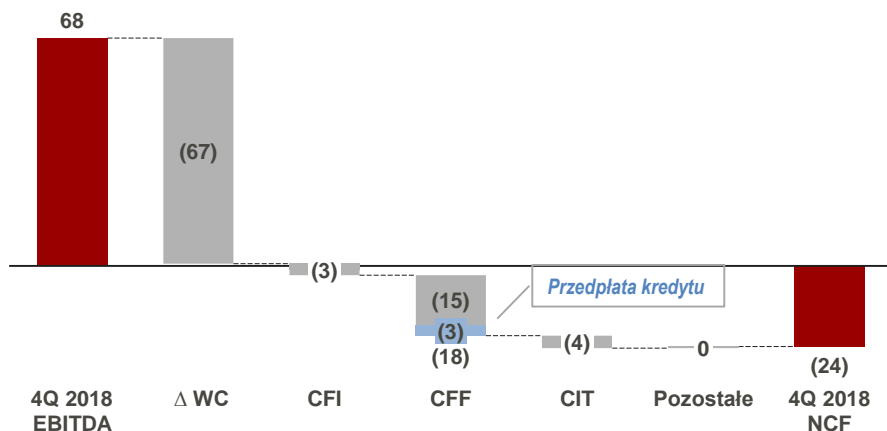
Narastająco



POPRAWA WYNIKU SEGMENTU ENERGETYKI WIATROWEJ I KONWENCJONALNEJ, SKOMPENSOWANA PRZEZ NIŻSZY WYNIK POZOSTAŁYCH SEGMENTÓW

Przepływy pieniężne Grupa Polenergia

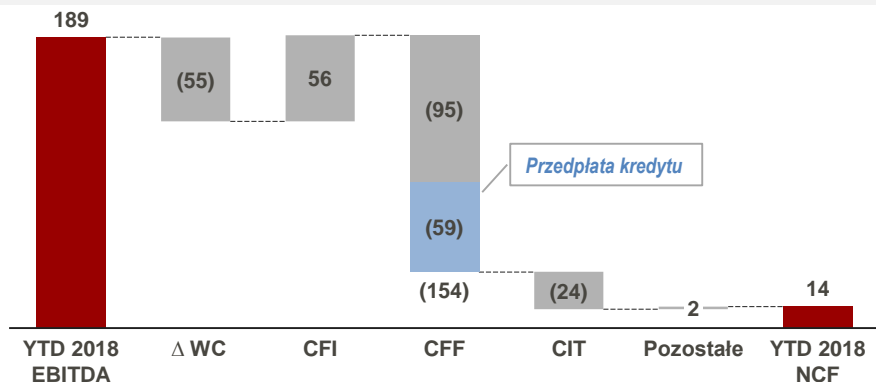
4 kwartał



Komentarze

- **Δ WC:** rozliczenie transakcji handlowych i spadek kapitału pracującego w segmencie obrotu oraz zwiększenie zapasów i zmiana należności/zobowiązań wynikająca z aktualizacji oczekiwanej wysokości kompensaty kosztów osieroconych w ENS.
- **CFI:** wydatki związane z dokapitalizowaniem projektów, skompensowane przez wpływ sprzedaży udziałów w Offshore.
- **CFF:** przede wszystkim obsługa długu w segmencie energetyki wiatrowej oraz energetyki konwencjonalnej. Uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w wysokości 3mPLN.

Narastająco



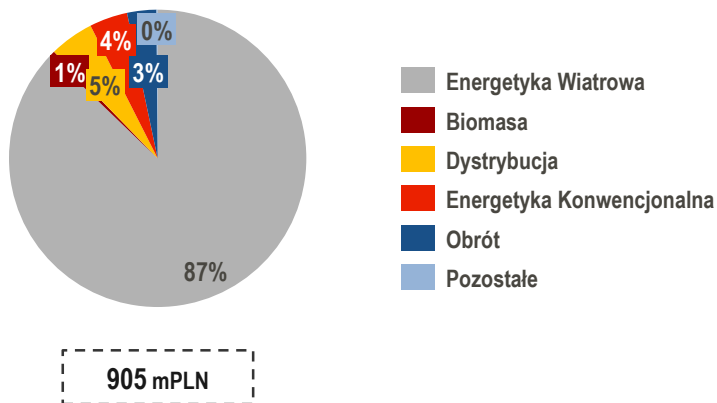
Komentarze

- **Δ WC:** rozliczenie transakcji handlowych i spadek kapitału pracującego w segmencie obrotu oraz zwiększenie zapasów i zmiana należności/zobowiązań wynikająca z aktualizacji oczekiwanej wysokości kompensaty kosztów osieroconych w ENS.
- **CFI:** przychody ze sprzedaży 50% udziałów w Offshore skompensowane przez wydatki inwestycyjne na Offshore, Onshore RTB, PV i rozwój sieci dystrybucji.
- **CFF:** przede wszystkim obsługa długu w segmencie energetyki wiatrowej oraz energetyki konwencjonalnej. Uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w wysokości 59mPLN.

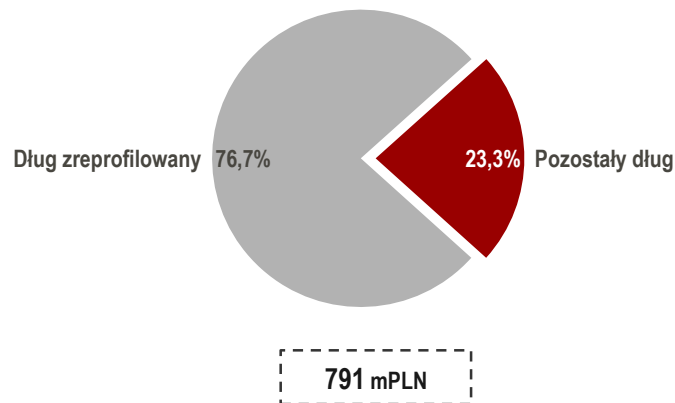
NA PRZEPŁYWY PIENIĘŻNE GRUPY MIAŁY WPŁYW PRZED WSZYSTKIM ROZLICZENIE TRANSAKCJI SPRZEDAŻY UDZIAŁÓW W PROJEKCIE FARM WIATROWYCH NA MORZU ORAZ PRZEDPŁATY KREDYTÓW W SEGMCIE ENERGETYKI WIATROWEJ

