



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za rok 2017

20 lutego 2018

Agenda:

01	Podsumowanie	3
02	Skonsolidowane wyniki finansowe	14
03	Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne	26

01

Podsumowanie

Podsumowanie roku 2017



- Przygotowanie strategii wzrostu / dywersyfikacji
- Zamknięcie restrukturyzacji FW Dipol
- Uzgodnienie warunków restrukturyzacji FW Amon i Talia
- Kontynuacja redukcji kosztów HQ i serwisu technicznego farm wiatrowych:
 - ✓ W latach 2015-2017 przeprowadzono drastyczną redukcję kosztów HQ o ok. 30% w stosunku do 2015 r. W efekcie koszty centrali w 2017 r. zostały zredukowane o:
 - 9,0m w porównaniu do roku 2015
 - 1,7m w porównaniu do roku 2016
 - ✓ Redukcja kosztów serwisu technicznego w ciągu 2 lat o ok. 10%
- Utrzymanie niskiego PON w części farm wiatrowych
- Stabilna płynność spółki matki Polenergii S.A. w wyniku oszczędności kosztowych oraz optymalnego zarządzania przepływami w Grupie



- Zmiana ustawy OZE (obniżenie opłaty zastępczej)
- PON: niepewność i wzrost obciążeń w niektórych projektach
- Konkurencja na rynku sprzedaży energii
- Konieczność dokonania odpisów (odpisy naturalnie nie mogą być z wyprzedzeniem zabudżetowane):
 - ✓ Projekt Elektrownia Północ – 81m
 - ✓ Biomasa Południe – 10m
 - ✓ Projekt Grabowo – 9m

Polenergia operuje dzisiaj na optymalnym poziomie kosztowym co daje bardzo dobrą bazę do wykorzystania w 2018 wraz z oczekiwaną poprawą rynku OZE i wejściem w życie rynku mocy...

Kluczowe kwestie na rok 2018



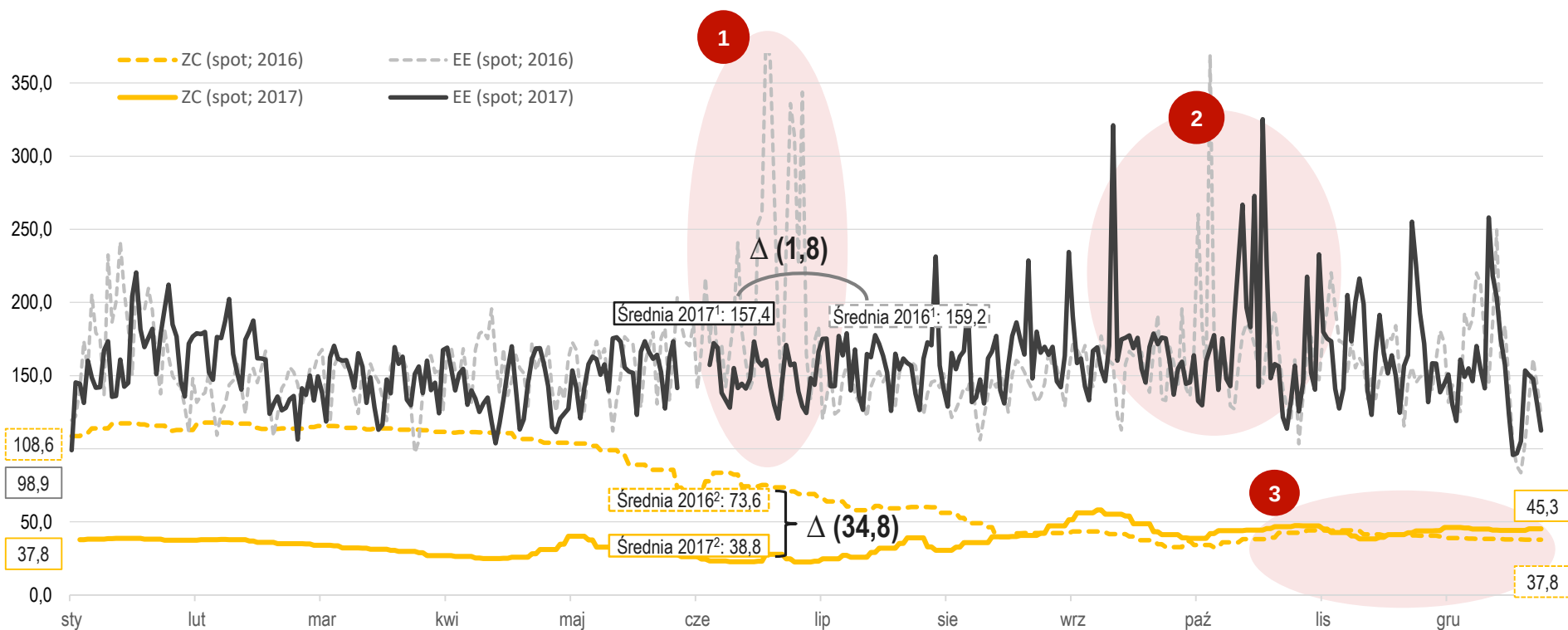
- Restrukturyzacja FW GSR i Mycielin
- Dalsze oszczędności w kosztach
- **Pozytywne sygnały regulacyjne:** PON, nowelizacja OZE (aukcje na wiatr) i rynek mocy (potencjał dla ENS)
- **Strategia**
 - ✓ Implementacja Nowej Strategii po wcześniejszym zatwierdzeniu przez Radę Nadzorczą i rozstrzygnięciu efektów nowelizacji Ustawy OZE i optymalnej restrukturyzacja FW GSR i Mycielin
- **Offshore**
 - ✓ Dalszy development
- Dalsze poszukiwanie możliwości magazynowania z Convergent Energy & Power



- Koszty restrukturyzacji zadłużenia
- Koszty postępowań sądowych
- Dalsza niepewność regulacyjna
- Ryzyko cen energii, gazu i ZC

...co daje poczucie optymizmu na rok 2018

W 2017r. średnie ceny ZC niższe o 34,8 PLN/MWh w porównaniu do 2016r.



- 1 Gwałtowne zmiany cen energii elektrycznej w czerwcu 2016 roku były spowodowane przez fale upałów połączone z niewielką wietrznością.
- 2 Wzrost cen w 2017 r. z 162,4 PLN/MWh w styczniu do 171,1 PLN/MWh we wrześniu głównie ze względu na ograniczenia techniczne w systemie wynikające z remontów oraz trudną sytuację meteorologiczną. Na rynku terminowym również odnotowano wzrost cen EE głównie ze względu na wzrost cen węgla oraz uprawnień do emisji.
- 3 Ceny ZC w 4Q wzrosły powyżej cen ZC w 4Q 2016. Widoczna jest stabilizacja rynku i powolny wzrost cen spowodowany zmianami w regulacjach. Na moment przygotowywania niniejszego materiału cena ZC wynosiła około 55 PLN/MWh.

Źródło: TGE

¹ Średnia arytmetyczna na bazie notowań TGE

² Średnia cena ważona średnim wolumenem transakcji zawieranych na TGE. Dla roku 2017 średnia cena na podstawie danych pomiędzy styczniem a grudniem.

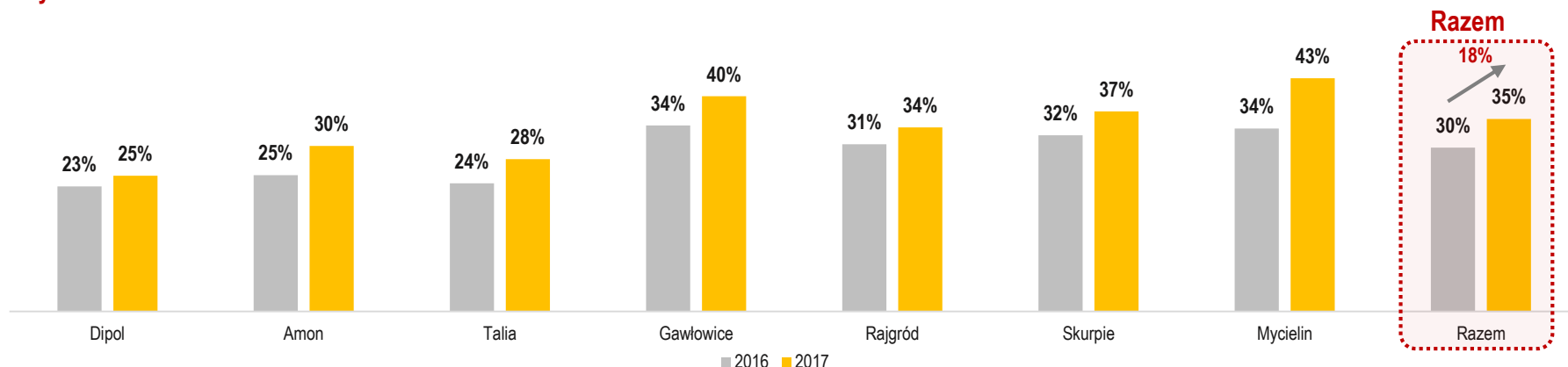
Pomimo kontynuacji załamania się rynku OZE marża utrzymana relatywnie stabilnie

(mln PLN)	2016	2017
<i>Wyniki łącznie</i>		
Przychody	2 996,8	2 762,4
Skorygowana EBITDA	228,0	181,6
<i>Skorygowana marża EBITDA</i>	<i>7,6%</i>	<i>6,6%</i>
<i>Wyniki bez Segmentu Obrót</i>		
Przychody (bez Obrotu)	598,5	536,5
Skorygowana EBITDA (bez Obrotu)	224,6	168,4
<i>Skorygowana marża EBITDA (bez Obrotu)</i>	<i>37,5%</i>	<i>31,4%</i>

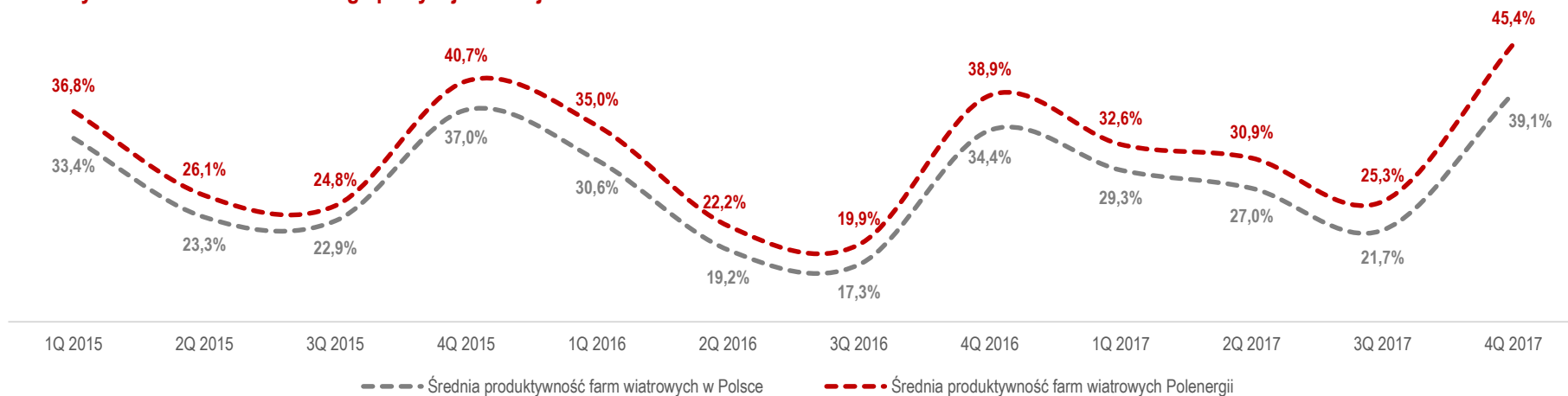
Pomimo czynników związanych m.in. ze spadkiem cen zielonych certyfikatów, niższą rekompensatą z tytułu kosztów osieroconych oraz wyższymi kosztami gazu marżowość na poziomie EBITDA pozostała na stabilnym poziomie. Wpływ na to miało ograniczenie kosztów, produktywność farm wiatrowych oraz bardzo dobra marżowość Obrotu.

