



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za 1 półrocze 2019 r.

13 sierpnia 2019

Podsumowanie najważniejszych wydarzeń

Fakt

- **Wzrost wyceny Spółki**
 - Societe Generale w dniu 26.07.2019 podniósł wycenę akcji do 33,8 zł/akcja
- **Stabilizacja cen zielonych certyfikatów w 2 kwartale**
- **Wzrost cen na rynku terminowym energii elektrycznej w 2 kwartale**
- **Nowelizacja ustawy o OZE – bliska zmiana regulacji**
 - 19 lipca 2019 r. Sejm RP uchwalił nowelizację ustawy o OZE. 2 sierpnia 2019 Senat przyjął ją bez poprawek. Ustawa została przekazana do prezydenta.
- **Ustawa „zamrażająca ceny energii” - podpisanie rozporządzenia**
 - 19 lipca 2019 r. Minister Energii podpisał rozporządzenie do ustawy o cenach prądu
- **Przedpłata długu w farmach wiatrowych Amon i Talia**
- **PV – plan realizacji dwóch projektów o łącznej mocy 20 MW**
- **Polenergia Dystrybucja uzyskała nową taryfę**
- **Sąd uwzględnił powództwo Amona dot. wypowiedzenia umów przez PE - PKH**
- **Korekta rekompensat KDT i kosztów gazu za 2018 rok w ENS**



Efekt / Komentarz

- Wzrost ceny akcji z 20,5 PLN na 31.12.2018 do 26,4 PLN na 30.06.2019 i 27,5 PLN na dzień 05.08.2019
- Między 31.12.2018 a 06.08.2019 kapitalizacja Spółki wzrosła o 318m PLN
- Po chwilowym spadku w marcu ceny zielonych certyfikatów powróciły do poziomu ok. 130 PLN/MWh w 2 kwartale.
- Ceny energii elektrycznej na rynku terminowym w 1 kwartale spadły z ok. 280 do 260 PLN/MWh.
- W 2 kwartale wystąpił ponowny wzrost cen do poziomu ok. 270 – 280 PLN/MWh obecnie.
- Wahania cen na rynku terminowym są skorelowane ze zmianami cen uprawnień do emisji CO2.
- Wzrost cen energii elektrycznej dla kontraktów terminowych z 259,3 PLN/MWh na 29.03.2019 do 273,6 PLN/MWh na 28.06.2019 (284,5 na dzień 5.08.2019).
- Nowela poświęcona jest m.in. zasadom organizacji aukcji OZE, reguluje zapisy i terminy realizacji przedsięwzięć.
- Treść nowelizacji, wskazując maksymalne ilości i wartości energii z OZE, ma umożliwić przeprowadzenie aukcji OZE jeszcze w 2019 roku.
- Ustawa nie wpływa istotnie na wyniki finansowe Grupy.
- W związku z zakończeniem procesu zmian legislacyjnych oczekujemy poprawy płynności na rynkach terminowych co pozytywnie wpłynie na działalność Grupy.
- Zgodnie z umową kredytu, dokonano przedpłaty kredytu na podstawie nadwyżki przepływów pieniężnych w kwocie 8,3m (Amon 3,5m, Talia 4,8m).
- Od początku roku FW Amon i Talia zredukowały zadłużenie o 17,1m.
- Spółka rozpoczęła budowę projektu o mocy 8MW oraz przygotowuje się do udziału w aukcji z kolejnymi 12 MW.
- Trwają zaawansowane rozmowy dotyczące pozyskania finansowania dłużnego dla obu projektów.
- Taryfa energii elektrycznej do dnia 31.12.2019 r. została zatwierdzona przez Prezesa URE.
- Aktualizacja taryfy wpłynie na zwiększenie marży dystrybucyjnej w Polenergii Dystrybucja.
- Sąd uznał oświadczenia PKH o wypowiedzeniu umów za bezskuteczne i że nie wywołują one skutku prawnego w postaci rozwiązania obu umów. Jednocześnie Sąd uznał za usprawiedliwione roszczenia odszkodowawcze dochodzone przez Amon względem PKH z tytułu niewykonywania przez PKH umowy sprzedaży ZC. Wyrok jest nieprawomocny i podlega zaskarżeniu
- ENS otrzymała w lipcu informację o przyznanych korektach rekompensat KDT oraz kosztów gazu za 2018 rok na łączną kwotę ok. 39,8m PLN.

Podsumowanie najważniejszych wydarzeń

Fakt



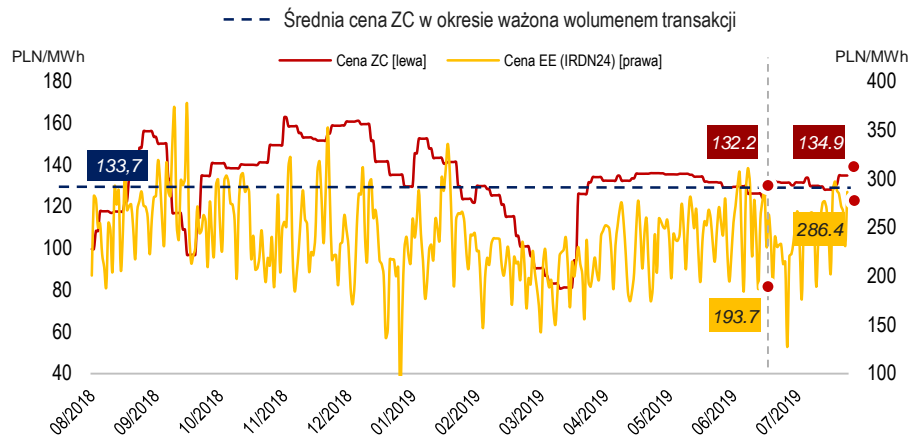
- **Nowelizacja ustawy o OZE**
 - Brak możliwości skorzystania z wyższych cen rynkowych dla projektów startujących w aukcji 2019.
 - Wątpliwości w zakresie możliwego okresu wsparcia w obliczu procesu notyfikacyjnego.

Efekt / Komentarz

- Przed etapem prac sejmowych nowelizacja wypracowała formułę ceny minimalnej pozwalającej projektom skorzystać z wyższych cen rynkowych.
- W związku z obawą o brak notyfikacji przez KE, dla projektów biorących udział w aukcji 2019 będą miały zastosowanie dotychczasowe zasady.
- Wydłużenie systemu wsparcia z roku 2035 do 2039 podlega notyfikacji.
- W przypadku aukcji odbywających się przed notyfikacją, URE może ograniczyć możliwość oferowania energii do 2035 roku.

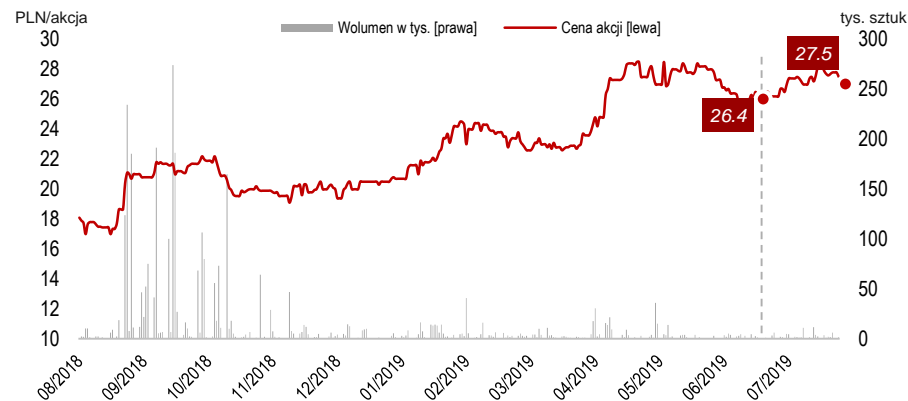
Kluczowe indeksy i ceny rynkowe (ostatnie 12 miesięcy)