Struktura zadłużenia na 31 grudnia 2018 roku

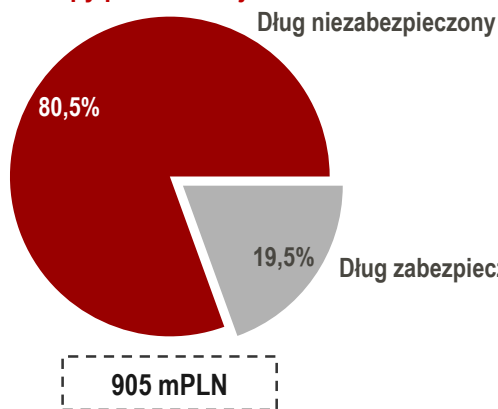
Struktura zadłużenia według segmentów



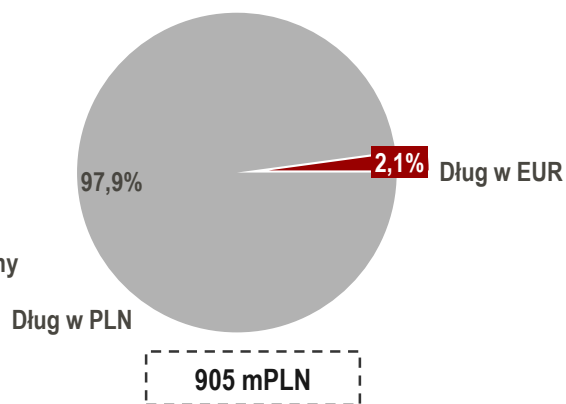
Struktura zadłużenia w segmencie energetyki wiatrowej



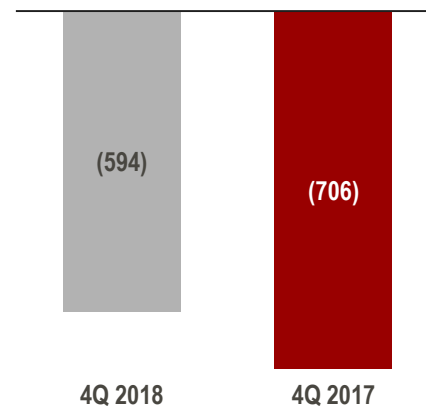
Struktura zadłużenia – zabezpieczenie stopy procentowej



Struktura zadłużenia według walut (EUR vs. PLN)



Dług netto (4Q 2018 vs. 4Q 2017)



**KONTYNUOWANY SPADEK DŁUGU NETTO
BRAK RYZYKA WALUTOWEGO. RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ ZABEZPIECZONE W OK. 20%
ZREPROFILOWANO Z SUKCESEM 77% ZADŁUŻENIA FARM WIATROWYCH**