Produktywność farm wiatrowych ponownie znacząco powyżej średniej dla Polski

Produktywność brutto 2017 vs. 2016



Produktywność netto farm Polenergii powyżej średniej*

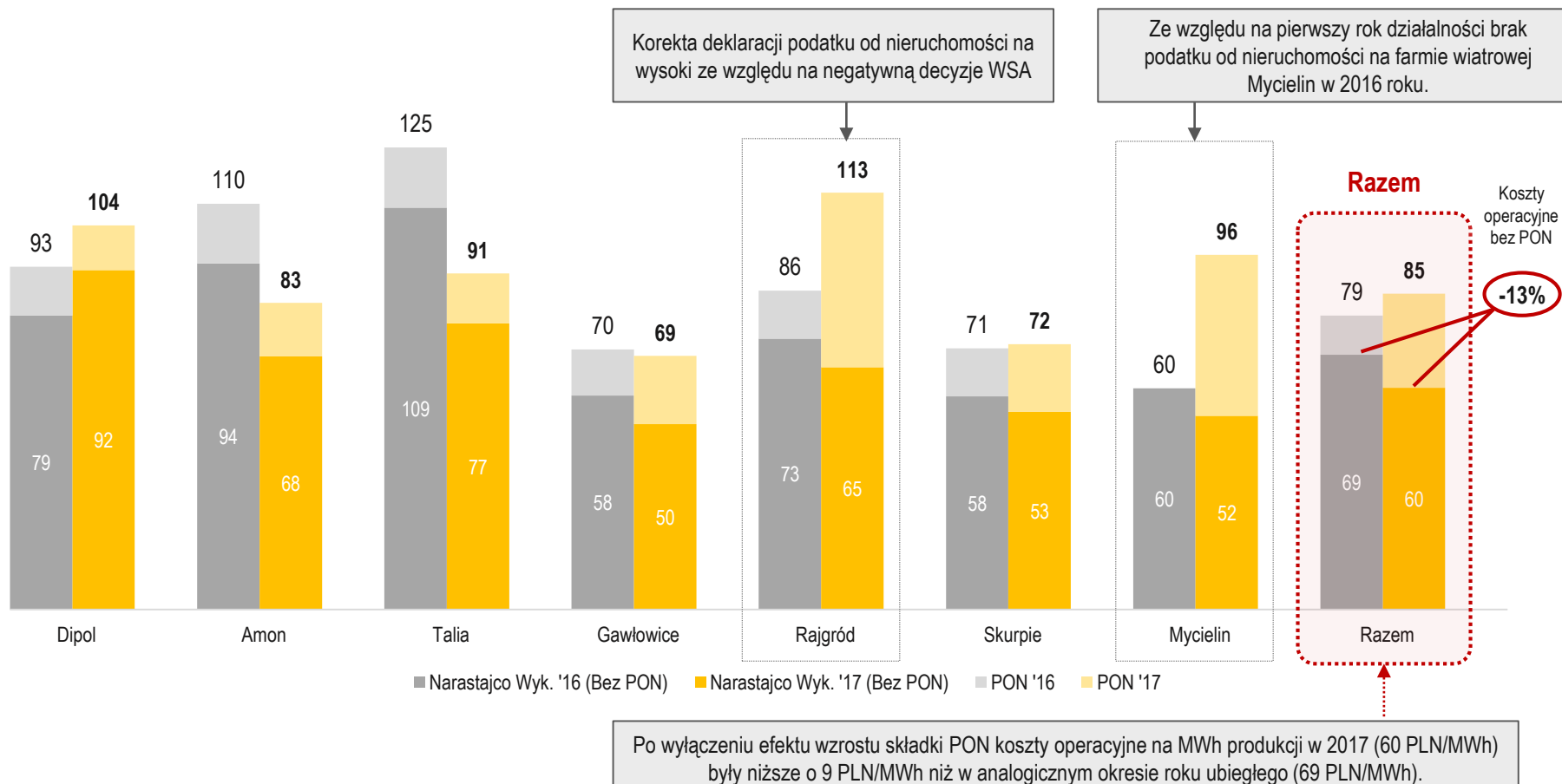


Źródło: Obliczenia Polenergii na bazie danych własnych i ARE

Wyższa o 18% wietrzność w oparciu o produkcję energii elektrycznej brutto w porównaniu 2016 oraz kontynuacja trendu produktywności powyżej średniej dla Polski

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

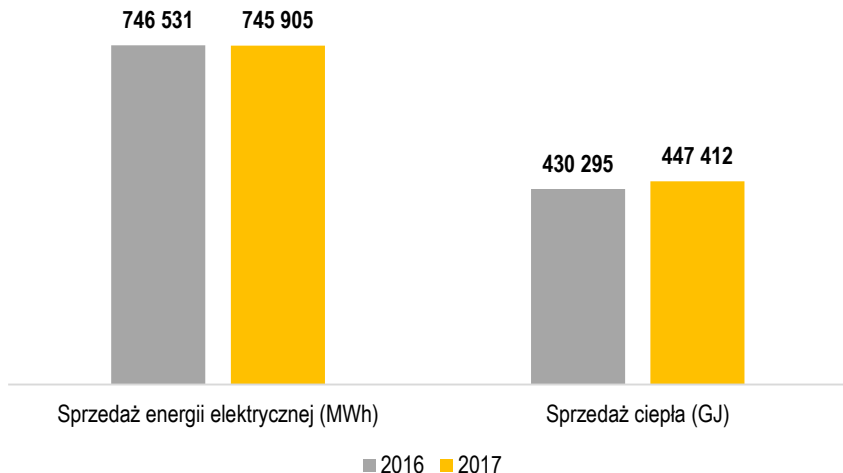
Koszty operacyjne farm wiatrowych znacząco niższe w PLN/MWh (wył. PON)



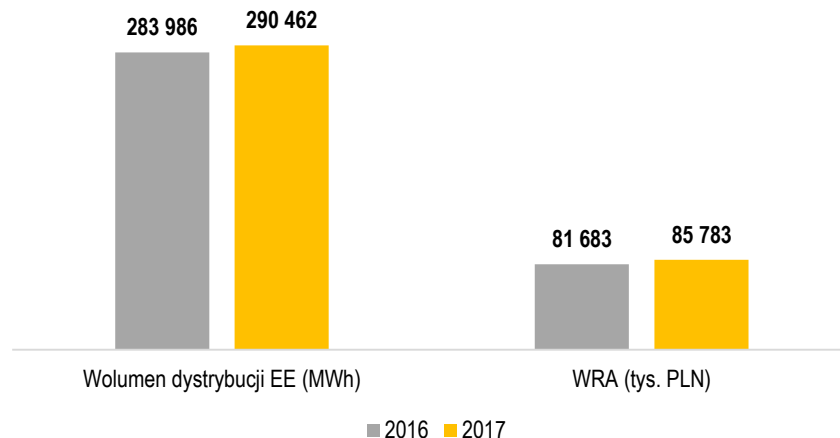
Spadek kosztów operacyjnych na MWh o 13% wyłączając wzrost podatku od nieruchomości.

Stabilne dane operacyjne i znacząca lepsza marżowość w Obrocie

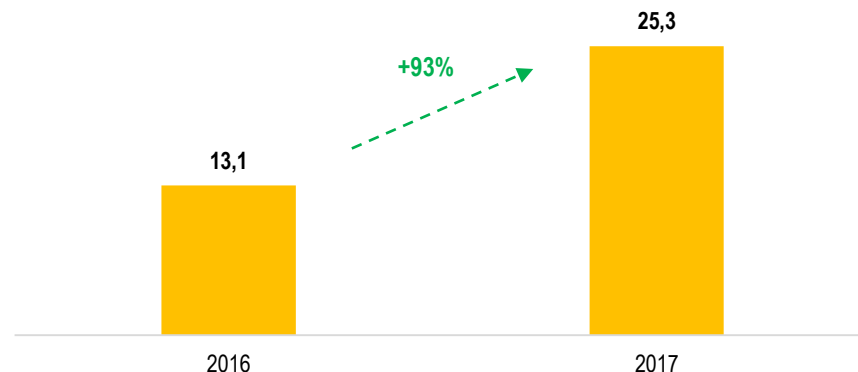
Wolumeny w ENS: 2017 vs. 2016



Wolumeny w Dystrybucji: 2017 vs. 2016



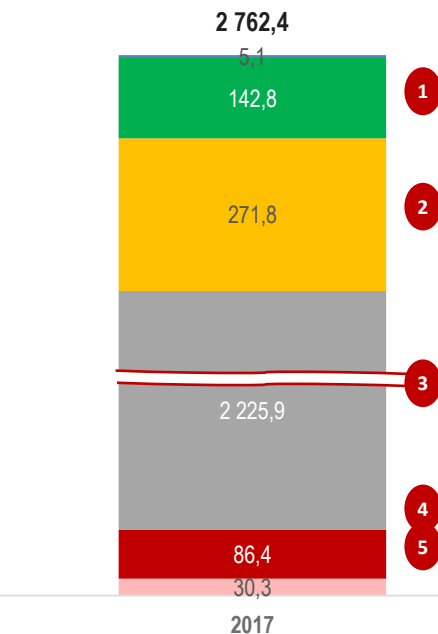
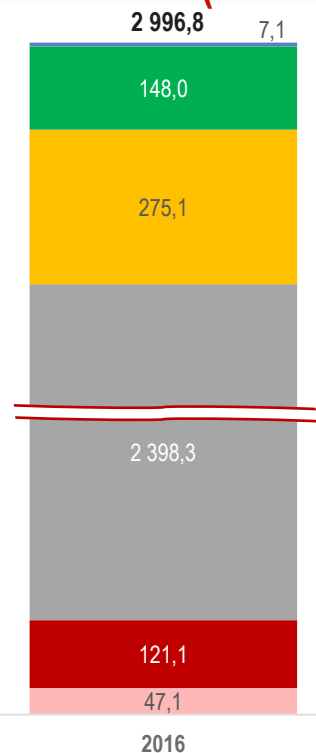
Marża Brutto (PLNm) w Obrocie: 2017 vs. 2016