1 Ceny zielonych certyfikatów i energii elektrycznej

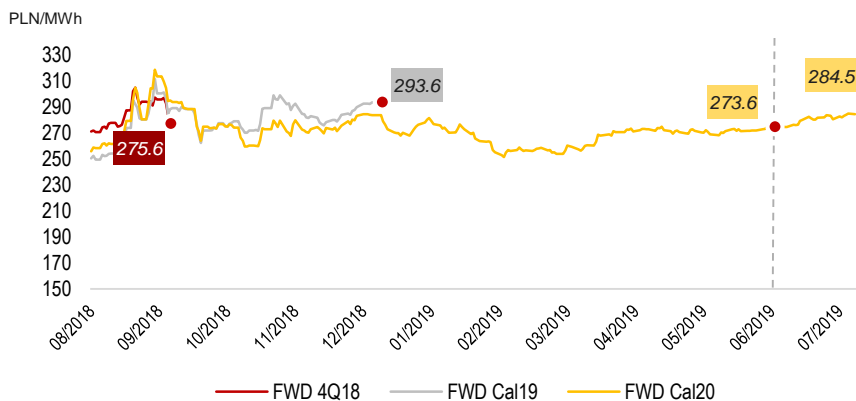


*Średnia cena ZC ważona wolumenem transakcji w analogicznym okresie wynosiła: 60,7 PLN/MWh

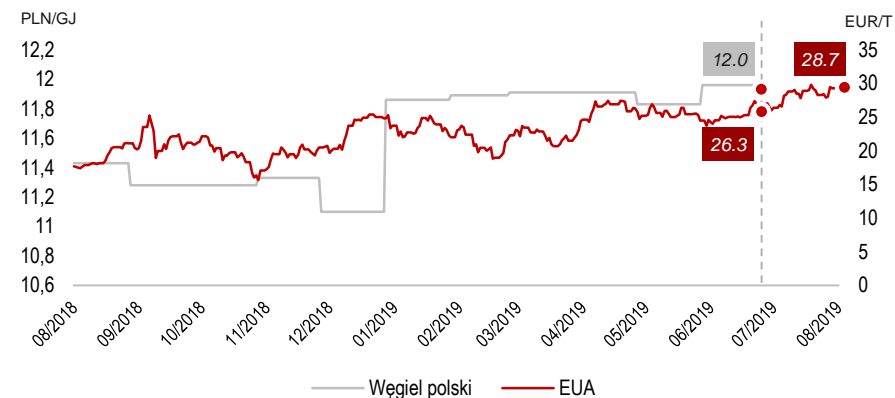
2 Notowania cen akcji Polenergia S.A.



3 Ceny terminowe energii elektrycznej



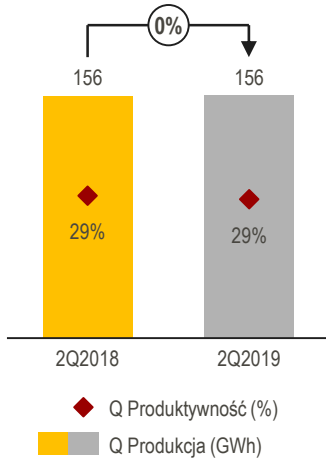
4 Notowania cen węgla na polskim rynku i praw do emisji CO₂



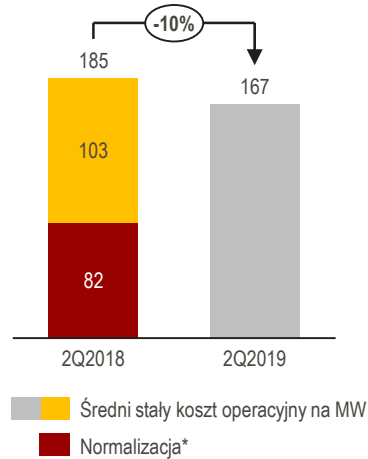
Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych – Segment energetyka wiatrowa

1 Produkcja FW (brutto) i LF %

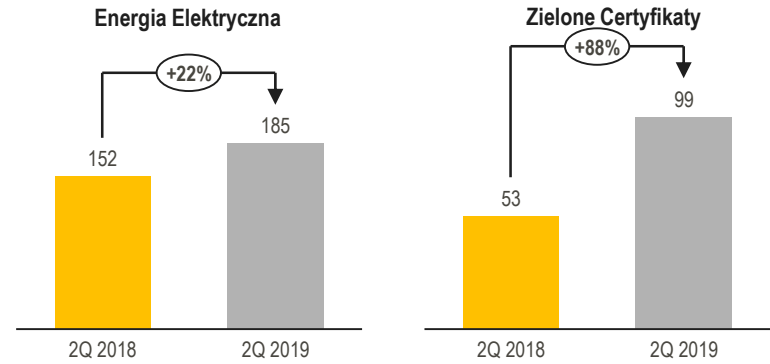
Dane kwartalne



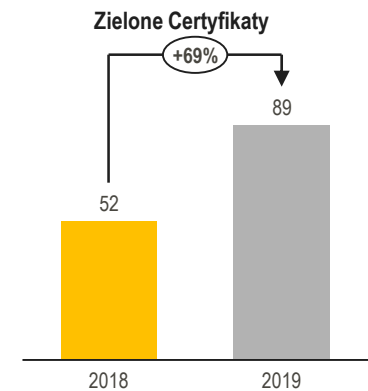
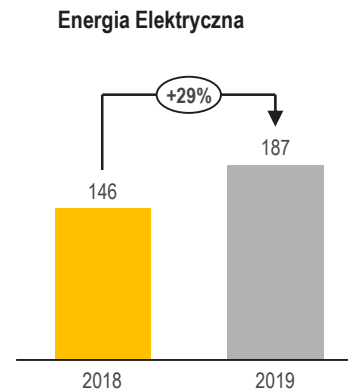
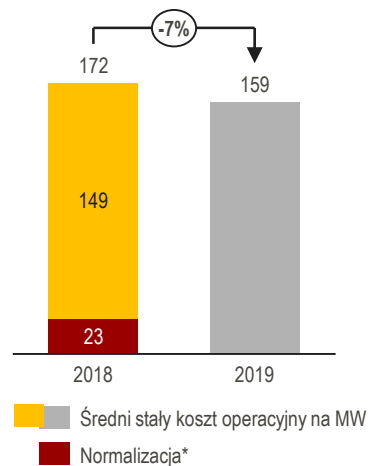
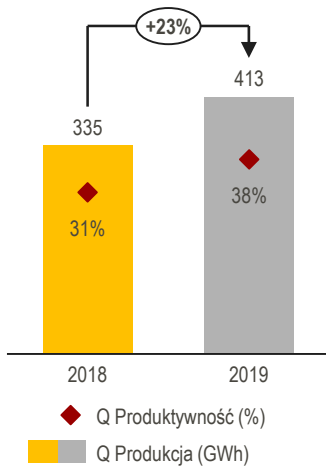
2 Średni stały koszt operacyjny na MW w FW [tys. kPLN/MW/rok]