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA

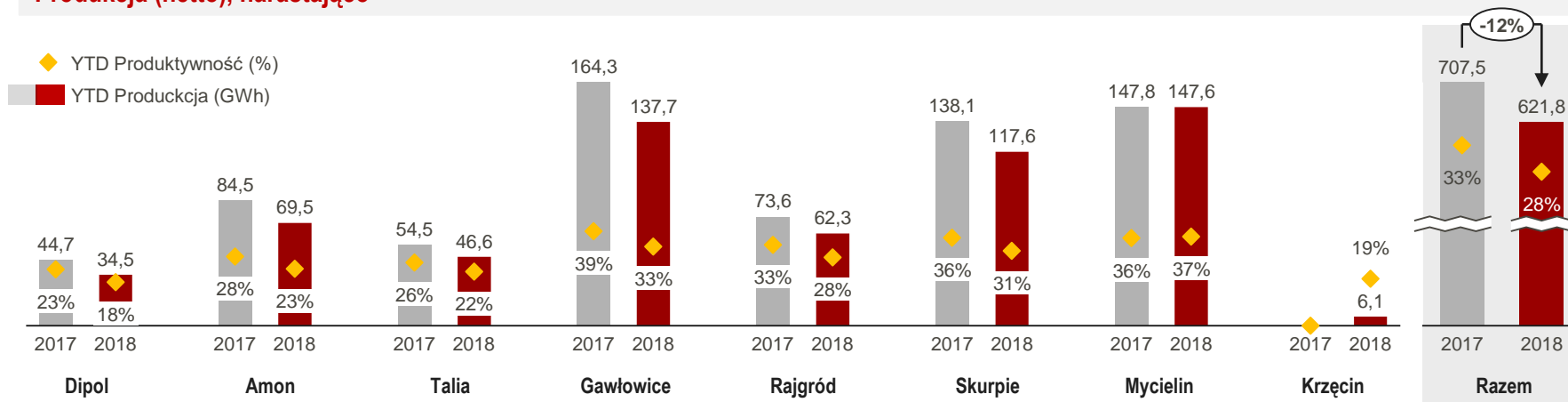


OBRÓT

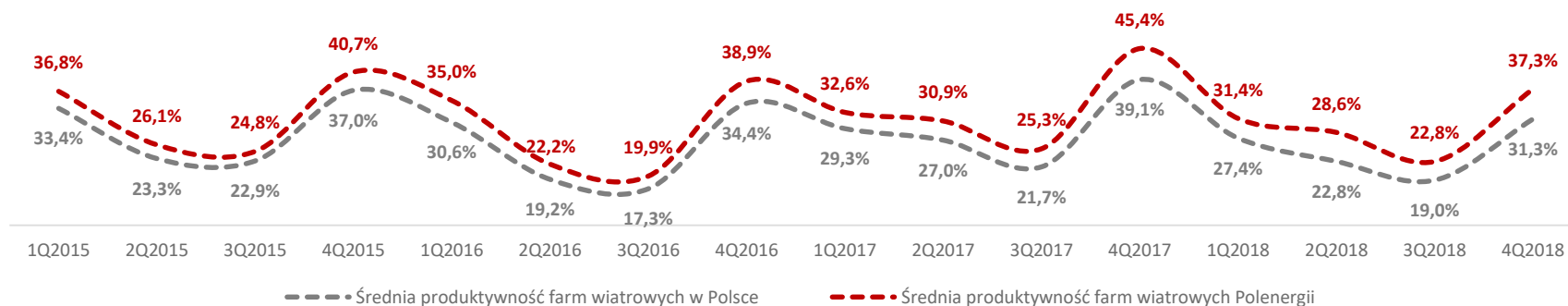
Podsumowanie wyników segmentów

Energetyka wiatrowa - produkcja

Produkcja (netto), narastająco



Produktywność netto farm Polenergii powyżej średniej*

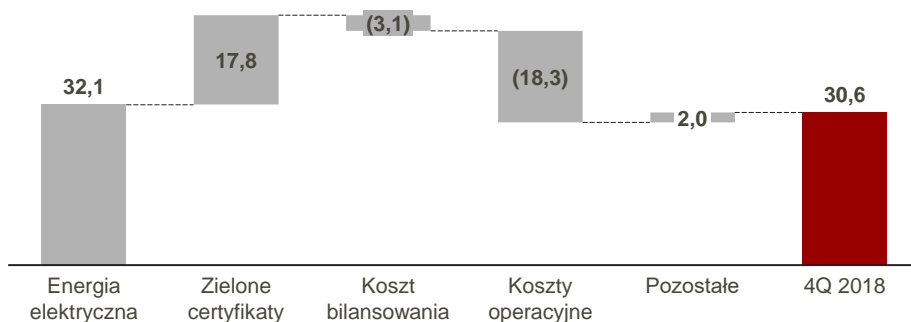


* Porównanie na bazie produktywności netto (po zużyciu własnym i stratach) z uwagi na dostępność danych dot. Sektora

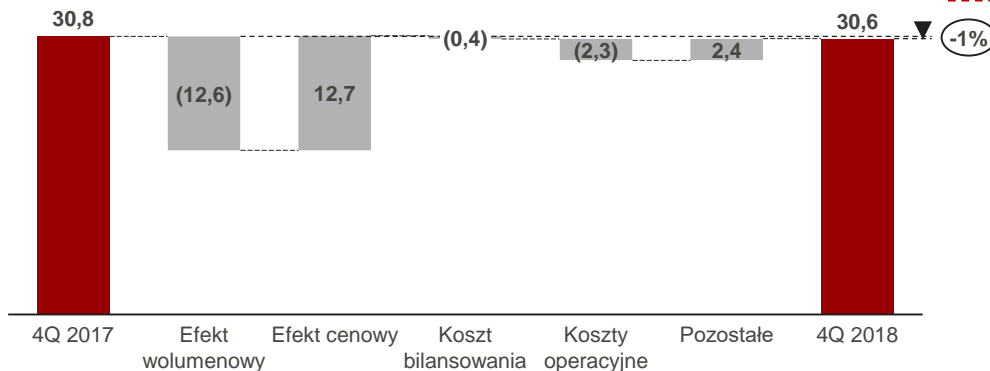
ZASTOSOWANIE NOWOCZESNYCH TECHNOLOGII, BARDZO DOBRA LOKALIZACJA PROJEKTÓW ORAZ DOŚWIADCZONY ZESPÓŁ TECHNICZNY UMOŻLIWIĄJĄ STAŁE OSIĄGANIE WYŻSZYCH POZIOMÓW PRODUKCJI OD ŚREDNIEJ RYNKOWEJ

Energetyka wiatrowa – 4 kwartał

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



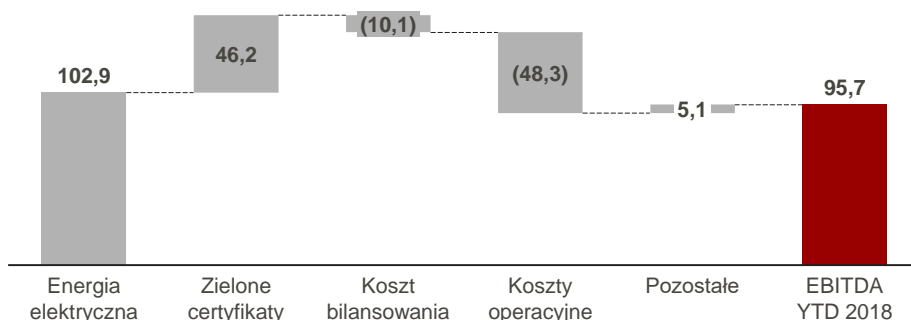
Komentarze

- Wolumen produkcji EE niższy o 49,7 GWh, natomiast wolumen produkcji ZC niższy o 50,1 GWh.
- Wyższa średnia cena zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (dla farm sprzedających na podstawie cen rynkowych).
- W kosztach operacyjnych kwartału widoczny jednorazowy, negatywny wpływ zawiązania rezerwy na koszty PON za 2017r w Gawłowicach i Skurpiach. Bez uwzględnienia powyższego efektu, koszty operacyjne byłyby niższe za sprawą niższego PON za 2018 rok oraz niższych kosztów usług obcych.
- W pozostałych przychodach operacyjnych pozytywny efekt wpływu odszkodowania za uszkodzenie łopat w Dipolu (1,2m).