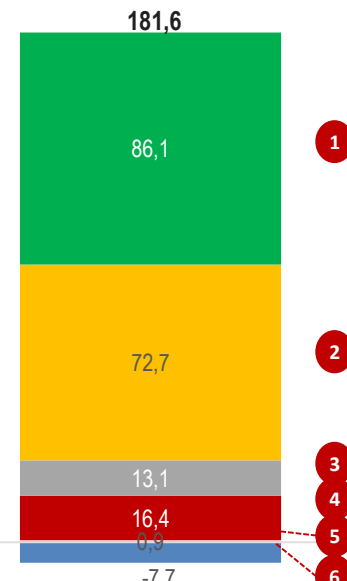
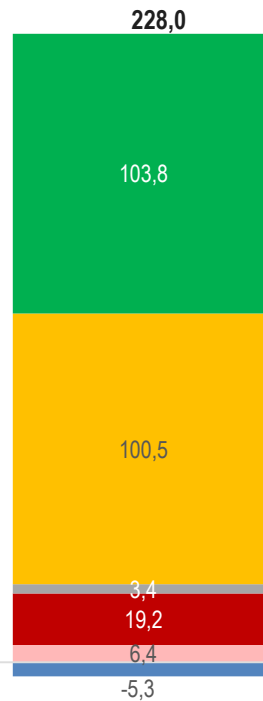
- Produkcja segmentu Energetyki Konwencjonalnej oraz sprzedaż segmentu Dystrybucji utrzymują się na stabilnym poziomie.
- Wyższa marża w segmencie obrotu w 2017 wynika z koncentracji na wysoko marżowych kontraktach i pozytywnego efektu strategii na handlu ZC

2016 v 2017 (mln zł)

Przychody



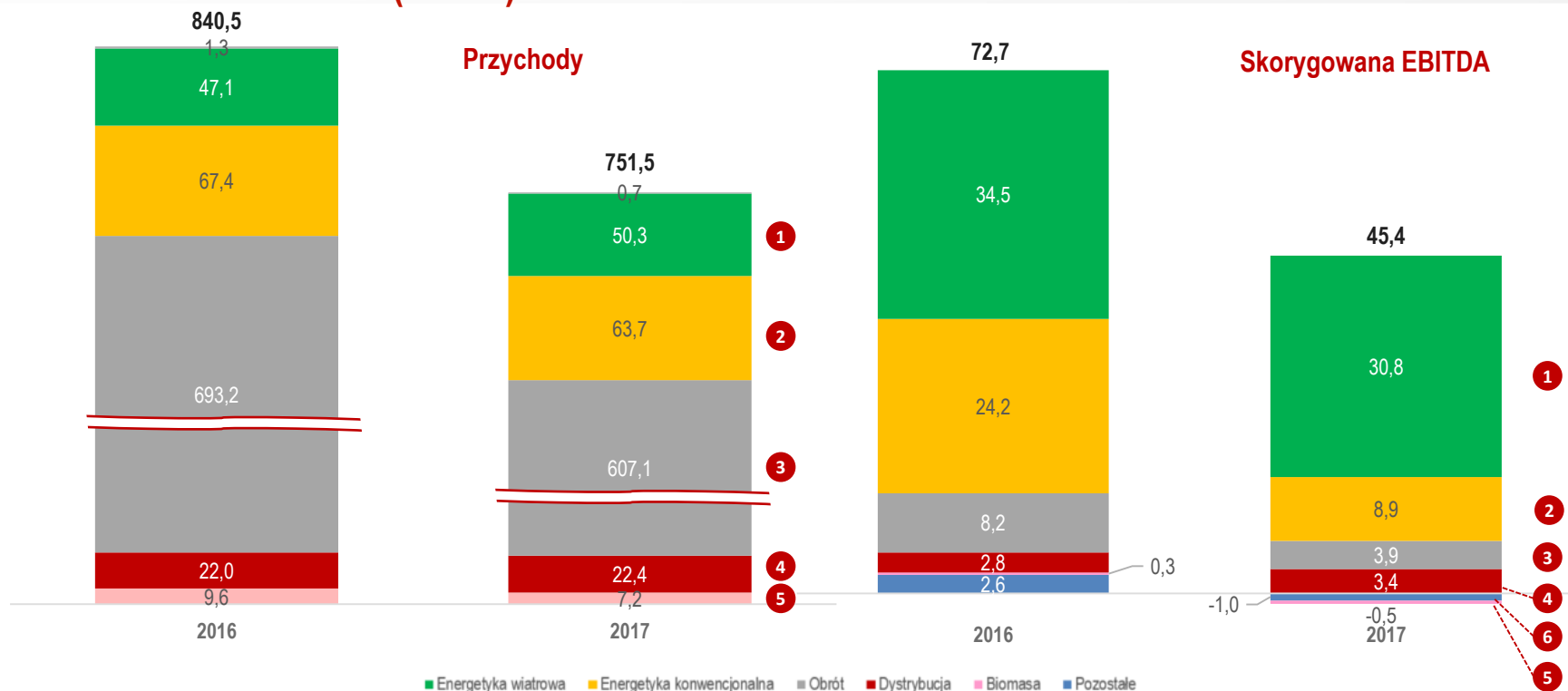
Skorygowana EBITDA



■ Energetyka wiatrowa
 ■ Energetyka konwencjonalna
 ■ Obrót
 ■ Dystrybucja
 ■ Biomasa
 ■ Pozostałe

- 1 Energetyka wiatrowa:** Spadek w rezultacie **niższych cen zielonych certyfikatów oraz wyższych kosztów podatku od nieruchomości**, częściowo skompensowanych **wyższą produkcją FW**.
- 2 Energetyka konwencjonalna:** Spadek w efekcie **negatywnego odchylenia na poziomie rekompensaty kosztów osieroconych (2017 vs 2016)** zneutralizowanego częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty gazowej w 2017 (wyższy wskaźnik indeksacyjny).
- 3 Obrót:** Wzrost ze względu na **lepsze wyniki w obszarze handlu energią** oraz pozytywny trend w cenach ZC (istotny spadek cen świadectw w roku poprzednim).
- 4 Dystrybucja:** Niższe przychody ze względu na **zaprzestanie sprzedaży gazu do jednego z kontrahentów w październiku 2016 roku**. Spadek EBITDA wynikający z wysokiej bazy roku 2016 (rozwiązanie rezerwy na rozliczenia z kontrahentem) oraz niższych marż na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku (spadek WACC).
- 5 Biomasa:** Spadek z uwagi na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy i wynikające z tego niższe wolumeny sprzedaży oraz wyższą cenę surowca.
- 6 Pozostałe:** W pozycji pozostałe prezentowane są m.in. niealokowane koszty centrali oraz niekapitalizowane koszty developmentu – wyższe w wyniku kosztów przygotowania dywersyfikacji strategii i niższej bazy w 2016 w wyniku pozostałych przychodów operacyjnych

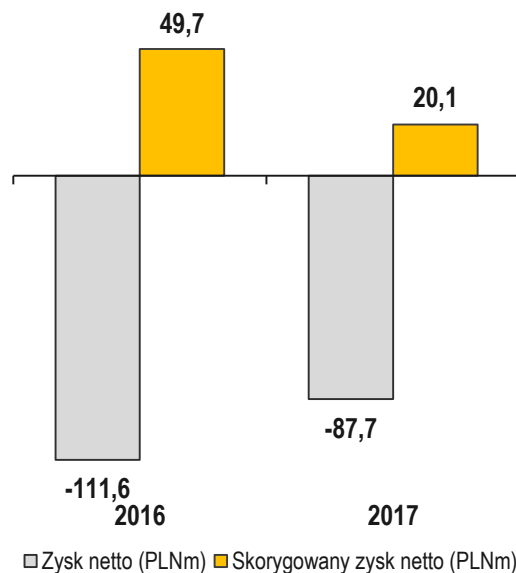
IVKw 2016 v IVKw 2017 (mln zł)



- 1 **Energetyka wiatrowa:** Spadek EBITDA w rezultacie wyższego poziomu podatku od nieruchomości, których wpływ został częściowo skompensowany przez wyższą produkcję wskutek lepszej wietrzności i pozytywnego trendu cen ZC w ostatnim kwartale 2017.
- 2 **Energetyka konwencjonalna:** Wynik EBITDA niższy w efekcie **negatywnego odchylenia na poziomie rekompensaty kosztów osieroconych (2017 vs 2016)** zneutralizowanego częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty gazowej w 4 kwartale 2017 (wyższy koszt gazu).
- 3 **Obrót:** EBITDA niższa z uwagi na niższy **wynik z wyceny kontraktów terminowych na lata 2017-2019**, częściowo kompensowany przez wzrost wyniku na zewnętrznym portfelu handlowym i wewnątrzgrupowym portfelu farm wiatrowych.
- 4 **Dystrybucja:** EBITDA wyższa głównie z powodu wyższej marży na sprzedaży energii oraz wyższej marży na dystrybucji energii
- 5 **Biomasa:** Niższa EBITDA wynika z mniejszych wolumenów sprzedaży pelletu oraz wyższych cen surowca w 2017 roku na skutek pogarszającej się sytuacji na rynku biomasy w Polsce.
- 6 **Pozostałe:** W pozycji pozostałe prezentowane są m.in. niealokowane koszty centrali oraz niekapitalizowane koszty developmentu.

Zysk netto i zadłużenie Grupy

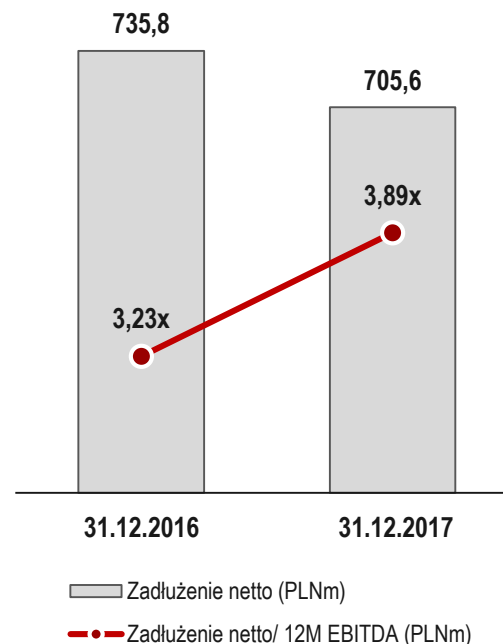
Zysk netto i Skorygowany Zysk Netto Grupy w milionach zł



Korekty normalizujące [mln PLN]	12M 2017	12M 2016	Zmiana
Efekt alokacji ceny nabycia	6,0	6,0	0,0
Efekt niezrealizowanych różnic kursowych	(1,0)	1,2	(2,2)
Efekt wyceny kredytów metodą AMC	2,7	2,7	0,1
Odpisy aktualizujące	100,1	156,8	(56,6)
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	0,0	(5,3)	5,3
RAZEM	107,8	161,3	(53,5)

- Odpisy aktualizujące w 2016 roku dotyczyły środków trwałych projektów operujących farm wiatrowych, farm wiatrowych w developmencie oraz projekt gazociągu Bernau-Szczecin.
- Odpisy aktualizujące w 2017 roku dotyczyły środków trwałych projektu farm wiatrowej w dewelopmencie (Grabowo), Elektrowni Północ, oraz Biomasy Południe.