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



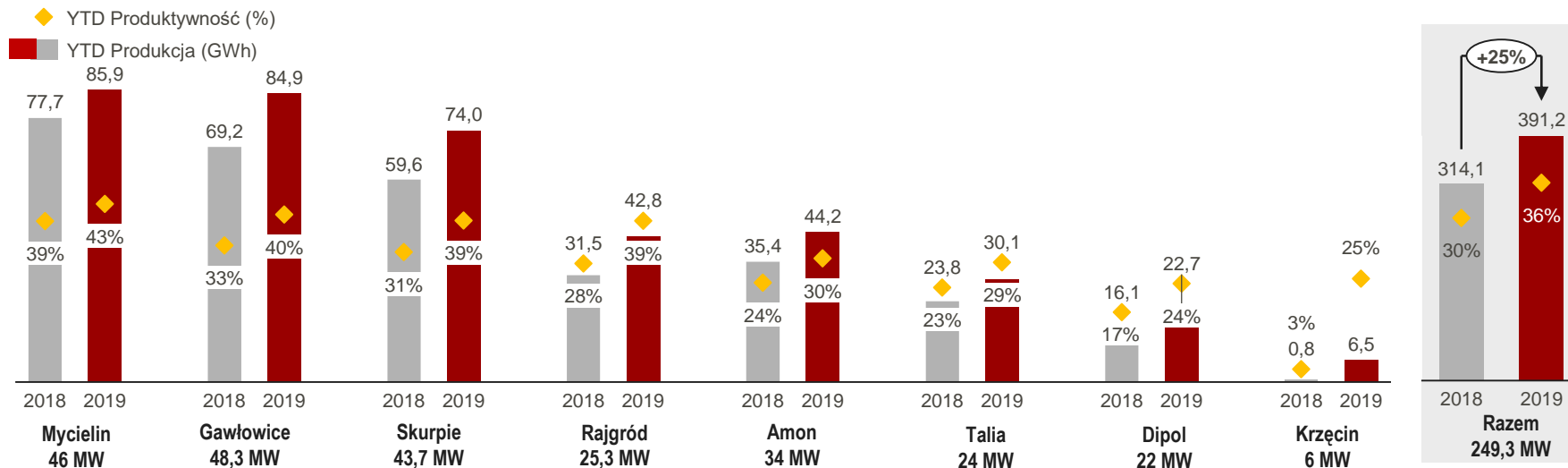
Dane narastające



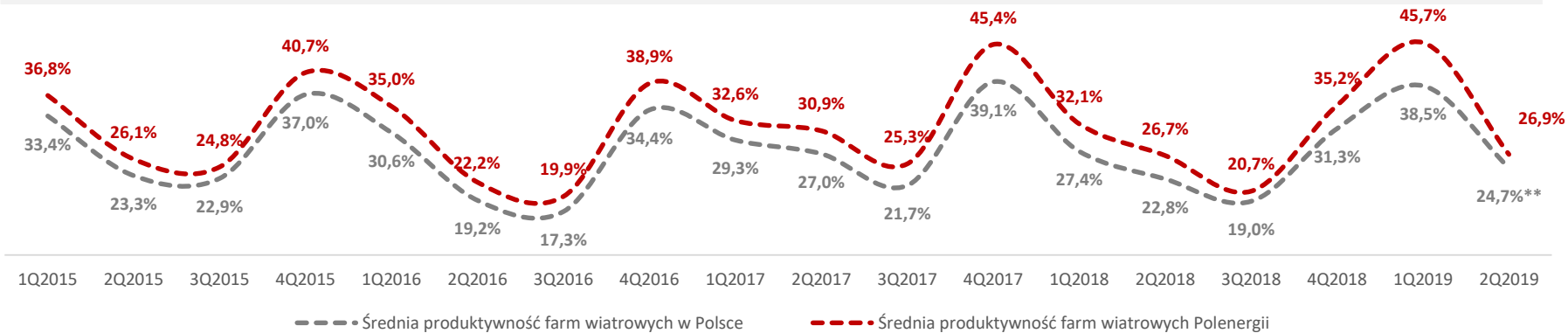
* Średni stały koszt operacyjny w 2018 roku został znormalizowany o pozytywną korektę deklaracji RET w GSRM (normalizacja w 2Q o część korekty dotyczącą 1Q) oraz odwrócenie historycznych kosztów serwisu Vestas w Mycielinie.

Energetyka wiatrowa - produkcja

Produkcja (netto), narastająco



Produktowność netto farm Polenergii powyżej średniej*



— — — Średnia produktowność farm wiatrowych w Polsce

- - - Średnia produktowność farm wiatrowych Polenergii

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

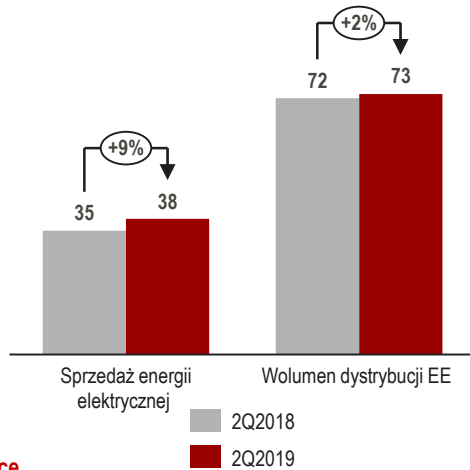
** Kalkulacja produkcji netto sektora w czerwcu w oparciu o stosunek produkcji netto Polenergii z czerwca do produkcji netto Polenergii ze kwietnia i maja

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

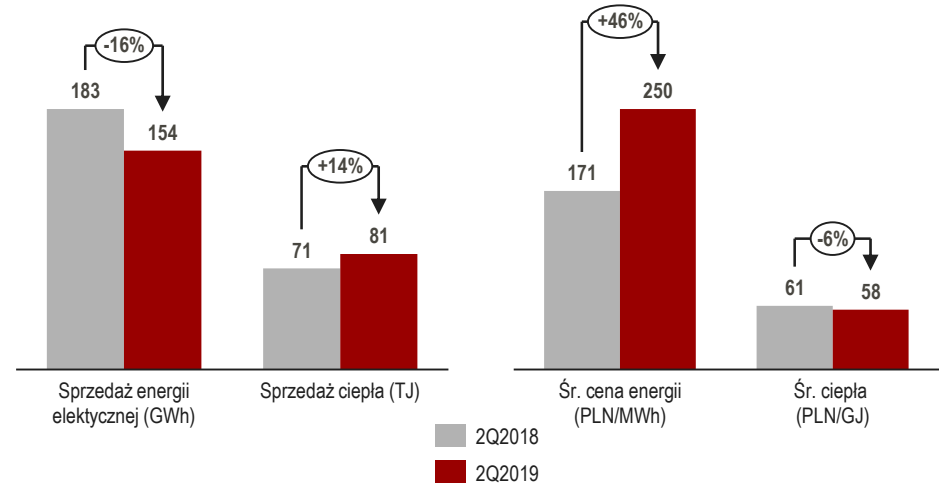
Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych

4 Segment dystrybucji – sprzedaż [GWh]

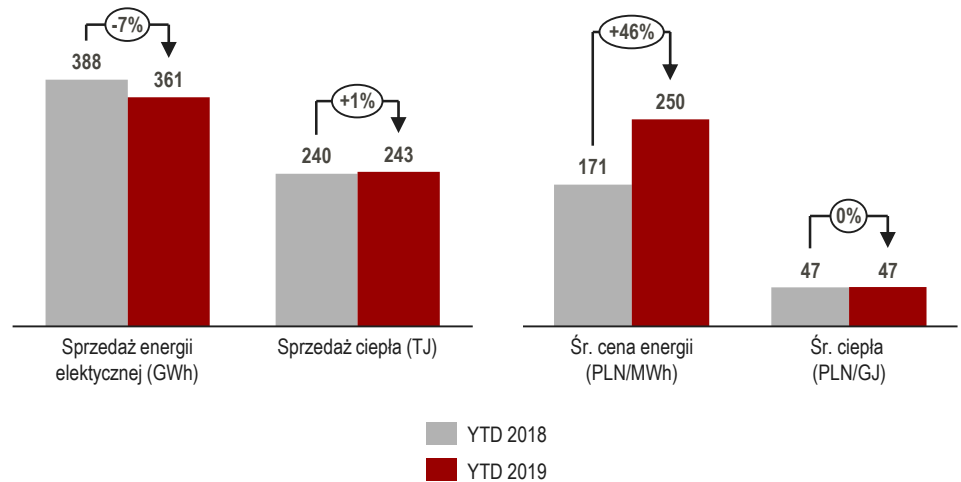
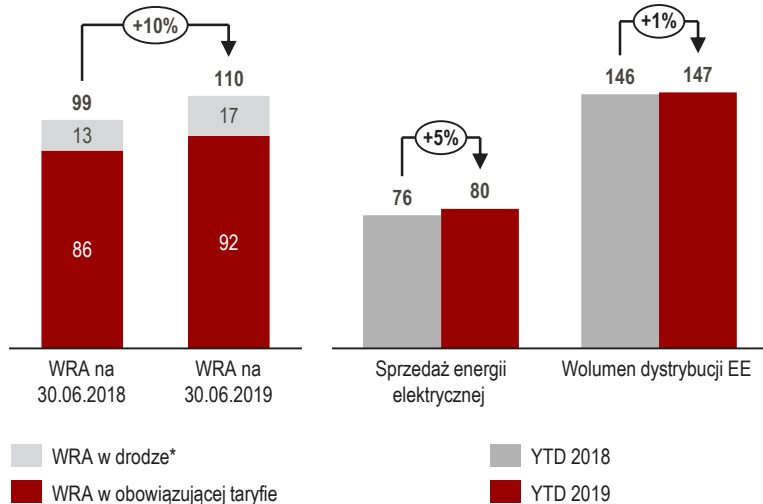
Dane kwartalne