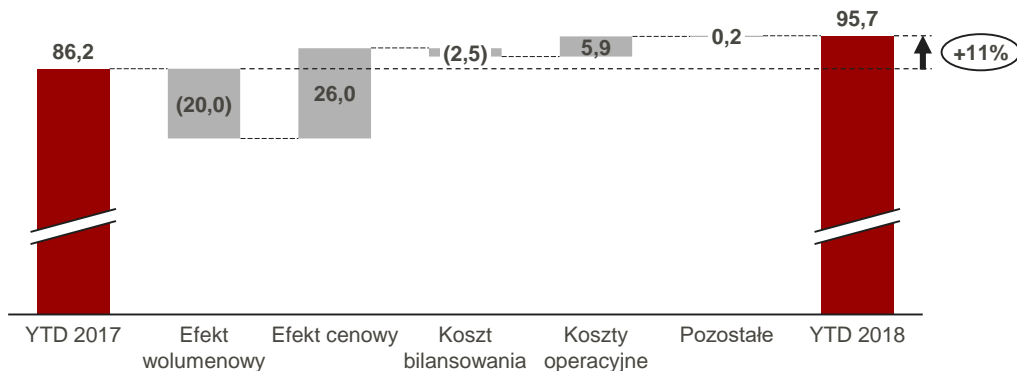
WYŻSZE CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW ORAZ NIŻSZE BIEŻĄCE KOSZTY OPERACYJNE SKOMPENSOWANE PRZEZ JEDNORAZOWY EFEKT UJĘCIA REZERWY NA PON ZA 2017 R.

Energetyka wiatrowa - narastająco

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



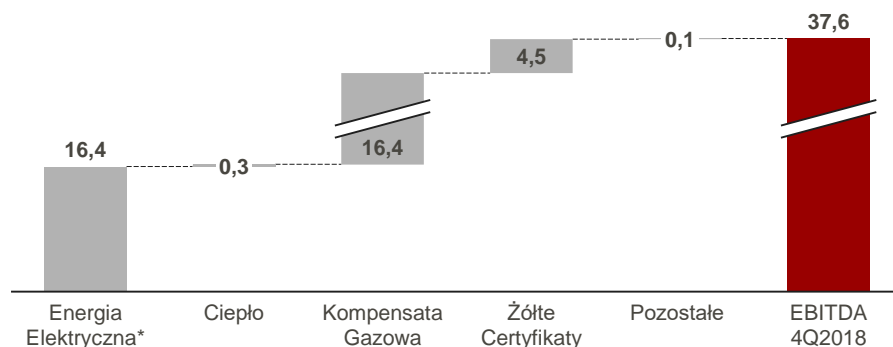
Komentarze

- Niższy wolumen produkcji EE o 85,7 GWh oraz niższy wolumen produkcji ZC o 84,8 GWh.
- Wyższa średnia cena zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (dla farm sprzedających na podstawie cen rynkowych).
- Wyższy koszt bilansowania w związku z wyższą ceną jednostkową.
- Koszty operacyjne niższe głównie w wyniku niższego PON w 2018 roku oraz niższych kosztów serwisu technicznego (odwrócenie historycznych kosztów w Mycielinie w wyniku ugody z Vestas oraz efekt wymiany przekładni w FW Puck w 1H2017 (koszty operacyjne w 2018 roku nie zawierają tego wydatku).

WYŻSZE CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW ORAZ NIŻSZE BIEŻĄCE KOSZTY OPERACYJNE

Energetyka konwencjonalna – 4 kwartał

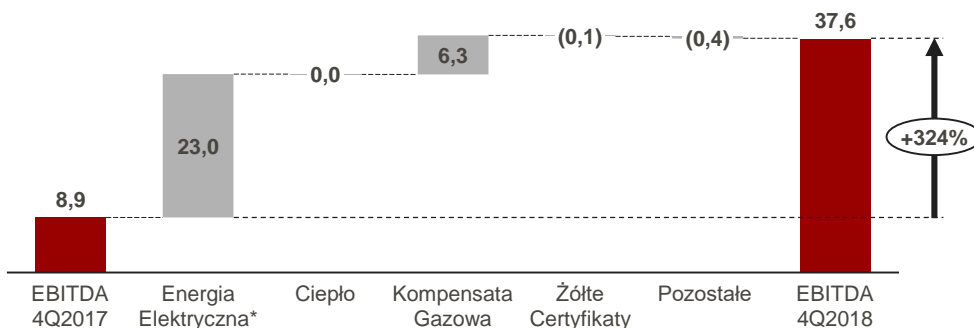
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wyższy wynik na energii elektrycznej wynika z wyższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (wpływ zmian cen energii, gazu, CO2)
- Wyższy wynik z tytułu rekompensaty gazowej wynika z wyższego kosztu gazu w 2018 r. (wyższa zmienna cena gazu) oraz wyższego prognozowanego wskaźnika Wg.

2 EBITDA bridge

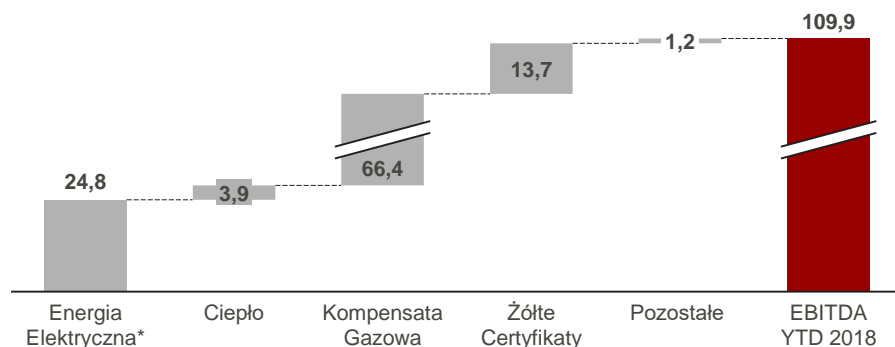


* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACJNA. WYŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA WZROST PRZYCHODÓW Z REKOMPENSATY KOSZTÓW OSIEROCONYCH ORAZ WYŻSZY WYNIK Z TYTUŁU REKOMPENSATY GAZOWEJ