Zadłużenie netto Grupy (w mln zł) i wskaźnik dług netto/EBITDA



- W 2017 roku nastąpił spadek poziomu zadłużenia jednak z uwagi na spadek wyniku EBITDA, wskaźnik Dług netto / EBITDA uległ podwyższeniu – wskaźnik na bezpiecznym poziomie.
- Wyraźne postępy w restrukturyzacji zadłużenia (kluczowy dla stabilizacji potrzebnej do wzrostu / dywersyfikacji):
 - Dipol: zakończony w grudniu 2017
 - AT: warunki uzgodnione w grudniu 2017, zamknięcie dokumentacji planowane na Q1/Q2
 - GSR i Mycielin: w toku renegocjacji z bankami

02

Skonsolidowane wyniki finansowe

Wyniki skonsolidowane za 2017 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	12M 2017	12M 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	2 762,8	2 996,8	(234,4)	-8%
w tym Segment obrotu	2 225,9	2 398,3	(172,5)	
Koszt własny sprzedaży	(2 647,1)	(2 854,8)	207,8	-7%
w tym Segment obrotu	(2 202,4)	(2 385,9)	183,5	
w tym koszty rodzajowe	(412,3)	(405,2)	(7,1)	
Zysk brutto ze sprzedaży	115,3	141,9	(26,6)	-19%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(36,4)	(33,7)	(2,7)	8%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(91,8)	(169,4)	77,6	-46%
A Zysk operacyjny (EBIT)	(12,9)	(61,2)	48,3	79%
Amortyzacja	97,1	115,4	(18,3)	
Odpisy aktualizujące	100,1	177,4	(77,2)	
EBITDA	184,3	231,5	(47,2)	-20%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(2,7)	(2,7)	0,0	
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(0,8)	0,8	
Skorygowana EBITDA*	181,6	228,0	(46,4)	-20%
B Przychody finansowe	6,4	8,0	(1,6)	
C Koszty finansowe	(60,8)	(65,2)	4,4	
A+B+C Zysk (Strata) brutto	(67,3)	(118,3)	51,0	
Podatek dochodowy	(20,4)	6,8	(27,2)	
Zysk (Strata) netto	(87,7)	(111,6)	23,9	21%
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	6,0	6,0	0,0	
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(1,0)	1,2	(2,2)	
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	2,7	2,7	0,1	
④ Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	9,5	-	9,5	
⑤ Eliminacja odpisu związanego z developmemetem	90,6	96,1	(5,5)	
⑥ Eliminacja odpisu związanego z FW w operacji	-	60,7	(60,7)	
⑦ Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(5,3)	5,3	
Skorygowany Zysk Netto*	20,1	49,7	(29,6)	-60%
Skorygowana Marża EBITDA	6,6%	7,6%	-1,0%	
Przychody Segmentu Obrót	2 225,9	2 398,3	(172,5)	
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(2 202,4)	(2 385,9)	183,5	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	168,4	224,6	(56,2)	-25%
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	31,4%	37,5%	-6,1%	

*) skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w danym roku obrotowym o charakterze niepieniężnym/jednorazowym

Przychody niższe o 8%, przede wszystkim przez niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na segmencie Obrotu (efekt niższych średnich cen, przy jednoczesnym utrzymaniu trendu wzrostowego marży na działalności handlowej), zaprzestania sprzedaży gazu do jednego z kontrahentów na segmencie Dystrybucji oraz mniejszego wolumenu pelletu ze względu na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy.

Spadek kosztu własnego sprzedaży o ponad 7%. Szczegółowe zestawienie kosztów rodzajowych na slajdzie 21. Widoczny wpływ programu oszczędnościowego w Grupie (redukcja kosztów wynagrodzeń o 9,1 mPLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 3,2 mPLN w roku 2017).

Spadek amortyzacji związany z wydłużeniem okresu użyteczności ekonomicznej turbin w segmencie farm wiatrowych do 25 lat.

Odpisy aktualizujące zostały opisane w punktach 4, 5 i 6 poniżej.

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona na slajdzie 17.

Zmiana poziomu podatku wynika ze zmniejszenia rezerwy na podatek odroczony związanej z odpisem projektu budowy gazociągu, odpisami aktualizacyjnymi aktywa na podatek odroczony brakiem naliczenia aktywa w segmencie obrotu w związku z konserwatywnym podejściem.

Pozycje normalizujące:

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (poza goodwillem)
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wyniające z kredytu walutowego EUR)
- 3) Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis związany z zaniechaniem działalności spółki Grupa PEP Biomasa Południe Sp. z o.o.
- 5) Odpis aktualizujący wartość środków trwałych związanych z realizacją projektu Elektrownia Północ oraz rezygnacja z projektu budowy farmy wiatrowej w Grabowie w 2017 roku. W 2016 roku widoczny odpis na poziomie projektu PPG oraz developmentu farm wiatrowych.
- 6) Odpis środków trwałych farm wiatrowych w operacji
- 7) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

Marżowość została utrzymana na stabilnym poziomie pomimo spadku cen zielonych certyfikatów oraz niższej rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych i wyższych kosztów gazu w segmencie energetyki konwencjonalnej. Efekt został uzyskany dzięki ograniczeniu kosztu własnego sprzedaży w Segmencie obrotu oraz lepszemu wynikowi na pozostałej działalności operacyjnej.

Wyniki skonsolidowane za 4Q 2017 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	4 kwartał 2017	4 kwartał 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	751,5	840,5	(89,1)	-11%
w tym Segment obrotu	607,1	693,2	(86,1)	
Koszt własny sprzedaży	(717,0)	(791,4)	74,4	-9%
w tym Segment obrotu	(599,7)	(682,4)	82,7	
w tym koszty rodzajowe	(108,3)	(98,3)	(10,0)	
Zysk brutto ze sprzedaży	34,5	49,1	(14,6)	-30%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(12,1)	(8,6)	(3,5)	40%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(1,4)	(71,4)	70,0	-98%
A Zysk operacyjny (EBIT)	21,0	(30,9)	52,0	168%
Amortyzacja	24,0	29,8	(5,8)	
Odpisy aktualizujące	1,1	74,5	(73,4)	
EBITDA	46,1	73,4	(27,2)	-37%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(0,7)	(0,7)	0,0	
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	
Skorygowana EBITDA*	45,4	72,7	(27,2)	-37%
B Przychody finansowe	0,3	1,0	(0,8)	
C Koszty finansowe	(13,4)	(17,1)	3,7	
A+B+C Zysk (Strata) brutto	7,9	(47,0)	54,9	
Podatek dochodowy	(11,4)	9,7	(21,0)	
Zysk (Strata) netto	(3,5)	(37,4)	33,9	91%
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1,5	1,5	0,0	
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,3)	0,7	(1,0)	
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	0,7	1,0	(0,3)	
④ Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	(0,2)	-	(0,2)	
⑤ Eliminacja odpisu związanego z developmemtem	1,3	(0,4)	1,7	
⑥ Eliminacja odpisu związanego z FW w operacji	-	60,7	(60,7)	
⑦ Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	
Skorygowany Zysk Netto*	(0,5)	26,0	(26,5)	-102%
Skorygowana Marża EBITDA	6,0%	8,6%	-2,6%	
Przychody Segmentu Obrót	607,1	693,2	(86,1)	
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(599,7)	(682,4)	82,7	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	41,5	64,4	(22,9)	-36%
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	28,8%	43,7%	-15,0%	

*) skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w danym roku obrotowym o charakterze niepieniężnym i jednorazowym

Przychody niższe o 11% przede wszystkim z powodu niższych przychodów ze sprzedaży energii w segmencie Obrotu (efekt niższych średnich cen rynkowych), zaprzestania sprzedaży gazu do jednego z kontrahentów na segmencie Dystrybucji, niższej rekompensaty KO w segmencie Energetyki Konwencjonalnej oraz spadek wolumenu i cen pelletu ze względu na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy.

Spadek kosztu własnego sprzedaży o ponad 9%. Opis różnic na kosztach rodzajowych oraz kosztach sprzedaży i ogólnego zarządu wyjaśniony na slajdzie 22.

Spadek amortyzacji związany z wydłużeniem okresu użyteczności ekonomicznej turbin w segmencie farm wiatrowych do 25 lat.

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona na slajdzie 18.

Wyższy poziom podatku dochodowego wynikający głównie z odpisu w segmencie energetyki wiatrowej w 4Q 2016 roku, zrealizowanego odpisu na poziomie aktywa na podatek odroczony w projektach Amon i Talia oraz braku naliczenia aktywa na podatek odroczony w segmencie obrotu.

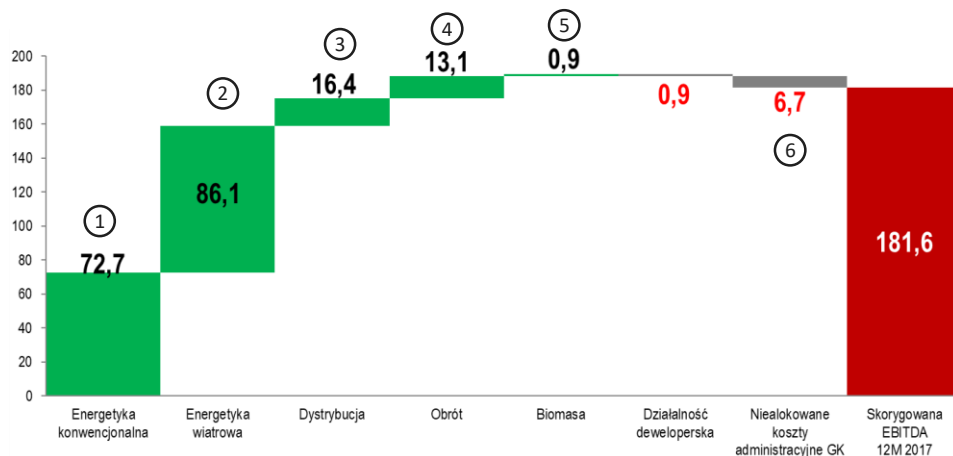
Pozycje normalizujące:

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (poza goodwillem)
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynijające z kredytu walutowego EUR)
- 3) Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis związany z zaniechaniem działalności spółki Grupa PEP Biomasa Południe Sp. z o.o.
- 5) Odpis aktualizujący wartość środków trwałych związanych z realizacją projektu Elektrownia Północ oraz rezygnacji z projektu budowy farmy wiatrowej w Grabowie w 2017 roku.
- 6) Odpis środków trwałych farm wiatrowych w operacji
- 7) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów.