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

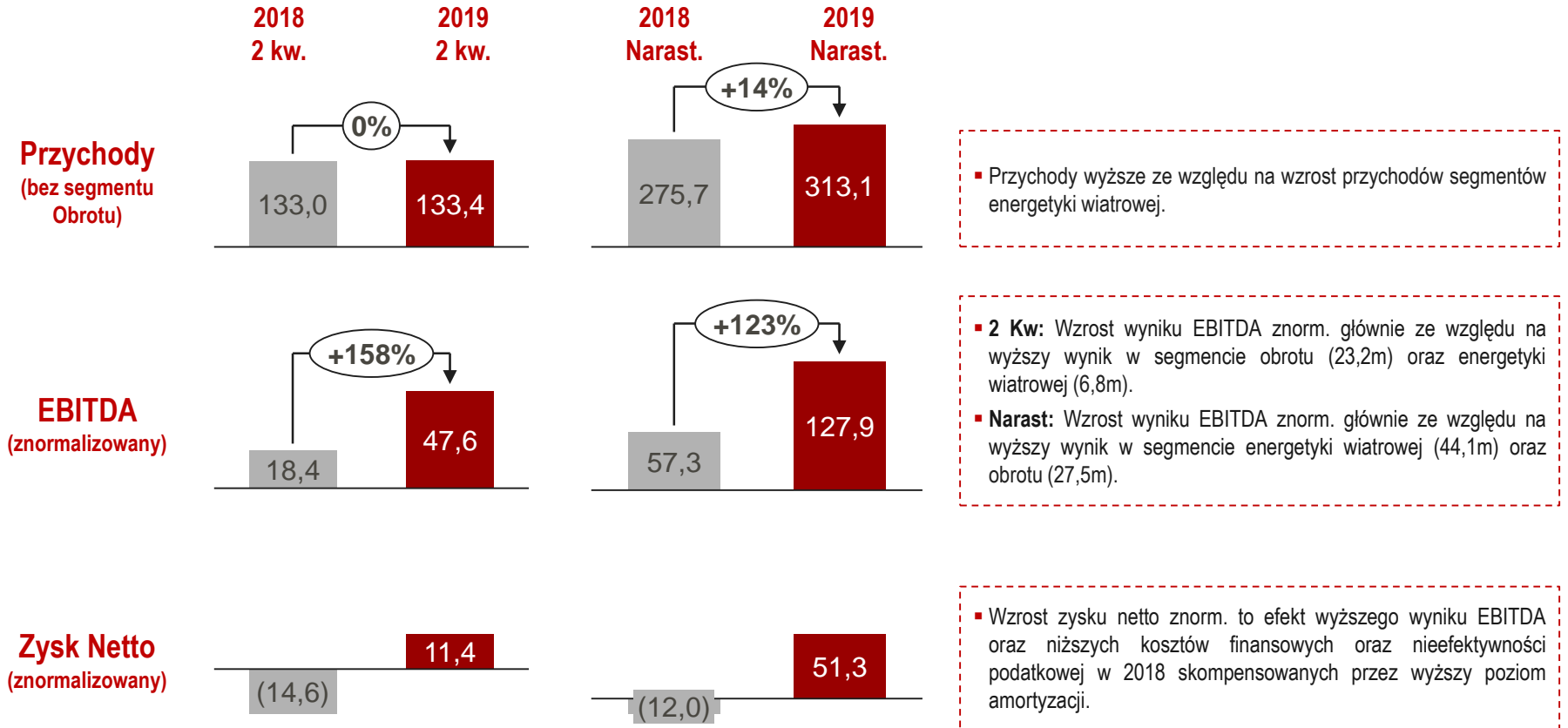


Dane narastające



*Nakłady które zostały już poniesione ale nie zostały odzwierciedlone w taryfie dystrybucyjnej. Ich włączenie nastąpi w kolejnych aktualizacjach taryfy.

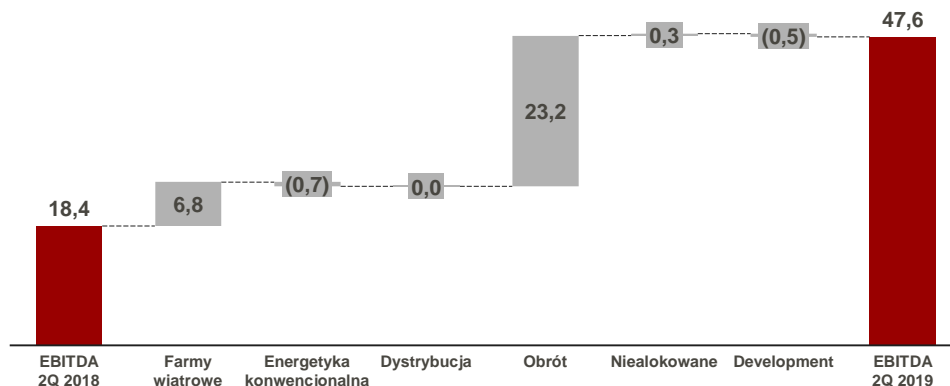
Podsumowanie kluczowych wyników



ZNACZĄCA POPRAWA WYNIKÓW GŁÓWNIIE W EFEKCIE LEPSZEJ WIETRZNOŚCI, WYŻSZYCH CEN SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ POPRAWY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM DZIAŁALNOŚCI HANDLOWEJ

EBITDA według segmentów operacyjnych

Kwartalnie



Komentarze

Energetyka Wiatrowa: wzrost wyniku jest konsekwencją wyższych wolumenów produkcji oraz cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej.

Energetyka Konwencjonalna: spadek wyniku jest konsekwencją braku przychodów z tytułu żółtych certyfikatów w związku z wygaśnięciem z końcem 2018 roku dotychczasowego systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej, skompensowanym częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty kosztów osieroconych (negatywny efekt aktualizacji długoterminowych cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ w 2Q2018) oraz wyższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej za 2019 rok (wyższy wskaźnik korekcyjny Wg). Kwartałnie niższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej wynikają głównie z niższego kosztu gazu w 2Q2019 oraz niższej produkcji energii elektrycznej w 2Q2019 (remont główny).

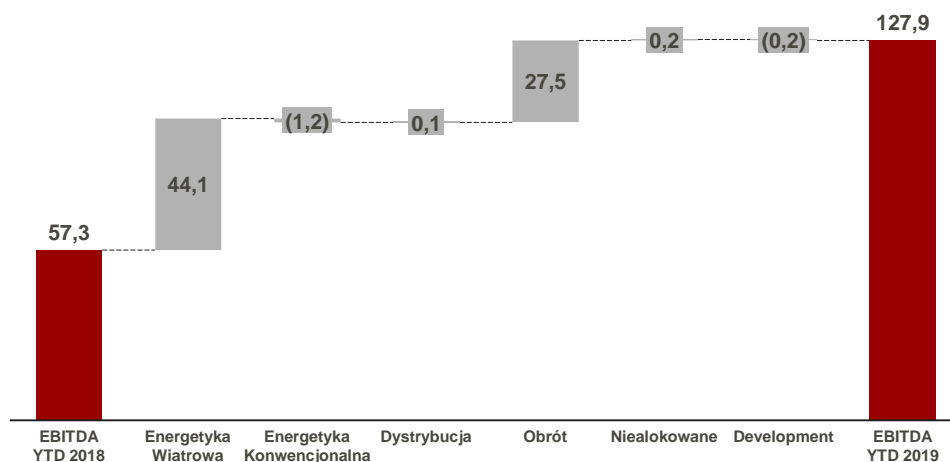
Dystrybucja: wzrost wyniku z uwagi na wyższą marżę dystrybucyjną, niższe koszty operacyjne oraz zwrot podatku od nieruchomości, skompensowane przez niższą marżę na sprzedaży energii.

Obrót: wzrost wyniku ze względu na lepszy wynik na handlu energią elektryczną, lepszy wynik na sprzedaży zielonych certyfikatów w związku z wyższymi cenami sprzedaży oraz niższe koszty operacyjne i koszty prowizji, skompensowane częściowo przez gorszy wynik na sprzedaży energii elektrycznej z farm wiatrowych w związku z wyższymi kosztami bilansowania i profilowania.

Niealokowane: W ramach segmentu niealokowane uwzględniamy także różnice w kwocie -0,5m wynikające z segmentu biomasy w związku z decyzją o zaprzestaniu jego wyodrębniania w 2019 roku. Wylączając tą zmianę różnica w segmencie niealokowane wyniosłaby 0,7 przede wszystkim w związku z niższymi kosztami usług obcych w centrali.

Development: spadek wyniku ze względu na wyższe koszty segmentu zaalokowane do rachunku zysków i strat.