Energetyka konwencjonalna - narastająco

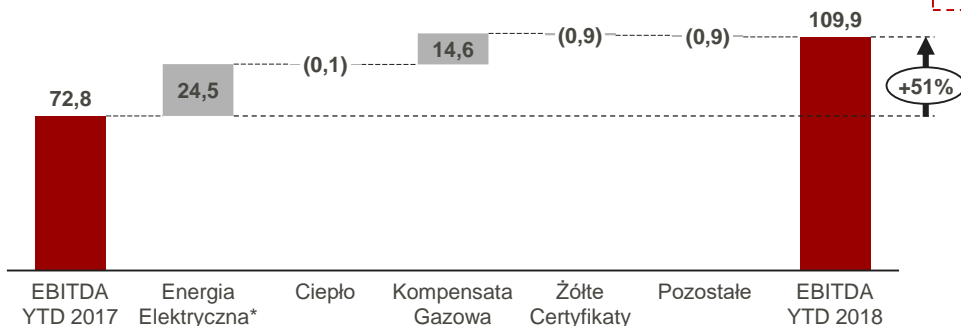
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wyższy wynik na energii elektrycznej wynika z wyższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (wpływ zmian cen energii, gazu, CO2).
- Wyższy wynik z tytułu rekompensaty gazowej wynika z: 1) wyższej korekty za 2017r. (+20,8 mln) ujętej w lipcu 2018r. w stosunku do korekty za 2016r. (+13,6 mln) ujętej w lipcu 2017r., 2) wyższego kosztu gazu w 2018r. (wyższa zmienna cena gazu) oraz wyższego prognozowanego wskaźnika Wg.

2 EBITDA bridge

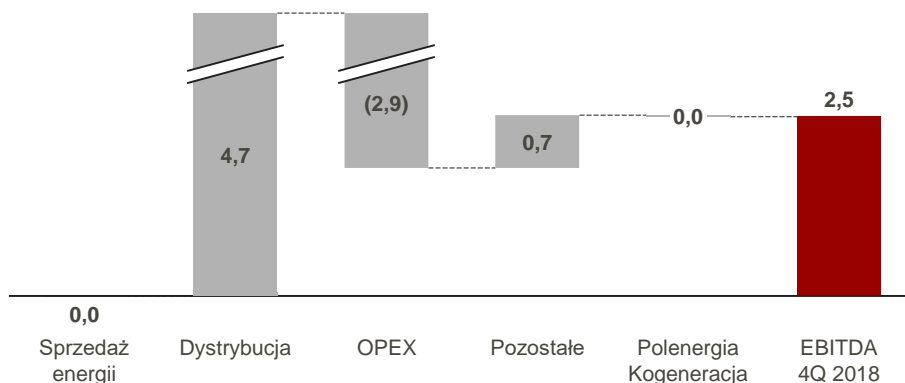


* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACJNA. WYŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA WZROST PRZYCHODÓW Z REKOMPENSATY KOSZTÓW OSIEROCONYCH ORAZ WYŻSZY WYNIK Z TYTUŁU REKOMPENSATY GAZOWEJ

Dystrybucja – 4 kwartał

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



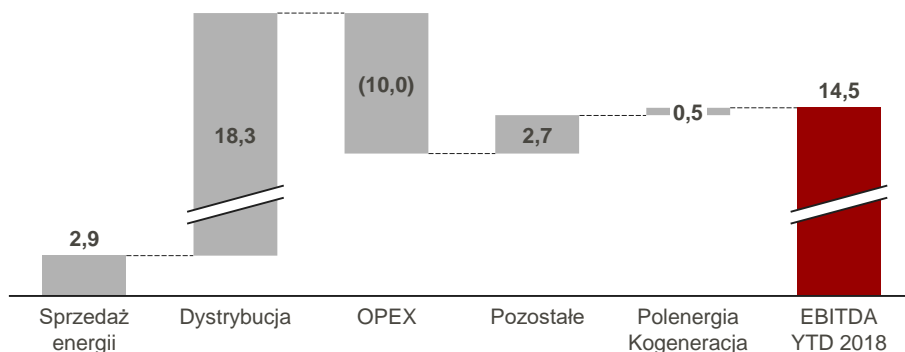
Komentarze

- Niższa marża na sprzedaży energii elektrycznej w związku z wzrostem kosztu zakupu energii.
- Niższy wynik na dystrybucji wynika z niższych przychodów z opłat przyłączeniowych.
- Niższe koszty operacyjne spowodowane głównie oszczędnościami na poziomie usług obcych, wynagrodzeń i podatku od nieruchomości.
- Wyższe pozostałe przychody operacyjne wynikające ze zwrotu podatku od nieruchomości.

STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. NIŻSZA EBITDA Z UWAGI NA SPADEK MARŻY NA SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ NIŻSZE PRZYCHODY Z TYT. OPŁAT PRZYŁĄCZENIOWYCH

Dystrybucja - narastająco

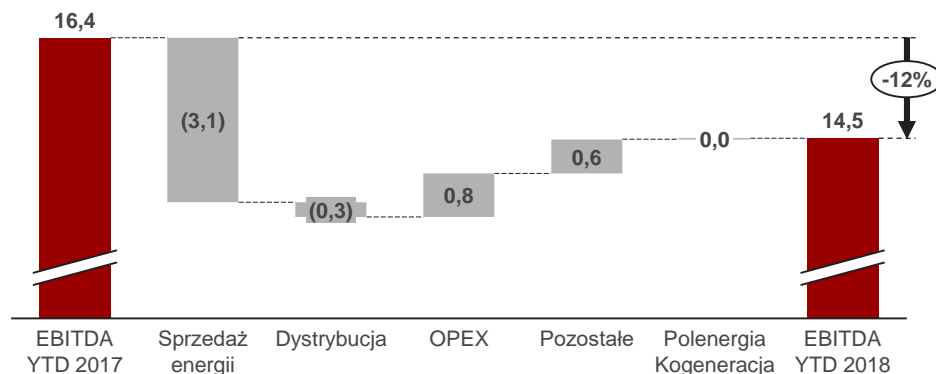
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Niższa marża na sprzedaży energii elektrycznej w związku z wzrostem kosztu zakupu.
- Niższy wynik na dystrybucji w głównej mierze spowodowany niższym poziomem opłat przyłączeniowych oraz opóźnieniem wejścia w życie nowej taryfy.
- Niższe koszty operacyjne spowodowane głównie oszczędnościami na poziomie usług obcych, wynagrodzeń i podatku od nieruchomości.
- Wyższe pozostałe przychody operacyjne wynikające ze zwrotu podatku od nieruchomości.