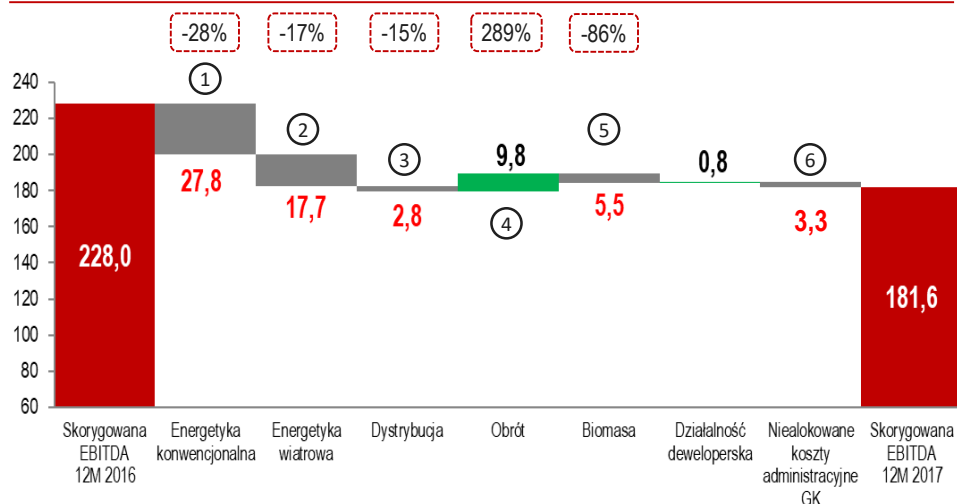
Wyższy spadek marży w 4 kwartale w porównaniu do całego 2017 roku wynika głównie z niższej rekompensaty z tytułów kosztów osieroconych i wyższych kosztów gazu w segmencie energetyki konwencjonalnej.

Wyniki skonsolidowane za 2017 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 2017



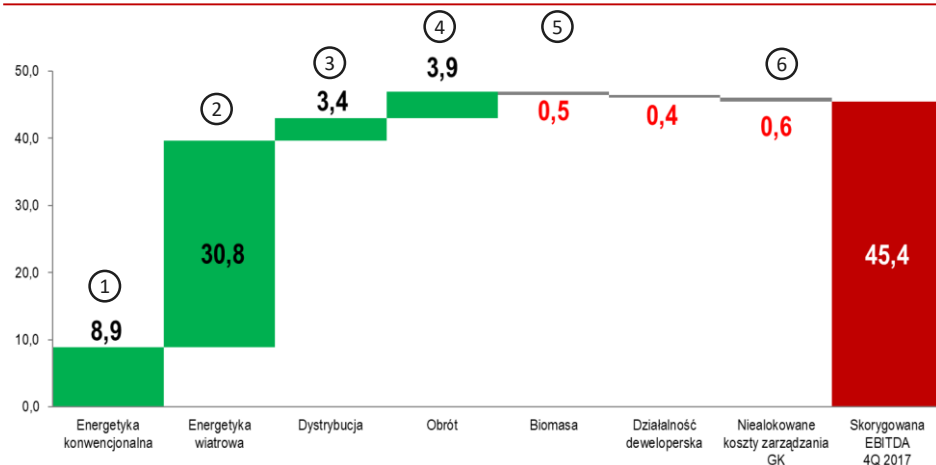
EBITDA Bridge 2017/ 2016



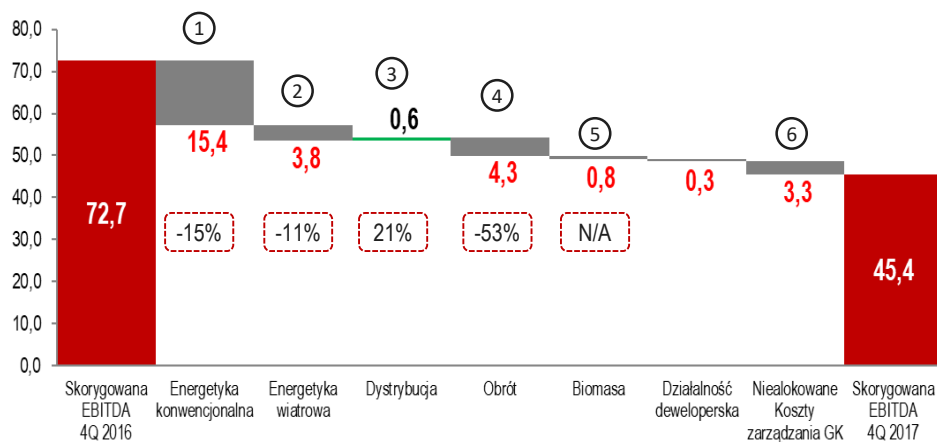
- Energetyka Konwencjonalna:** Wynik EBITDA segmentu niższy o 27,8m w efekcie negatywnego odchylenia na poziomie rekompensaty kosztów osieroconych (2017 vs 2016) zneutralizowanego częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty gazowej w 2017 (wyższy wskaźnik indeksacyjny).
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 17,7 mln PLN) w rezultacie niższych cen zielonych certyfikatów oraz wyższych kosztów podatku od nieruchomości, częściowo skompensowanych wyższą produkcją farm wiatrowych.
- Segment Dystrybucji:** spadek EBITDA o 2,8 mln PLN, wynikający z wysokiej bazy roku 2016 (rozwiązanie rezerwy na rozliczenia z kontrahentem) oraz niższych marż na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku (spadek WACC regulowanego z 7,2% w 2016 do 5,5% w 2017).
- Segment Obrótu:** EBITDA wyższa od ubiegłorocznej (o 9,8 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane pozytywnym trendem w cenach zielonych certyfikatów (istotny spadek cen świadectw w roku poprzednim) oraz lepszymi wynikami w obszarze handlu energią elektryczną.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 5,5 mln PLN) z uwagi na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy i wynikające z tego niższe wolumeny sprzedaży oraz wyższą cenę surowca.
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** koszty operacyjne wyższe w stosunku do ubiegłego roku, co wynika z dodatkowych kosztów związanych z pracami nad dywersyfikacją strategiczną, które zostały poniesione w 2017 roku oraz dodatkowych pozostałych przychodów operacyjnych rozpoznanych w 2016 roku wynikających ze sprzedaży aktywów Zakrzowa, które zwiększały wynik ubiegłego roku.

Wyniki skonsolidowane za 4Q 2017 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 4Q 2017



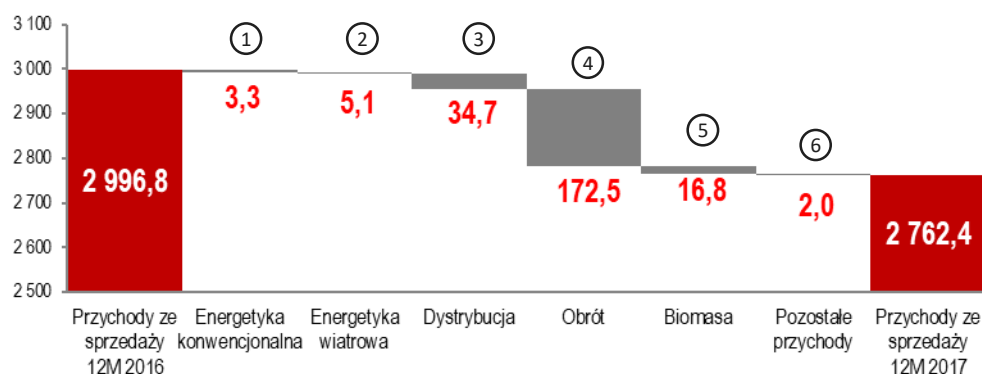
EBITDA Bridge 4Q 2017/ 4Q 2016



- Energetyka Konwencjonalna:** Wynik EBITDA segmentu niższy o 15,4m w efekcie negatywnego odchylenia na poziomie rekompensaty kosztów osieroconych (2017 vs 2016) zneutralizowanego częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty gazowej w 4 kwartale 2017 (wyższy koszt gazu).
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 3,8 mln PLN) w rezultacie wyższego poziomu podatku od nieruchomości, których wpływ został częściowo skompensowany przez wyższą produkcję wskutek lepszej wietrzności. .
- Segment Dystrybucji:** EBITDA wyższa o 0,6 mln PLN głównie z wyższej marży na sprzedaży energii oraz wyższej marży na dystrybucji energii (w grudniu 2016 weszła w życie nowa taryfa dla dużych OSD a Dystrybucja miała jeszcze starą taryfę co spowodowało, że wynik grudnia 2016 był zdecydowanie niższy w porównaniu do innych miesięcy 2016).
- Segment Obrotu:** EBITDA niższa od ubiegłorocznej (o 4,4 mln PLN), z uwagi na wyższe koszty transakcyjne w związku z wyższym wolumenem obrotu zielonych certyfikatów oraz niższy wynik z wyceny kontraktów terminowych na lata 2017-2019, częściowo kompensowany przez wzrost wyniku na zewnętrznym portfelu handlowym i wewnątrzgrupowym portfelu farm wiatrowych.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 0,8 mln PLN) z uwagi na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy i wynikające z tego niższe wolumeny sprzedaży oraz wyższą cenę surowca.
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** Niealokowane koszty zarządzania Grupą wzrosły w stosunku do ubiegłego roku, co wynika z dodatkowych kosztów związanych z pracami nad dywersyfikacją strategiczną, które zostały poniesione w 2017 roku oraz dodatkowych pozostałych przychodów operacyjnych rozpoznanych w 2016 roku wynikających ze sprzedaży aktywów Zakrzowa, które zwiększały wynik ubiegłego roku.

Ewolucja przychodów ze sprzedaży w 2017

Bridge przychodów 2016/2017

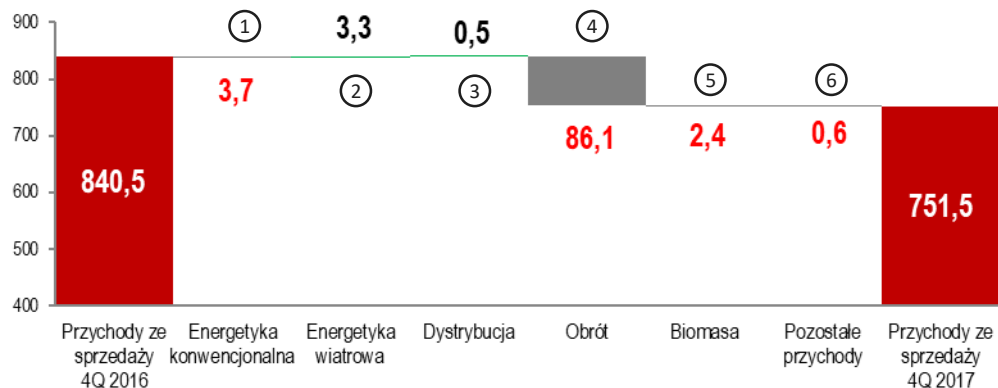


Przychody wg segmenytów (m PLN)	12M 2017	12M 2016	Różnica	%	
Energetyka konwencjonalna	271,8	275,1	(3,3)	-1%	①
Energetyka wiatrowa	142,8	148,0	(5,1)	-3%	②
Dystrybucja	86,4	121,1	(34,7)	-29%	③
Obrót	2 225,9	2 398,3	(172,5)	-7%	④
Biomasa	30,3	47,1	(16,8)	-36%	⑤
Pozostałe przychody	5,1	7,1	(2,0)	-28%	⑥
RAZEM	2 762,4	2 996,8	(234,4)	-8%	

- Energetyka konwencjonalna:** Przychody ze sprzedaży na stabilnym poziomie – ujemne odchylenie wynika z utrzymania produkcji na poziomie zbliżonym do 2016 roku. Dodatkowo poziom przychodów z rekompensaty gazowej i kosztów osieroconych, zawierających efekt rekompensaty kosztów osieroconych rozpoznanej po stronie przychodów w 1 i 4 kwartale 2016 roku, jest zbliżony do łącznego poziomu rekompensaty gazowej i rekompensaty kosztów osieroconych, które rozpoznano w przychodach w 2017 roku.
- Energetyka wiatrowa:** Niższe przychody ze względu na niższe ceny zielonych certyfikatów szczególnie w pierwszym półroczu 2017 w porównanie z 2016 rokiem, skompensowane częściowo wyższą produktywnością z uwagi na lepszą wietrzność w 2017 roku.
- Dystrybucja:** Niższe przychody ze względu na zaprzestanie sprzedaży gazu do kontrahenta od października 2016 roku, ze względu na niekorzystny wynik przetargu.
- Obrót:** Niższe przychody ze względu na mniejszy wolumen sprzedaży przy jednoczesnym utrzymaniu trendu wzrostowego marży na działalności handlowej w 2017 roku.
- Biomasa:** Przychody ze sprzedaży niższe z uwagi na mniejsze wolumeny i ceny sprzedaży pelletu ze względu na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy w Polsce.
- Pozostałe przychody, w tym:** Przychody z usług dzierżawy i operatorskie, przychody ze sprzedaży towarów. przychody z najmu.