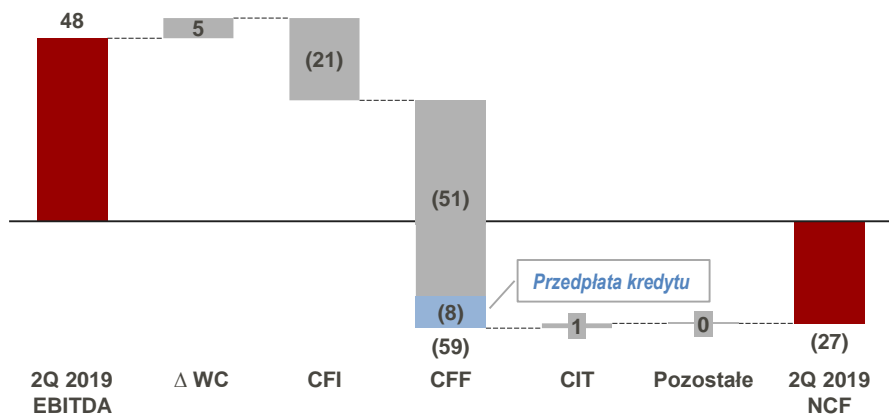
Narastająco



ZNACZĄCA POPRAWA WYNIKU SEGMENTU ENERGETYKI WIATROWEJ I OBROTU. STABILNA DZIAŁALNOŚĆ W SEGMENTACH ENERGETYKI KONWENCJONALNEJ I DYSTRYBUCJI

Przepływy pieniężne Grupa Polenergia

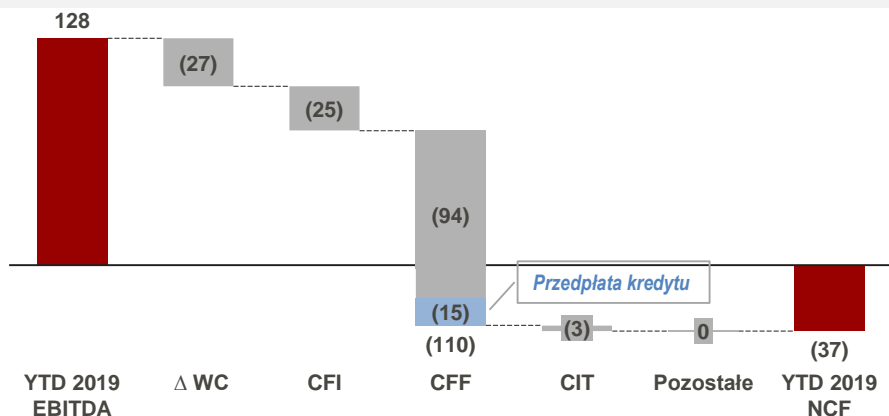
2 kwartał



Komentarze

- **Δ WC:** zmiana należności z tytułu energii el. oraz rezerwy na uprawnienia do emisji CO2 w ENS oraz zmniejszenie stanu zapasów świadectw pochodzenia.
- **CFI:** wydatki inwestycyjne poniesione na Onshore RTB i PV oraz rozwój sieci dystrybucji. Dopłaty do projektów Offshore.
- **CFF:** przede wszystkim obsługa długu w segmencie energetyki wiatrowej oraz energetyki konwencjonalnej, spłata kredytu obrotowego przez ENS (-35m), zaciągnięcie kredytu obrotowego przez Obrót (11,7m). Uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w farmach wiatrowych Amon i Talia w wysokości 8m PLN.

Narastająco



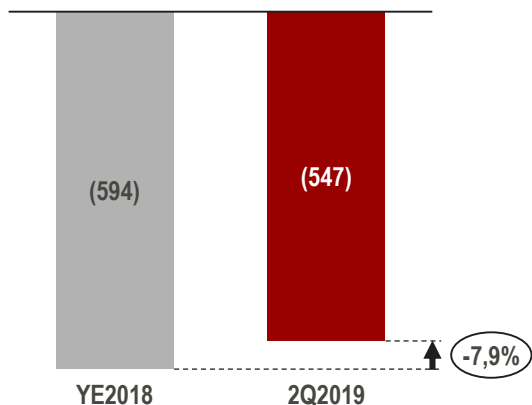
Komentarze

- **Δ WC:** rozliczenie transakcji handlowych w segmencie obrotu (-19m) oraz przesunięcie czasowe rozliczeń w Dystrybucji (-3,5m).
- **CFI:** wydatki inwestycyjne poniesione na projekty Onshore RTB i PV oraz rozwój sieci dystrybucji. Dopłaty do projektu Offshore.
- **CFF:** przede wszystkim obsługa długu oraz koszty leasingu w segmencie energetyki wiatrowej, konwencjonalnej i dystrybucji (-20m), spłata kredytu obrotowego w segmencie obrotu (-17m) oraz spłata zadłużenia przez ENS (-26m kredytu obrotowego i -11m kredytu długoterminowego), zaciągnięcie kredytu przez Dystrybucję (7m). Uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w wysokości 15m PLN w farmach wiatrowych Amon i Talia.

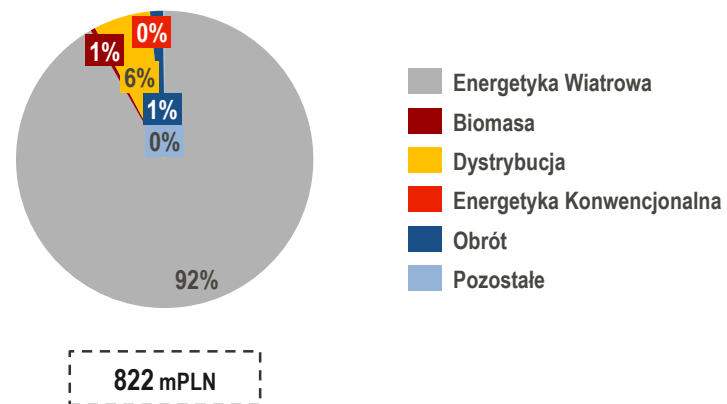
POZYTYWNE PRZEPŁYWY OPERACYJNE SKOMPENSOWANE PRZEZ ZMIANĘ KAPITAŁU OBROTOWEGO W SEGMENTACH OBROTU I DYSTRYBUCJI, SPŁATĘ KREDYTU OBROTOWEGO W SEGMCIE OBROTU I ENS ORAZ PRZEDPŁATĘ KREDYTU W FW AMON I TALIA

Struktura zadłużenia na 30 czerwca 2019 roku

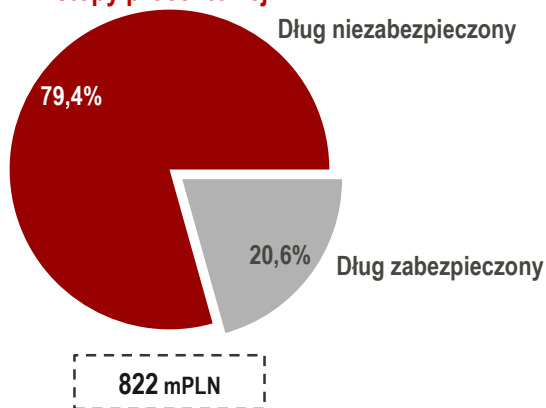
Dług netto (YE2018 vs. 2Q2019)



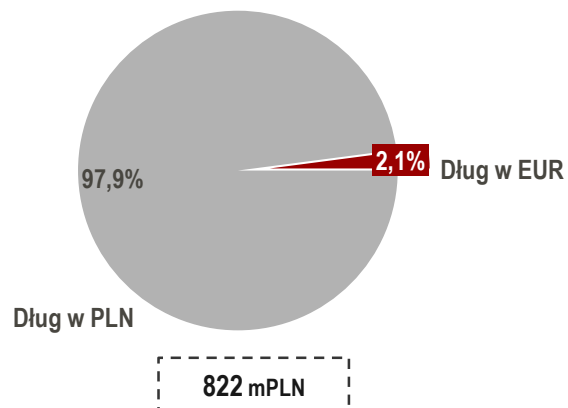
Struktura zadłużenia według segmentów



Struktura zadłużenia – zabezpieczenie stopy procentowej



Struktura zadłużenia według walut (EUR vs. PLN)



**KONTYNUOWANY SPADEK DŁUGU NETTO
BRAK RYZYKA WALUTOWEGO. RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ ZABEZPIECZONE W OK. 21%**