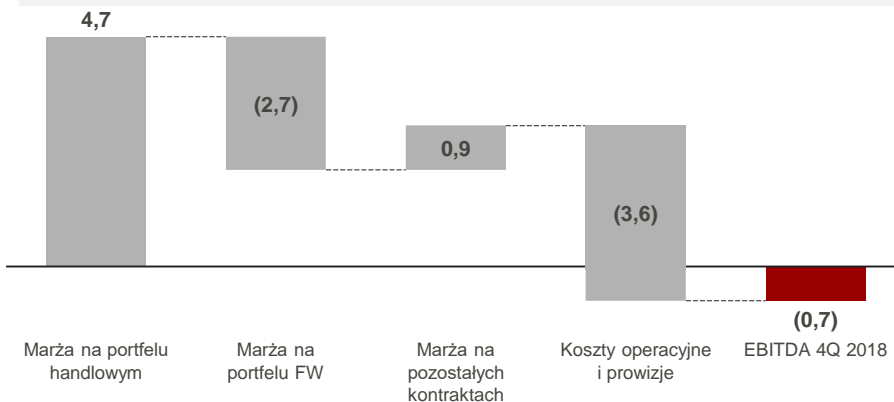
2 EBITDA bridge



STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. NIŻSZA EBITDA Z UWAGI NA SPADEK MARŻY NA SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ NIŻSZE PRZYCHODY Z TYT. OPŁAT PRZYŁĄCZENIOWYCH

Obrót – 4 kwartał

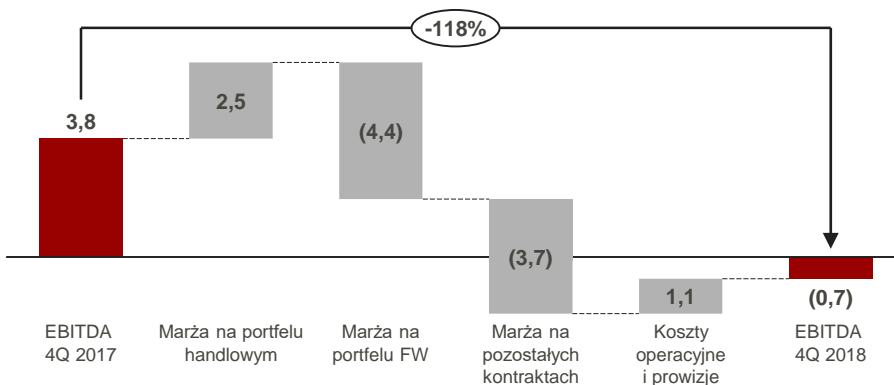
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wzrost wyniku na krótkoterminowym obrocie energią elektryczną.
- Niższy wynik ze sprzedaży energii elektrycznej z FW, w związku z bardzo niską produkcją w listopadzie i koniecznością odkupu pozycji hedgingowych po wysokich cenach, przy jednoczesnym wzroście kosztów profilu. Gorszy wynik na sprzedaży certyfikatów z FW z uwagi na realizację części transakcji zabezpieczających z niższymi cenami.
- Niższa marża na aktywach operacyjnych Grupy dystrybucji oraz ENS.
- Wyższe koszty pracownicze ze względu na odprawy członka zarządu.

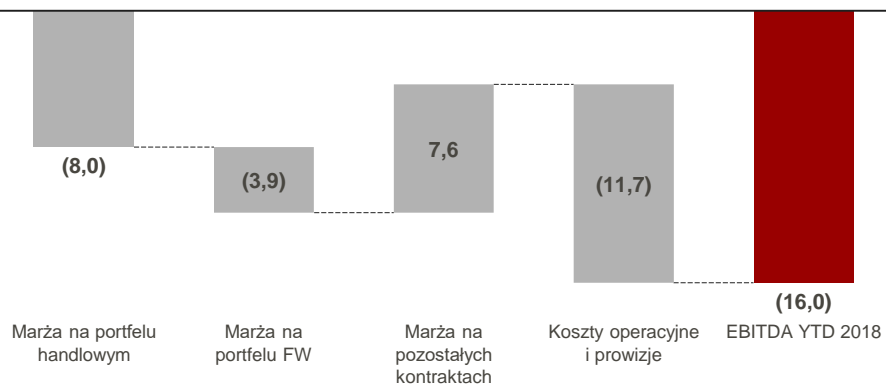
2 EBITDA bridge



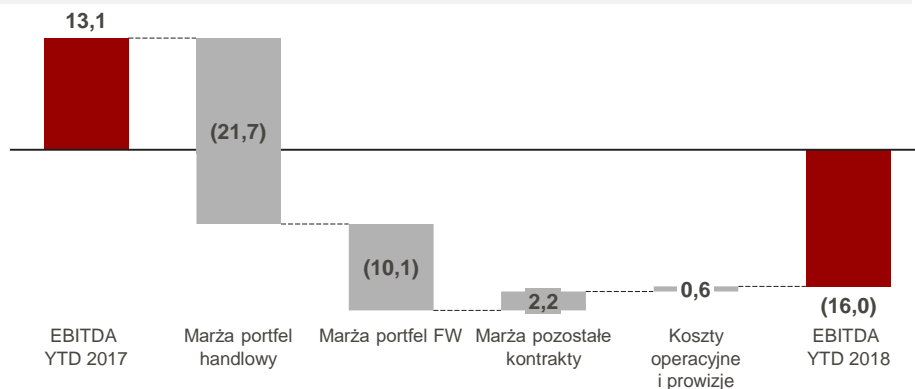
DOBRY WYNIK NA DZIAŁALNOŚCI HANDLOWEJ, SKOMPENSOWANY PRZEZ NIŻSZY WYNIK NA PORTFELU FARM WIATROWYCH Z UWAGI NA WYŻSZE KOSZTY PROFILOWANIA