Ewolucja przychodów ze sprzedaży w 4Q 2017

Bridge przychodów 2016/2017

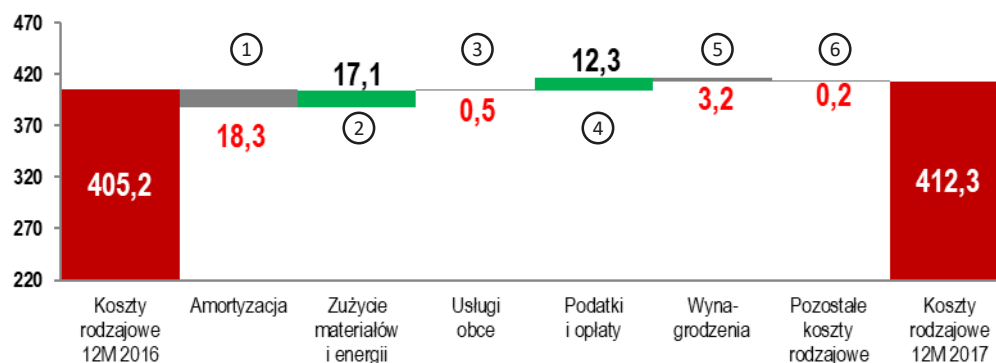


Przychody wg segmenytów (m PLN)	4Q 2017	4Q 2016	Różnica	%	
Energetyka konwencjonalna	63,7	67,4	(3,7)	-6%	①
Energetyka wiatrowa	50,3	47,1	3,3	7%	②
Dystrybucja	22,4	22,0	0,5	2%	③
Obrót	607,1	693,2	(86,1)	-12%	④
Biomasa	7,2	9,6	(2,4)	-25%	⑤
Pozostałe przychody	0,7	1,3	(0,6)	-45%	⑥
RAZEM	751,5	840,5	(89,1)	-11%	

- Energetyka konwencjonalna:** Przychody ze sprzedaży na stabilnym poziomie – ujemne odchylenie wynika z utrzymania produkcji na poziomie zbliżonym do 4Q 2016. Dodatkowo poziom przychodów z rekompensaty gazowej i kosztów osieroconych, zawierających efekt rekompensaty kosztów osieroconych rozpoznanej po stronie przychodów w 4 kwartale 2016 roku, jest zbliżony do łącznego poziomu rekompensaty gazowej i rekompensaty kosztów osieroconych, które rozpoznano w przychodach w 4 kwartale 2017 roku.
- Energetyka wiatrowa:** Wyższe przychody ze względu na bardzo dobrą wietrzną oraz pozytywny trend w cenach zielonych certyfikatów w czwartym kwartale 2017 roku.
- Dystrybucja:** Stabile przychody segmentu na poziomie zbliżonym do 4Q2016.
- Obrót:** Niższe przychody ze względu na mniejszy wolumen sprzedaży będący wynikiem niższych średnich cen rynkowych przy jednoczesnym utrzymaniu trendu wzrostowego marży na działalności handlowej w 4 kwartale 2017 roku.
- Biomasa:** Przychody ze sprzedaży niższe z uwagi na mniejsze wolumeny i ceny sprzedaży pelletu ze względu na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy w Polsce.
- Pozostałe przychody, w tym:** Przychody z usług dzierżawy i operatorskie, przychody ze sprzedaży towarów oraz przychody z najmu.

Ewolucja kosztów rodzajowych w 12M 2017

Bridge kosztów 2017/2016



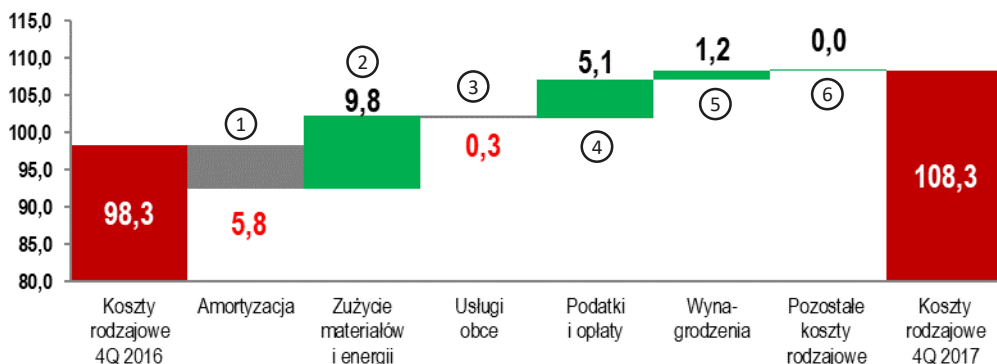
Dekompozycja kosztów rodzajowych	12M 2017	12M 2016	Różnica	%	
Amortyzacja	97,1	115,4	(18,3)	-16%	①
Zużycie materiałów i energii	188,5	171,4	17,1	10%	②
Usługi obce	56,1	56,7	(0,5)	-1%	③
Podatki i opłaty	29,8	17,5	12,3	70%	④
Wynagrodzenia	37,6	40,7	(3,2)	-8%	⑤
Pozostałe koszty rodzajowe	3,3	3,5	(0,2)	-7%	⑥
RAZEM	412,3	405,2	7,1	2%	
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	2 271,2	2 483,4	(212,2)	-9%	⑦
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(36,4)	(33,7)	(2,7)	8%	⑧
Razem koszt własny sprzedaży	2 647,1	2 854,8	(207,8)	-7%	

- Amortyzacja:** przede wszystkim spadek związany z wydłużeniem ekonomicznej użyteczności turbin w segmencie farm wiatrowych oraz dokonany w 2016 roku odpisem.
- Zużycie materiałów i energii:** wzrost ze względu na wyższe koszty gazu w ENS, częściowo zniwelowane przez mniejsze zużycie materiałów i energii w segmencie Biomasy, w segmencie Dystrybucji, segmencie Farm Wiatrowych oraz mniejsze koszty po sprzedaży EC Zakrzów.
- Usługi obce:** koszty usług obcych na porównywalnym poziomie jak w poprzednim roku.
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z wyższego podatku od nieruchomości w farmach wiatrowych, przede wszystkim z uwzględnienia kosztów PON na FW Mycielin (brak płatności w 2016 roku) oraz korekty PON do maksymalnej wysokości wynikającej z ustawy o odległościowej w FW Rajgród w roku 2017.
- Wynagrodzenia:** spadek kosztów wynagrodzeń w związku z wprowadzonym programem oszczędnościowym na poziomie HQ (Polenergia SA w ujęciu jednostkowym), sprzedażą EC Zakrzów oraz ograniczeniem zatrudnienia w segmencie Biomasy. Spadek ubezpieczeń społecznych zgodny ze spadkiem wynagrodzeń.
- Pozostałe:** spadek pozostałych kosztów rodzajowych w związku z ograniczeniem kosztów działalności Grupy.
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów:** spadek spowodowany głównie spadkiem kosztu na poziomie segmentu Obrotu.
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu:** głównie zmiana na poziomie niealokowanych kosztów zarządzania Grupą, w szczególności wyższy poziom kosztów usług obcych oraz niższa alokacja wynagrodzeń na spółki.

Stabilne marże – spadek wartości sprzedanych towarów i materiałów wynikające z ograniczenia obrotu w mniej rentownych obszarach. Zauważalna redukcja kosztów w obszarze wynagrodzeń, skompensowana ze względu na pozostający poza kontrolą Grupy wzrost kosztów gazu w segmencie energetyki konwencjonalnej oraz obciążeń z tytułu PON.

Ewolucja kosztów rodzajowych w 4Q 2017

Bridge kosztów 2017/2016



Dekompozycja kosztów rodzajowych	4Q 2017	4Q 2016	Różnica	%	
Amortyzacja	24,0	29,8	(5,8)	-19%	①
Zużycie materiałów i energii	48,6	38,8	9,8	25%	②
Usługi obce	14,8	15,1	(0,3)	-2%	③
Podatki i opłaty	9,8	4,7	5,1	109%	④
Wynagrodzenia	10,1	8,9	1,2	14%	⑤
Pozostałe koszty rodzajowe	0,9	0,9	0,02	2%	⑥
RAZEM	108,3	98,3	10,0	10%	
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	620,8	701,8	(81,0)	-12%	⑦
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(12,1)	(8,6)	(3,5)	40%	⑧
Razem koszt własny sprzedaży	717,0	791,4	(74,4)	-9%	

- Amortyzacja:** przede wszystkim spadek związany z wydłużeniem ekonomicznej użyteczności turbin w segmencie farm wiatrowych oraz dokonany w 2016 roku odpisem.
- Zużycie materiałów i energii:** wzrost dotyczy przede wszystkim ENS i podyktowany jest wyższymi kosztami gazu ziemnego w 2017 roku.
- Usługi obce:** koszty usług obcych na porównywalnym poziomie jak w analogicznym okresie poprzedniego roku
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z wyższego podatku od nieruchomości w farmach wiatrowych, przede wszystkim z uwzględnienia kosztów PON na FW Mycielin (brak płatności w 2016 roku) oraz korekty PON do maksymalnej wysokości wynikającej z ustawy odległościowej w FW Rajgród w roku 2017.
- Wynagrodzenia:** w 2016 roku widoczny jednorazowy efekt rozwiązania części rezerwy dot. wynagrodzeń ze względu na program oszczędnościowy, znormalizowany poziom wynagrodzeń bez zmian rok do roku
- Pozostałe:** pozostałe koszty rodzajowe na analogicznym poziomie w stosunku do 4Q2016.
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów:** spadek spowodowany głównie zmianą kosztu na poziomie segmentu Obrotu.
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu:** głównie zmiana na poziomie niealokowanych kosztów zarządzania Grupą, w szczególności wyższy poziom kosztów usług obcych oraz niższa alokacja wynagrodzeń na spółki.