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA

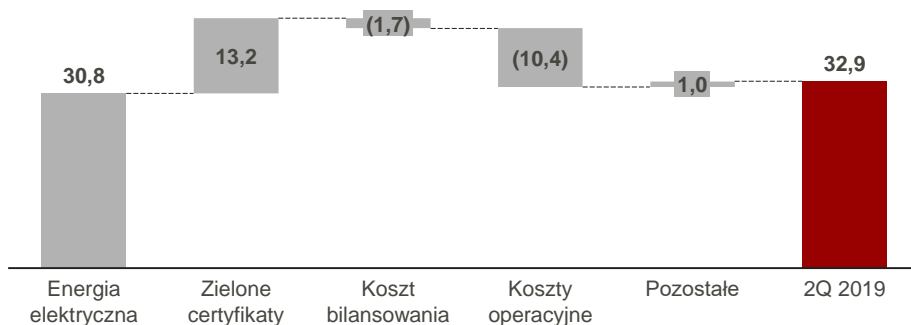


OBRÓT

Podsumowanie wyników segmentów

Energetyka wiatrowa – 2 kwartał

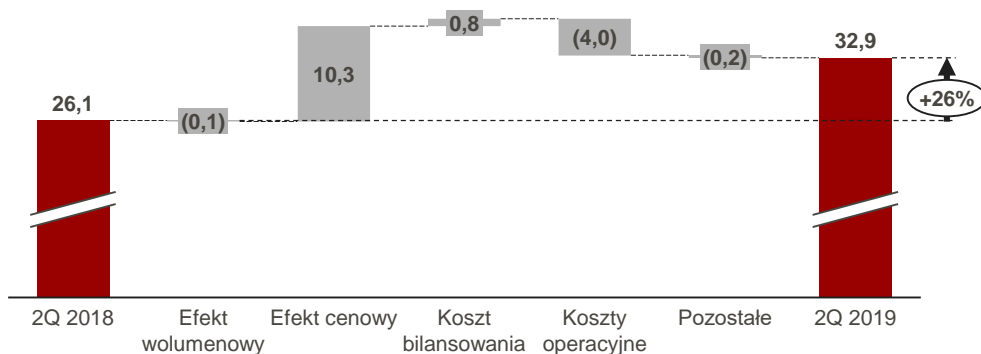
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wolumen produkcji EE niższy o 0,6 GWh, natomiast wolumen produkcji ZC wyższy o 0,1 GWh.
- Wzrost cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (łącznie o 69,3 PLN).
- Koszty operacyjne wyższe w efekcie sprawą zdarzeń jednorazowych: w 2018 roku dokonano odwrócenia części historycznych kosztów serwisu technicznego w Mycielinie w wyniku ugody z Vestas (kwiecień), zaksięgowano pozytywną korektę deklaracji PON za okres styczeń – czerwiec w GSRM oraz do końca maja nie były ponoszone koszty operacyjne w Krzęcinie.

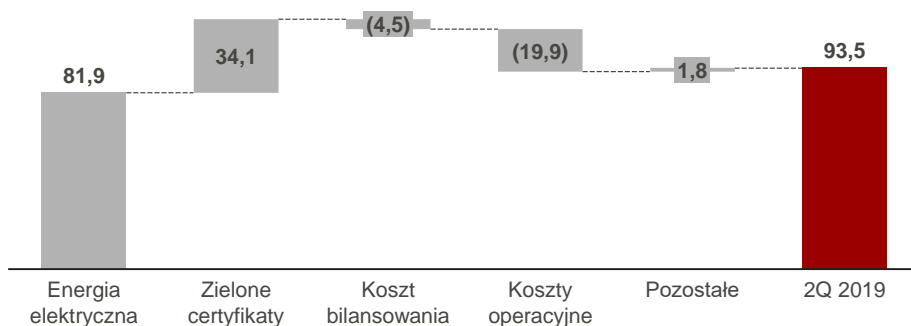
2 EBITDA bridge



WYŻSZE CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Energetyka wiatrowa – narastająco

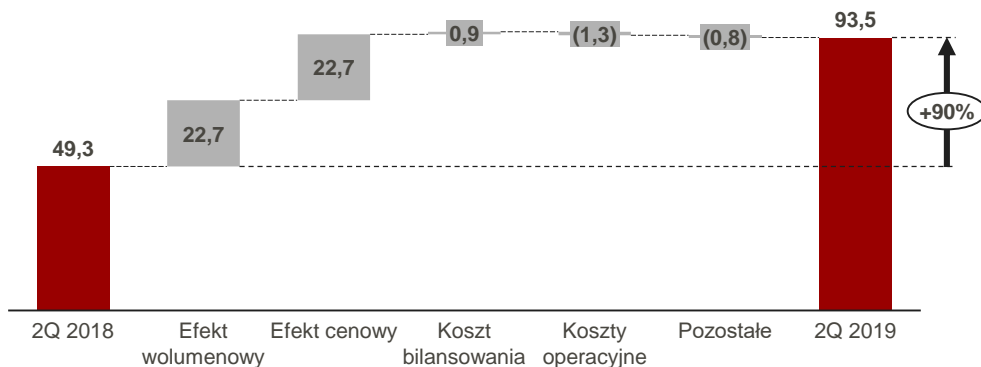
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wolumen produkcji EE wyższy o 77,1 GWh, natomiast wolumen produkcji ZC wyższy o 78,1 GWh.
- Wzrost cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (łącznie o 69,8 PLN).
- Koszty operacyjne wyższe za sprawą zdarzeń jednorazowych: w 2018 roku dokonano odwrócenia części historycznych kosztów serwisu technicznego w Mycielinie w wyniku ugody z Vestas, zaksięgowano pozytywną korektę deklaracji PON za okres styczeń - czerwiec oraz dopiero pod koniec maja przejęta została FW Krzęcin (przez większość półrocza nie były ponoszone koszty z nią związane).

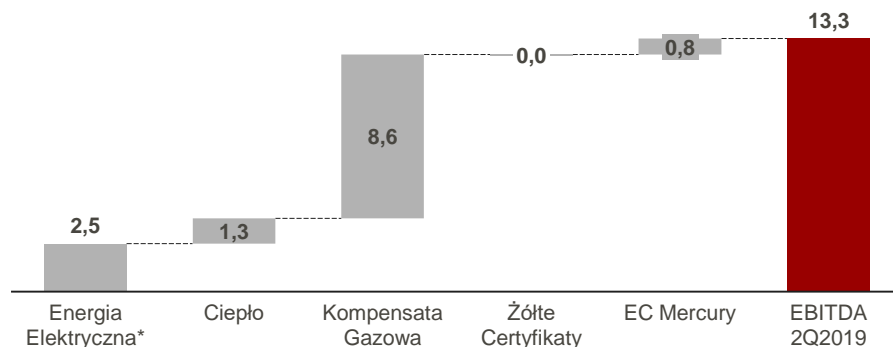
2 EBITDA bridge



WYŻSZY WOLUMEN PRODUKCJI, WYŻSZE CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Energetyka konwencjonalna – 2 kwartał

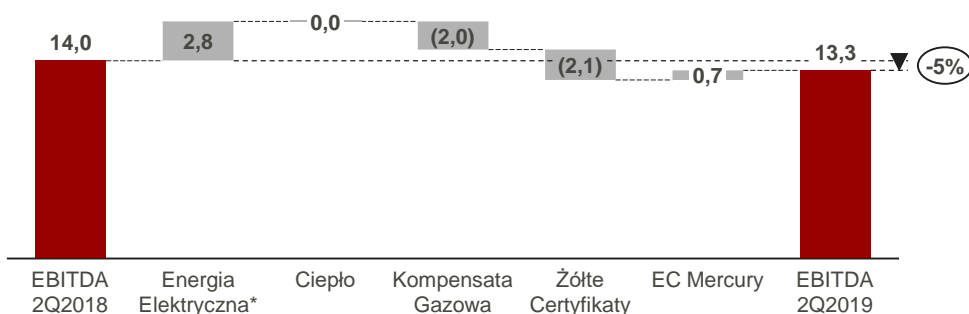
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Brak przychodów z żółtych certyfikatów w 2019 roku, dotychczasowy system wsparcia kogeneracji skończył się w grudniu 2018 roku.
- Wyższy wynik na energii elektrycznej wynika z wyższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (w 2Q2018 negatywny efekt aktualizacji cen gazu ziemnego, uprawnień do emisji CO2 w całym 2018 r.).
- Niższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej wynikają głównie z niższego kosztu gazu w 2Q2019 oraz niższej produkcji energii elektrycznej w 2Q2019 (remont główny), skompensowanego częściowo przez wpływ wyższego wskaźnika Wg w 2Q2019 vs 2Q2018 (0,55 vs 0,46).