Obrót – narastająco

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



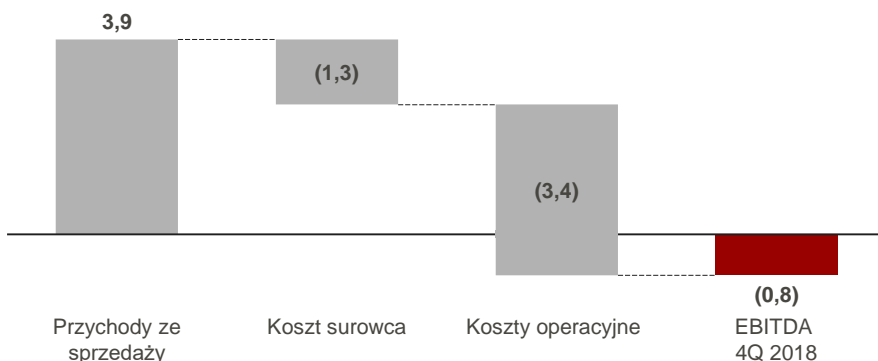
Komentarze

- Strata na portfelu handlowym spowodowana głównie gwałtownym wzrostem cen energii elektrycznej w 1 poł. 2018 roku, która została częściowo zniwelowana w drugiej połowie roku.
- Niższy wynik ze sprzedaży energii elektrycznej z FW, w związku z niską produkcją w poszczególnych miesiącach i koniecznością odkupu pozycji hedgingowych po wysokich cenach, przy jednoczesnym wzroście kosztów profilu.
- Niższe koszty operacyjne ze względu na niższe koszty pracownicze i usług obcych (w tym doradczych).

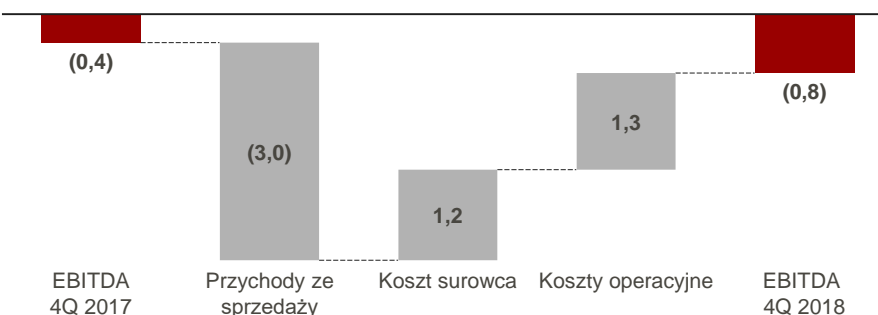
STRATA NA DZIAŁALNOŚCI HANDLOWEJ Z PIERWSZEJ POŁOWY ROKU ORAZ NIŻSZY WYNIK NA PORTFELU FARM WIATROWYCH

Biomasa – 4 kwartał

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



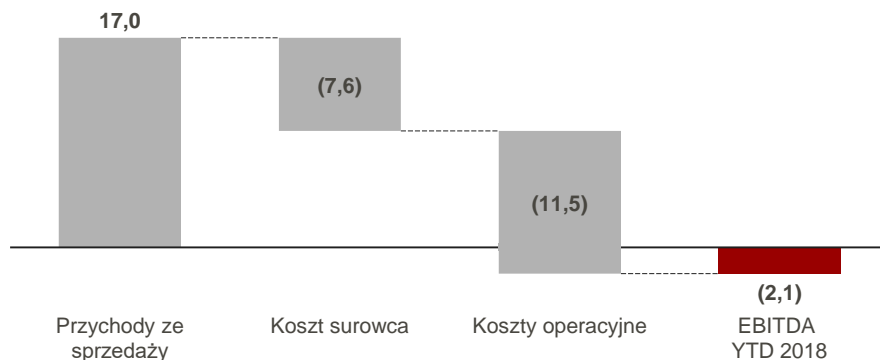
Komentarze

- Gorszy wynik jest spowodowany pogarszającą się sytuacją na rynku biomasy, której konsekwencją jest decyzja Grupy o wycofaniu się z działalności w tym segmencie.
- Trwa proces restrukturyzacji segmentu. W październiku dokonano sprzedaży aktywów drugiego zakładu - Biomasa Północ.
- Niższe wolumeny i przychody ze sprzedaży 7,8 tys. ton w 4Q 2018 roku wobec 18 tys. ton w 4Q 2017 roku.
- Wyższe koszty jednostkowe surowca z uwagi na wyższą cenę surowca na rynku (niewidoczne wprost na poziomie kosztów operacyjnych z uwagi na niższy wolumen produkcji pelletu).
- Trwa proces poszukiwania inwestora dla zakładu Biomasa Wschód. Obecnie prowadzone są rozmowy z potencjalnymi nabywcami we współpracy z bankiem finansującym.