Stabilne marże – spadek wartości sprzedanych towarów i materiałów wynikające z ograniczenia obrotu w mniej rentownych obszarach. Widoczny wzrost kosztów wynika z pozostających poza kontrolą Grupy wzrostu ceny gazu w segmencie energetyki konwencjonalnej oraz obciążeń z tytułu PON.

Analiza skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mPLN)	12M 2017	12M 2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I. EBITDA	184	232
II. Korekty razem	(82)	(22)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	112	208
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	7	6
II. Wydatki	(32)	(84)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(25)	(78)
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I. Wpływy	12	93
II. Wydatki	(182)	(204)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	(170)	(111)
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(83)	19
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(83)	19
F. Środki pieniężne na początek okresu	381	362
G. Skonsolidowane środki pieniężne na koniec okresu	298	381
Skonsolidowany dług	1 004	1 117
Skonsolidowany dług netto	706	736

Komentarz do roku 2017

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (- 80 mPLN) w segmencie Obrotu i w ENS oraz podatek dochodowy (-3 mPLN).

Nakłady rozwojowe w 2017 roku obejmują rozwój segmentu dystrybucji (15 mPLN) oraz development projektów (9 mPLN). W 2016 roku widoczny jest efekt budowy farmy wiatrowej Mycielin (46 mPLN).

Wpływy wynikają głównie z zaciągnięcia kredytu inwestycyjnego w segmencie dystrybucji (7 mPLN) oraz kredytu obrotowego w segmencie obrotu (4 mPLN).

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek, przede wszystkim farmy wiatrowe (120 mPLN), ENS (53 mPLN) i Dystrybucja (3,5 mPLN).

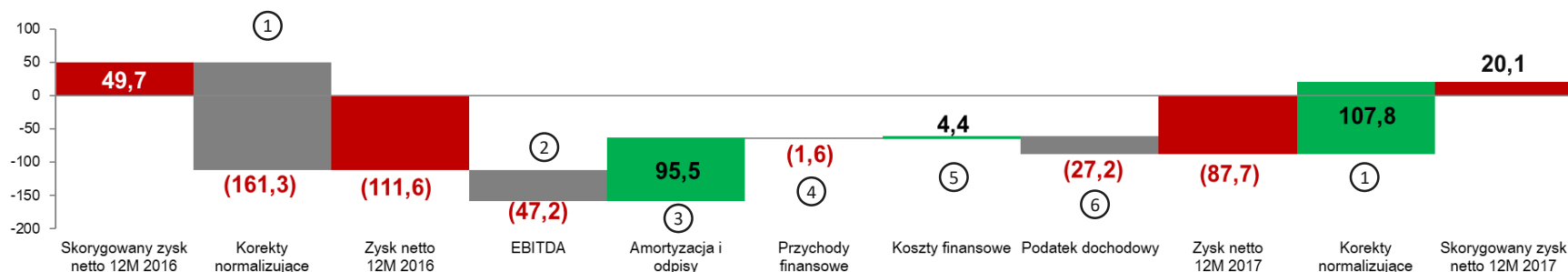
W tym utrzymanie stabilnego poziomu 165 mPLN gotówki na poziomie Polenergii S.A. jako zabezpieczenie niepewności na rynku i fundusze na dalszą dywersyfikację / wzrost.

- Skorygowana EBITDA wyniosła 181,6 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 31 grudnia 2017 roku wyniosło 705,6 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,89x odnotował wzrost w porównaniu do 2016r. (3,23x).

Zysk netto – omówienie zmian r/r

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	12M 2017	12M 2016	Zmiana
EBITDA	184,3	231,5	(47,2)
Skorygowana EBITDA	181,6	228,0	(46,4)
Zysk/Strata Netto	(87,7)	(111,6)	23,9
Skorygowany Zysk/Strata Netto	20,1	49,7	(29,6)

Korekty normalizujące [mln PLN]	12M 2017	12M 2016	Zmiana
Efekt alokacji ceny nabycia	6,0	6,0	0,0
Efekt niezrealizowanych różnic kursowych	(1,0)	1,2	(2,2)
Efekt wyceny kredytów metodą AMC	2,7	2,7	0,1
Odpisy aktualizujące	100,1	156,8	(56,6)
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	0,0	(5,3)	5,3
RAZEM	107,8	161,3	(53,5)



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik spadł o 3,1 mln PLN, co było spowodowane przez:

1. Szczegółowa dekompozycja korekt normalizujących za 2016 i 2017 rok została przedstawiona powyżej;
2. Wpływ EBITDA (wynik gorszy o 47,2 mln PLN);
3. Niższą amortyzację wynikającą przede wszystkim ze zmiany polityki dotyczącej okresu użyteczności ekonomicznej projektów wiatrowych (wydłużenie okresu użyteczności ekonomicznej turbin do 25 lat wynikające z przesłanek technicznych, które zostały zidentyfikowane w efekcie dialogu z producentami turbin) oraz koszty odpisów w 2016 roku;
4. Niższe przychody finansowe (o 1,6 mln PLN), w wyniku sprzedaży EC Zakrzów w 2016 roku (dodatni wynik na poziomie 3,2 mln PLN) częściowo skompensowanej wyższymi odsetkami od depozytów oraz dodatnimi różnicami kursowymi;
5. Niższe koszty finansowe (o 4,4 mln PLN) wynikające w szczególności z niższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji.
6. Wyższy podatek dochodowy w 2017 (o 27,2 mln PLN).

Bilans

Aktywa (mPLN)	Na dzień 31.12.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 050	2 271	(221)
Rzeczowe aktywa trwałe	1 791	2 000	(209)
Wartości niematerialne	30	39	(9)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	15	12	3
Należności długoterminowe	4	5	(1)
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	25	30	(5)
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	615	703	(88)
Zapasy	26	41	(15)
Należności z tytułu dostaw i usług	123	149	(26)
Należności z tytułu podatku dochodowego	1	6	(5)
Pozostałe należności krótkoterminowe	40	20	20
Rozliczenia międzyokresowe	7	6	1
Krótkoterminowe aktywa finansowe	119	100	19
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	298	381	(83)
Aktywa razem	2 664	2 974	(310)
Pasywa (mPLN)	Na dzień 31.12.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Kapitał własny	1 182	1 267	(85)
Zobowiązania długoterminowe	895	1 016	(121)
Kredyty bankowe i pożyczki	706	820	(114)
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	74	66	8
Rezerwy	23	26	(3)
Rozliczenia międzyokresowe	57	59	(2)
Pozostałe zobowiązania	36	45	(9)
Zobowiązania krótkoterminowe	587	692	(105)
Kredyty bankowe i pożyczki	298	296	2
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	130	156	(26)
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	0	1	(1)
Pozostałe zobowiązania	140	220	(80)
Rezerwy	4	3	1
Rozliczenia międzyokresowe	16	15	1
Pasywa razem	2 664	2 974	(310)

Głównie bieżąca amortyzacja aktywów operacyjnych oraz dokonane odpisy, częściowo skompensowana przez wzrost wartości w segmentach dystrybucji i developmentu, wynikający z nakładów inwestycyjnych poniesionych w tym okresie.

Spadek należności przede wszystkim w wyniku spadku należności handlowych w segmentach farm wiatrowych, dystrybucji, obrotu i HQ.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót.

Zmiana salda środków pieniężnych została omówiona w części dotyczącej przepływów pieniężnych.

Splata kredytów i pożyczek (segment FW – 70 mPLN, ENS – 49 mPLN) skompensowana nowymi ciągnięciami (Dystrybucja – 6 mPLN) oraz kredytem obrotowym (Obrót - 4mPLN)

Inne zobowiązania składają się przede wszystkim ze zobowiązań ENS z tyt. rozliczeń KDT, kontraktów w PE-Obrót oraz zobowiązań wynikającego z PPA.

Spadek zobowiązań wynika głównie ze spadku zobowiązań handlowych w segmentach obrotu i dystrybucji.

Głównie zobowiązania w ENS oraz wycena kontraktów w segmencie Obrotu.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M wyniosła 181,6 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 31 grudnia 2017 roku wyniosło 705,6 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,89x.

03

Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne

W 2018 spodziewane jest ogłoszenie aukcji dla wiatru i fotowoltaiki...

Przewidywane wsparcie

- W koszyku aukcyjnym dla dużych elektrowni wiatrowych na 2018 rok przewidziano zamówienie 3 TWh rocznie energii o wartości 15,75 mld* w ciągu 15 lat wsparcia (ekwiwalent ceny referencyjnej 350 PLN/MWh).
- Projekt ustawy przewiduje aukcje dla projektów wiatrowych o łącznej mocy 1000 MW.

Status regulacji

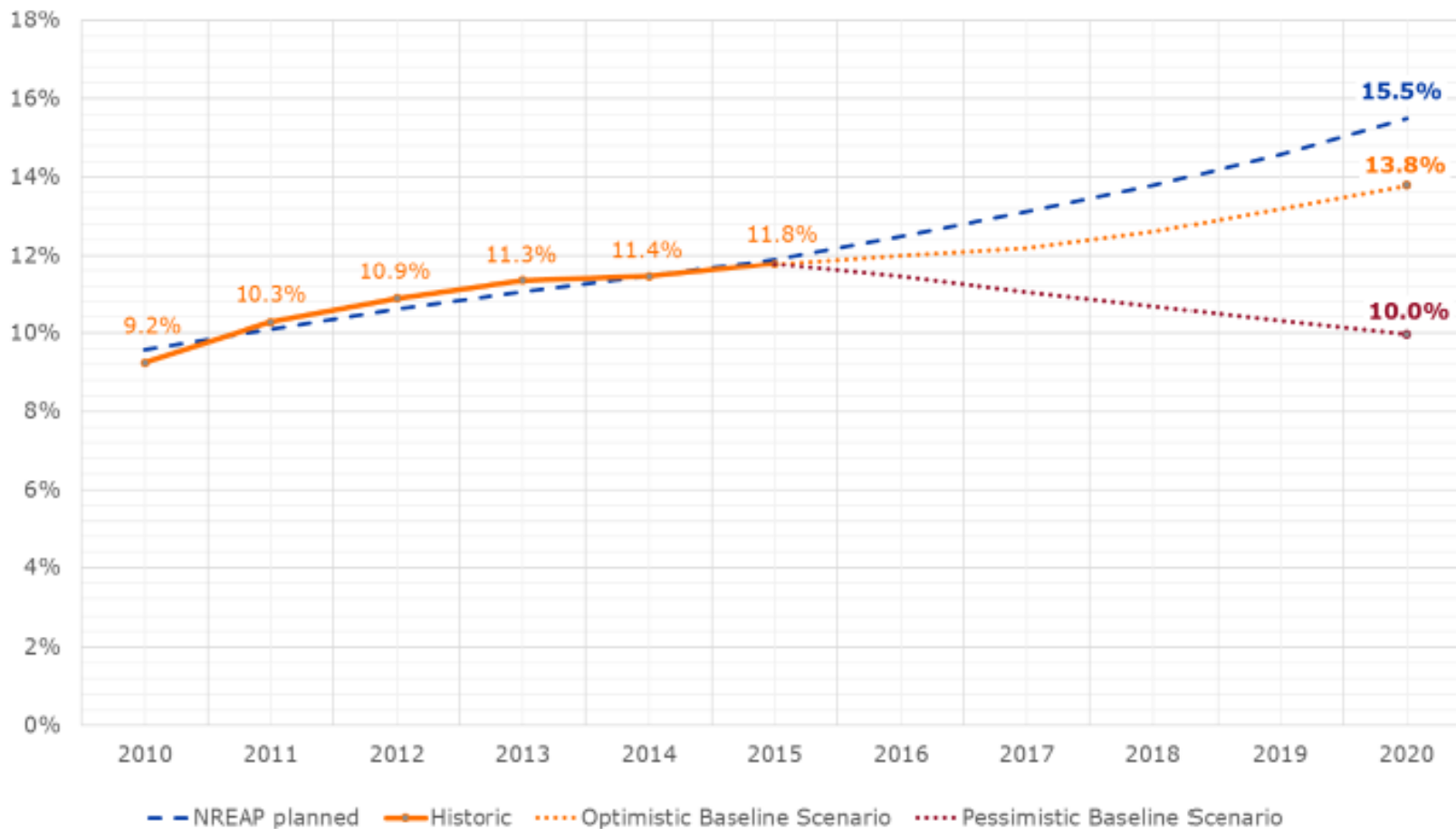
- Sprawa nowelizacji ustawy OZE oraz tegorocznych aukcji została zaakceptowana 16.02.2018 na spotkaniu Komitetu Stałego Rady Ministrów.
- Wejście w życie nowelizacji ustawy o OZE jest warunkiem, od którego zależy uruchomienie tegorocznych aukcji.