2 EBITDA bridge

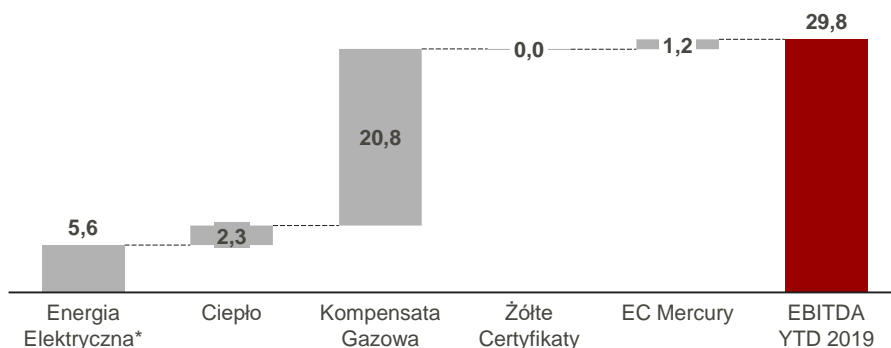


* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACJNA. NIŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA BRAK PRZYCHODÓW Z TYTUŁU ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW W ZWIĄZKU Z WYGAŚNIĘCIEM Z KOŃCEM 2018 ROKU WSPARCIA DLA KOGENERACJI GAZOWEJ

Energetyka konwencjonalna – narastająco

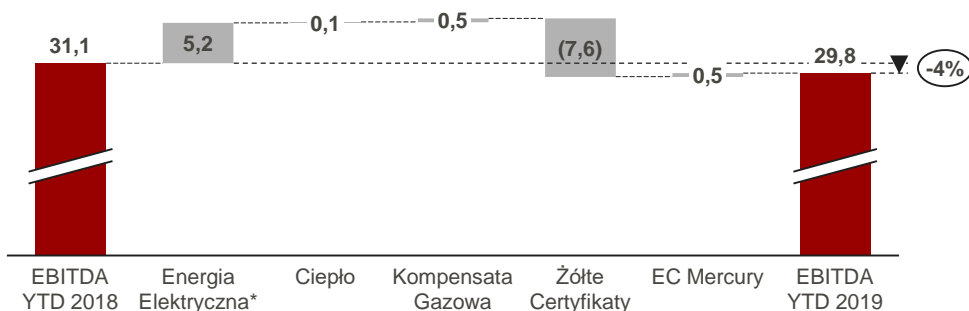
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Brak przychodów z żółtych certyfikatów w 2019 roku, dotychczasowy system wsparcia kogeneracji skończył się w grudniu 2018 roku.
- Wyższy wynik na energii elektrycznej wynika z wyższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (w 1H2018 negatywny efekt aktualizacji cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO2 za 2018 r.)
- Wyższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej wynikają z wyższego prognozowanego wskaźnika Wg w 1H2019 vs 1H2018 (0,55 vs 0,46), pomniejszone przez wpływ niższej produkcji energii w 1H2019 (remont główny turbiny gazowej i parowej) oraz niższy koszt gazu w 1H2019.

2 EBITDA bridge

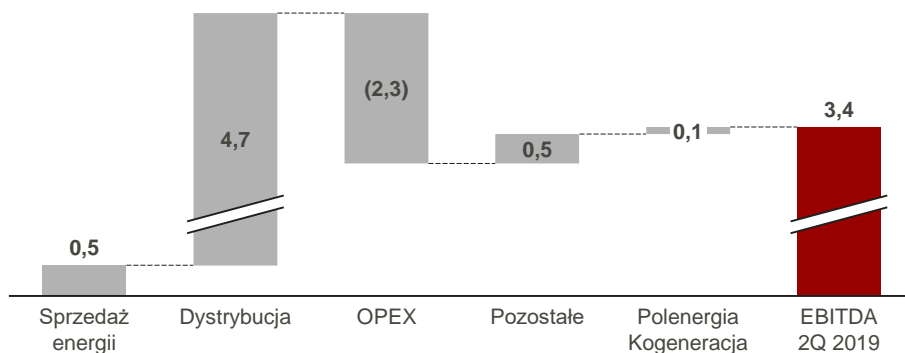


* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACJNA. NIŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA BRAK PRZYCHODÓW Z TYTUŁU ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW W ZWIĄZKU Z WYGAŚNIĘCIEM Z KOŃCEM 2018 ROKU WSPARCIA DLA KOGENERACJI GAZOWEJ

Dystrybucja – 2 kwartał

1 EBITDA build-up

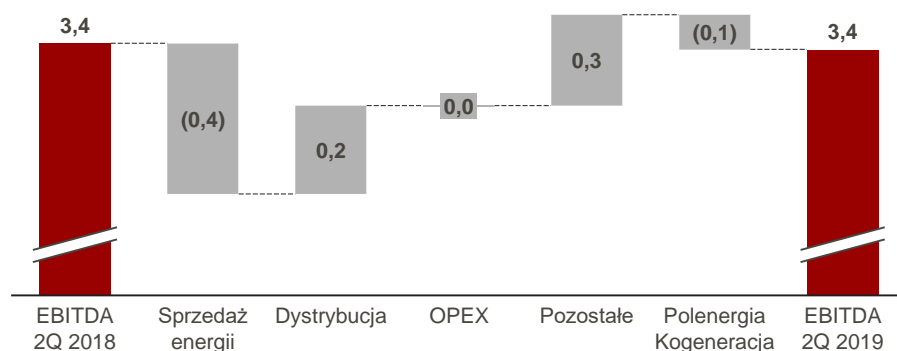


Komentarze

Segment dystrybucji zanotował w 2Q 2019 wynik EBITDA na poziomie porównywalnym do analogicznego okresu roku ubiegłego co jest głównie konsekwencją:

- niższej marży na sprzedaży energii,
- wyższej marży dystrybucyjnej,
- zwrotu podatku od nieruchomości.

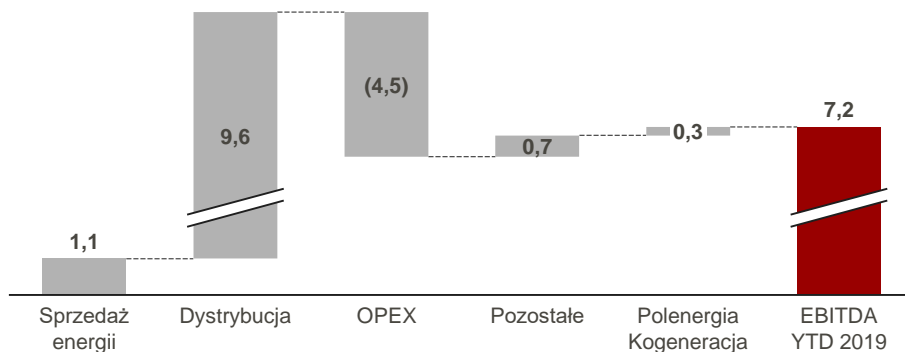
2 EBITDA bridge



STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. WPŁYW NA EBITDA MA NIŻSZA MARŻA NA SPRZEDAŻY ENERGII SKOMPENSOWANA PRZEZ WZROST MARŻY NA DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ ZWROT PODATKU OD NIERUCHOMOŚCI

Dystrybucja – narastająco

1 EBITDA build-up

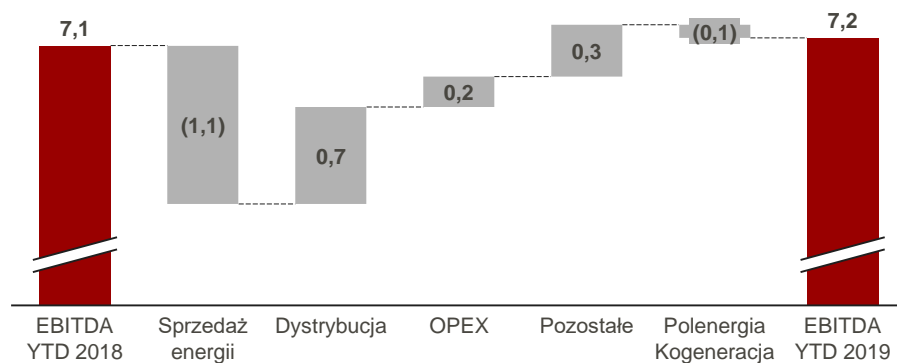


Komentarze

Segment dystrybucji zanotował wzrost wyniku EBITDA o 0,1 mln zł w 1 poł. 2019 roku, co jest głównie konsekwencją:

- wyższej marży dystrybucyjnej,
- niższych kosztów operacyjnych (niższe koszty podatku od nieruchomości i wynagrodzeń),
- zwrotu podatku od nieruchomości,
- niższej marży na sprzedaży energii.