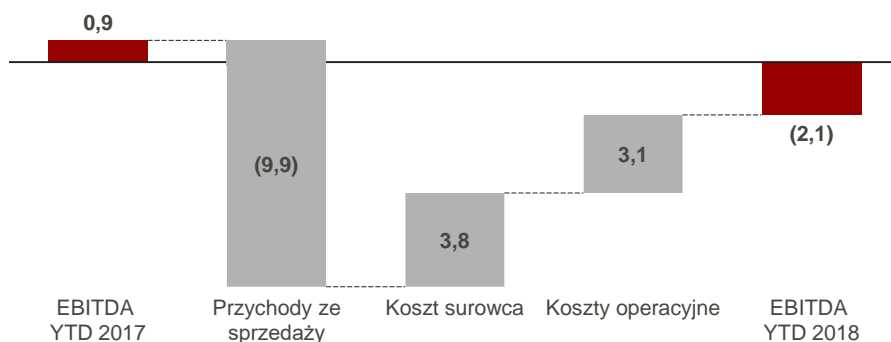
GORSZY WYNIK SPOWODOWANY POGARSZAJĄCĄ SIĘ SYTUACJĄ NA RYNKU BIOMASY, KTÓREJ KONSEKWENCJĄ JEST DECYZJA GRUPY O WYCOFANIU SIĘ Z DZIAŁALNOŚCI W TYM SEGMENTCIE

Biomasa – narastająco

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



Komentarze

- Gorszy wynik jest spowodowany pogarszającą się sytuacją na rynku biomasy, której konsekwencją jest decyzja Grupy o wycofaniu się z działalności w tym segmencie.
- Trwa restrukturyzacja segmentu. W jej wyniku w czerwcu dokonano sprzedaży aktywów zakładu Biomasa Południe, natomiast w październiku dokonano sprzedaży aktywów zakładu Biomasa Północ.
- Niższe wolumeny i przychody ze sprzedaży 47,4 tys. ton w 2018 roku wobec 86,7 tys. ton w 2017 roku.
- Wyższe koszty jednostkowe surowca z uwagi na wyższą cenę surowca na rynku (niewidoczne wprost na poziomie kosztów operacyjnych z uwagi na niższe wolumen produkcji pelletu).
- Trwa proces poszukiwania inwestora dla zakładu Biomasa Wschód. Obecnie prowadzone są rozmowy z potencjalnymi nabywcami we współpracy z bankiem finansującym.

GORSZY WYNIK SPOWODOWANY POGARSZAJĄCĄ SIĘ SYTUACJĄ NA RYNKU BIOMASY, KTÓREJ KONSEKWENCJĄ JEST DECYZJA GRUPY O WYCOFANIU SIĘ Z DZIAŁALNOŚCI W TYM SEGMENTCIE

Projekty w fazie rozwoju

Onshore RTB (Dębsk, Szymankowo, Kostomłoty, Piekło):

- Grupa posiada portfel projektów o łącznej mocy 199 MW będących w końcowej fazie rozwoju, które posiadają pozwolenie na budowę.
- Projekty nie wygrały aukcji, która odbyła się 5 listopada 2018 r.
- Grupa kontynuuje prace w celu przygotowania do budowy portfela projektów farm wiatrowych w oparciu o przychody z rynku energii lub kontrakty długoterminowe. Grupa nie wyklucza także udziału w ewentualnej aukcji dla farm wiatrowych w 2019 r.
- W dniu 20 grudnia 2018 r., Grupa podjęła decyzję o dokonaniu odpisu aktualizującego wartość środków trwałych związanych z realizacją projektu Piekło w kwocie 8,8 mln zł.

Offshore:

- Grupa przygotowuje do budowy trzy morskie farmy wiatrowe (Polenergia Bałtyk I S.A., MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o.) zlokalizowane na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 3000 MW.
- Termin budowy farm uzależniony jest od wejścia w życie stosownego systemu regulacyjnego.
- W drugim kwartale 2018 roku zawarto umowę przenoszącą 50% udziałów w spółkach wiatrowych (MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o.) prowadzących projekty developmentu i budowy morskich farm wiatrowych na Statoil Holding Netherlands B.V. (obecnie Equinor).
- W dniu 20 grudnia 2018 roku zawarto umowę przedwstępną przenoszącą 50% udziałów w spółce Polenergia Bałtyk I S.A. prowadzącej projekt developmentu i budowy morskich farm wiatrowych na Wind Power AS, spółkę należącą do grupy kapitałowej Equinor.
- 28 stycznia 2019 r. spółka MFW Bałtyk II sp. z o. o. otrzymała warunki przyłączenia przewidujące możliwość przyłączenia morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy II o łącznej mocy 240 MW, co oznacza możliwość zwiększenia łącznej mocy morskich farm wiatrowych (MFW Bałtyk II sp. z o. o. i MFW Bałtyk III sp. z o. o.) z 1200 MW do 1440 MW.
- 30 stycznia 2019 r. spółka Polenergia Bałtyk I S.A. uzyskała warunki przyłączenia dla rozwijanego projektu morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Północny. Zgodnie z otrzymanymi warunkami przyłączenia przewidziano możliwość przyłączenia morskiej farmy wiatrowej o łącznej mocy 1560 MW.

Wińsko:

- W dniu 20 grudnia 2018 r., Grupa podjęła decyzję o dokonaniu odpisu aktualizującego wartość środków trwałych związanych z realizacją projektu Wińsko w kwocie 15,1 mln zł.
- Zarząd Spółki, podejmując decyzję o odpisie, wziął pod uwagę uwarunkowania rynkowe oraz ekonomiczne projektu. Spółka, mając na względzie zamiar zbycia praw do projektu, utrzymywać będzie w dalszym ciągu odpowiedni status jego rozwoju, uwzględniając każdorazowo zasadność ekonomiczną podejmowanych działań.

PV:

- Spółka rozwijająca projekty farm fotowoltaicznych o łącznej mocy 8MW wygrała aukcję i tym samym uzyskała prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do ceny zaoferowanej w toku aukcji za wyprodukowaną energię elektryczną przez okres 15 lat.
- Trwa przygotowanie do udziału w kolejnych aukcjach oczekiwanych w 2019 r. z projektami elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy 16 MW. Kolejne projekty o mocy 30 MW znajdują się we wcześniejszej fazie rozwoju.

DALSZY ROZWÓJ MORSKICH FARM WIATROWYCH I ZWIĘKSZENIE ŁĄCZNEGO POTENCJAŁU PROJEKTÓW POLENERGII DO 3 000MW. KONTYNUACJA ROZWOJU 199MW FARM WIATROWYCH NA ŁĄDZIE ORAZ 54MW FARM PV (Z CZEGO 8MW Z ZAGWARANTOWANYM WSPARCIEM)