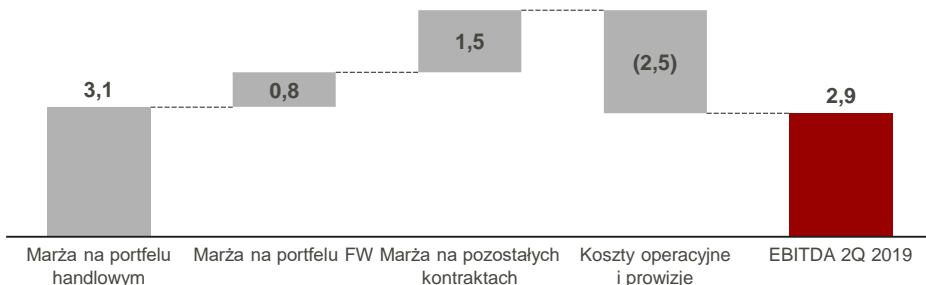
2 EBITDA bridge



STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. WYŻSZA EBITDA Z UWAGI NA WZROST MARŻY NA DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ, NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE ORAZ ZWROT PODATKU OD NIERUCHOMOŚCI

Obrót – 2 kwartał

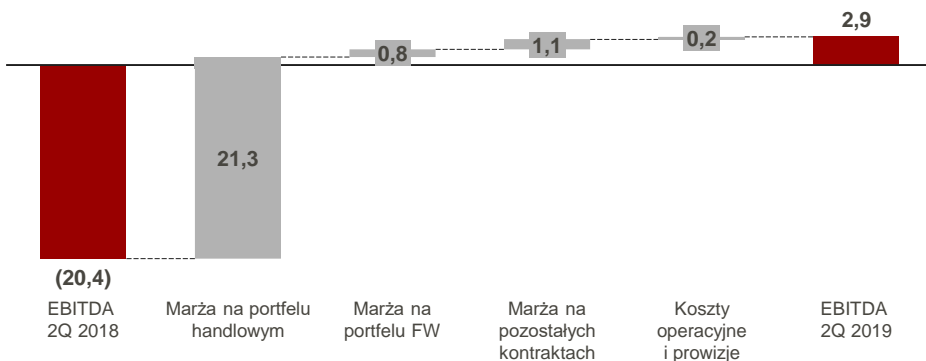
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wzrost wyniku na handu energią elektryczną w związku z poprawą zarządzania ryzykiem działalności handlowej.
- Wyższa marża na portfelu FW w związku z wyższymi cenami sprzedaży zielonych certyfikatów, skompensowana częściowo przez wzrost kosztów profilu i bilansowania (który nie jest w całości przenoszony na farmy wiatrowe).
- Wzrost wyniku na pozostałych kontraktach.
- Niższe koszty operacyjne i koszty prowizji.

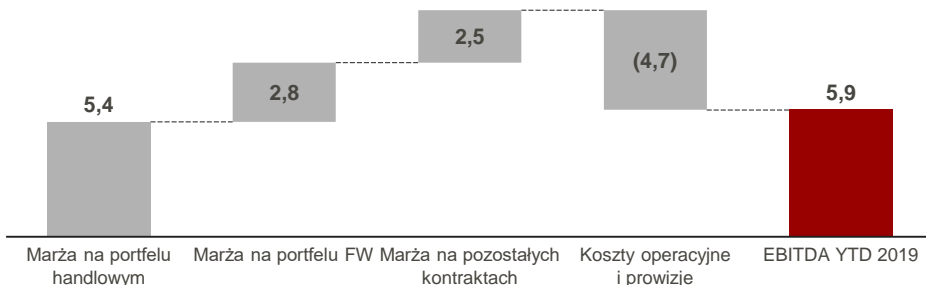
2 EBITDA bridge



DOBRY WYNIK NA HANDLU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ, ZIELONYMI CERTYFIKATAMI I POZOSTAŁYCH KONTRAKTACH ORAZ NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE

Obrót – narastająco

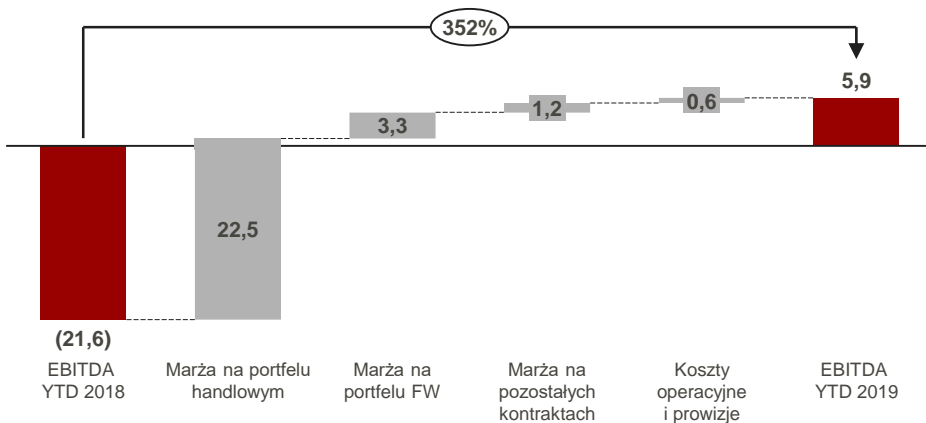
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wzrost wyniku na handu energią elektryczną w związku z poprawą zarządzania ryzykiem działalności handlowej.
- Wyższa marża na portfelu FW w związku z wyższymi cenami sprzedaży zielonych certyfikatów, skompensowana częściowo przez wzrost kosztów profilu i bilansowania (który nie jest w całości przenoszony na farmy wiatrowe).
- Wzrost wyniku na pozostałych kontraktach.
- Niższe koszty operacyjne i koszty prowizji.

2 EBITDA bridge



DOBRY WYNIK NA HANDLU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ, ZIELONYMI CERTYFIKATAMI I POZOSTAŁYCH KONTRAKTACH ORAZ NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE

Projekty w fazie rozwoju

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

- Grupa posiada portfel projektów o łącznej mocy 199 MW będących w końcowej fazie rozwoju, które posiadają pozwolenie na budowę.
- 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 roku.

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.
- 28 stycznia 2019 roku 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. Odbyto również spotkanie w PSE w celu omówienia kwestii związanej z przyłączeniem 240 MW w ramach otrzymanych od PSE warunków przyłączenia dla MFW Bałtyk II
- 30 stycznia 2019 roku 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.
- W dniu 9 maja 2019 roku zrealizowano wydarzenie tzw. Dzień dostawcy („supplier day”). Było to pierwsze tego typu spotkanie z przedstawicielami firm wchodzących w skład polskiego łańcucha dostaw dla projektów morskich farm wiatrowych. Będzie doskonałą okazją do nawiązania dobrych relacji z potencjalnymi, lokalnymi dostawcami komponentów i usług dla projektów oraz do przedyskutowania możliwości ewentualnej, przyszłej współpracy.

Wińsko:

- Projekt jest oferowany do sprzedaży dla potencjalnych nabywców, trwają wstępne rozmowy z potencjalnymi kontrahentami.

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 realizacja kontraktu EPC na budowie elektrowni fotowoltaicznej o łącznej mocy 8MW.
- Trwa przygotowanie do udziału w kolejnych aukcjach oczekiwanych w 2019 roku z projektami elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy 12 MW. Kolejne projekty o mocy 30 MW znajdują się we wczesnej fazie rozwoju.

DALSZY ROZWÓJ MORSKICH FARM WIATROWYCH I ZWIĘKSZENIE ŁĄCZNEGO POTENCJAŁU PROJEKTÓW POLENERGII DO 3 000MW. KONTYNUACJA ROZWOJU 199MW FARM WIATROWYCH NA LĄDZIE ORAZ 50MW FARM PV (Z CZEGO 8MW Z ZAGWARANTOWANYM WSPARCIEM)