Konsekwencje dla Polenergii

- Polenergia posiada portfel 4 projektów farm wiatrowych o mocy 185 MW z uzyskanym pozwoleniem na budowę, które są przygotowywane do udziału w pierwszej aukcji.
- Dodatkowo Polenergia posiada portfel farm wiatrowych, które nie mają możliwości pozyskania pozwolenia na budowę w związku wejściem w życie tzw. „Ustawy odległościowej”. Trwają prace mające na celu przekształcenie niektórych z tych projektów na PV co pozwoli uzyskać pozwolenie na budowę i udział w aukcji.
- Ogłoszenie aukcji w 2018r. zasygnalizuje zmianę podejścia rządu do energetyki wiatrowej.

Polenergia posiada portfel 4 projektów farm wiatrowych o mocy 185 MW z uzyskanym pozwoleniem na budowę, które są przygotowywane do udziału w pierwszej aukcji

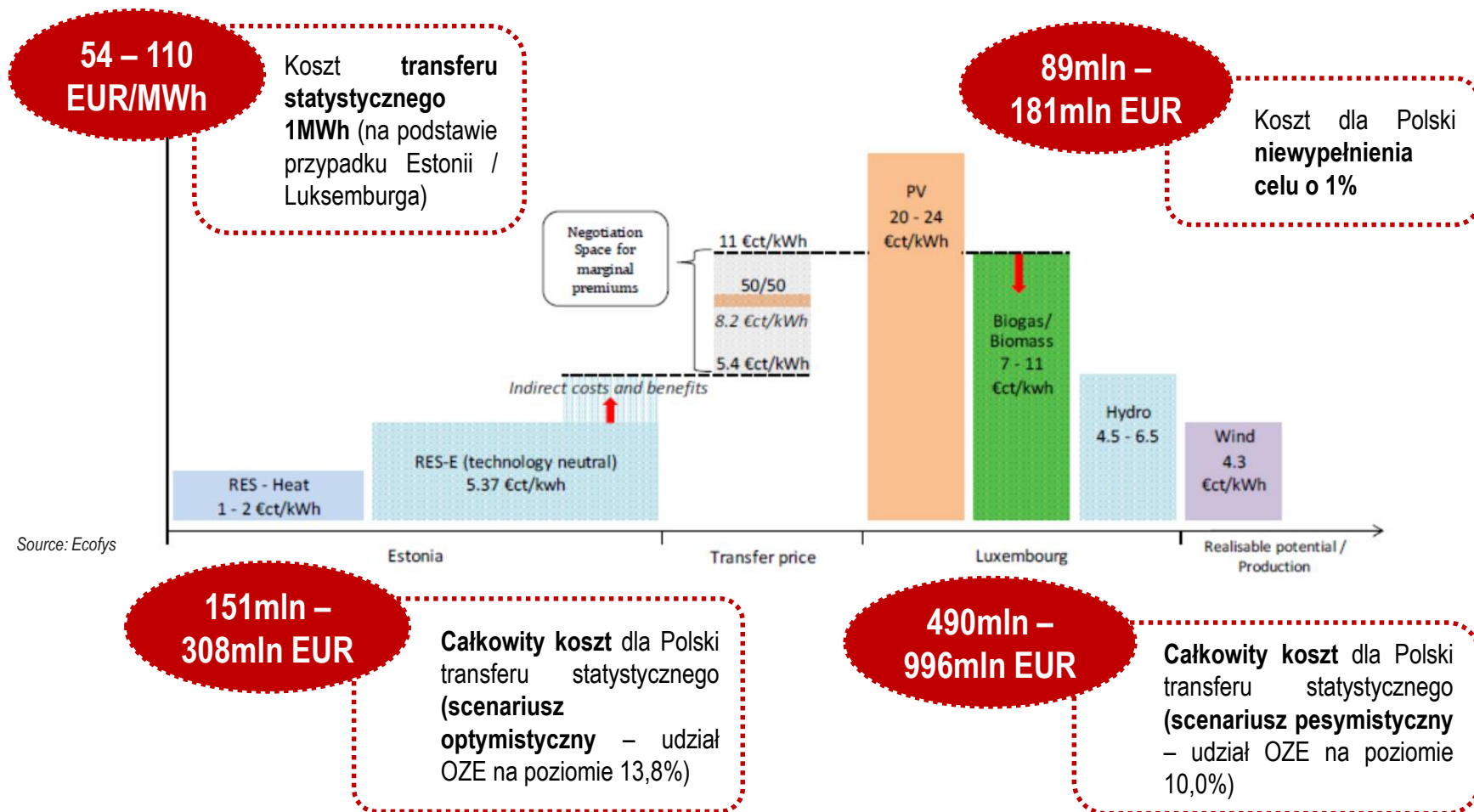
...natomiast nadal jest poważne ryzyko, że Polska nie wypełni celu OZE UE na 2020...



Źródło: Ecofys

Szacowany dla Polski udział konsumpcji energii z OZE w 2020 roku wynosi między 10,0% a 13,8% odpowiednio w scenariuszu pesymistycznym i optymistycznym, podczas gdy cel narzucony przez UE wynosi 15,5%

...co oznacza że koszt niezrealizowania celu UE może być znaczący



W celu uniknięcia znaczącego kosztu związanego z niewypełnieniem celu, Polska powinna zainwestować w nowe moce OZE oraz wspierać najtańsze technologie takie jak wiatr na lądzie oraz fotowoltaika

Kluczowe zmiany w regulacjach w 2017 (1/2)

(Nowelizacja ustawy o OZE z dnia 20.07.2017)

Zagadnienie:

Opis:

Wpływ na
Polenergię

Zmiana wysokości opłaty zastępczej

- Nowelizacja zakłada powiązanie jednostkowej opłaty zastępczej z rynkowymi cenami praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w ten sposób aby wynosiła w danym roku kalendarzowym 125 proc. rocznej ceny średnioważonej świadectw pochodzenia za poprzedni rok.
- W uzasadnieniu do nowelizacji posłowie podkreślają konieczność rozwiązania problemu nadpodaży i oczekują że proponowana przez nich zmiana opłaty zastępczej w połączeniu ze wzrostem obowiązku umorzenia do 19.5% w 2020 r. spowoduje spadek nadpodaży aż do pojawienia się deficytu zielonych certyfikatów na rynku w 2020 r.



Ustalenie wysokości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z OZE w 2018 r. i 2019 r.

- Ustalenie obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z OZE na poziomie 17,5% w 2018 r. i 18,5% w 2019 r. jest pozytywnym sygnałem dającym nadzieję na ograniczenie nadpodaży, zwłaszcza jeśli trend wzrostowy będzie kontynuowany zgodnie z założeniami przyjętymi w OSR do Poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii



Wprowadzone zmiany w ustawodawstwie mają potencjalnie pozytywny wpływ na Polenergię

Kluczowe zmiany w regulacjach w 2017 (2/2)

(Ustawa o rynku mocy z dnia 8.12.2017)

Cel

- Rynek mocy ma dać dodatkowe źródło wynagrodzenia dla producentów energii w zamian za gotowość do zaoferowania - w razie potrzeby - określonych mocy elektrowni. Za tę gotowość zapłacić mają odbiorcy energii w postaci tzw. opłaty mocowej doliczanej do rachunków za energię.
- Wprowadzenie tego mechanizmu ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii w horyzoncie średnio- i długoterminowym.

Status regulacji

- W II połowie 2018 r. spodziewane jest ogłoszenie 3 aukcji na lata 2021 - 2023.
- Ustawa została uchwalona przez sejm 8.12.2017 i podpisana przez prezydenta 28.12.2017.
- 7.02.2018 Komisja Europejska zatwierdziła ustawę o rynku mocy.

Konsekwencje dla ENS

- Zgodnie z ustawą w 2021 r. w Polsce będzie funkcjonował rynek mocy z płatnościami za moc.
- Dodatkowe źródło przychodów – do 2027r. producenci energii otrzymają prawie PLN 26,9mld.
- Konsumenci odczują opłatę mocową w swoich rachunkach od 2021 r.
- Wysokość opłaty mocowej będzie zależna od wyników aukcji, w których wygrywać będą najtańsze oferty.

ENS będzie objęty mechanizmem rynku mocy. W 2020 roku będzie w pełni zamortyzowaną, pozbawioną długu elektrownią gazową co pozwoli jej na sprawne konkutowanie na nowym rynku.

Kluczowe oczekiwane zmiany w regulacjach w 2018

(Projekt nowelizacji Ustawy o OZE i innych ustaw)

Zagadnienie:

Opis:

Wpływ na
Polenergię

Powrót do czytelnego podziału elektrowni wiatrowej na część budowlaną i elementy techniczne

- Zaproponowana definicja elektrowni wiatrowej dokonuje słusznego podziału na część budowlaną i techniczną urządzenia efektywnie przywracając stan prawny sprzed wejścia w życie Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.
- Zmiana ta rozwiązuje kontrowersyjny problem sposobu naliczania podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych który od wejścia w życie ustawy wraca do poprzedniego niskiego poziomu i przestaje być przedmiotem swobodnej interpretacji dokonywanej przez lokalne władze podatkowe lub sądy administracyjne.



Rezygnacja z wymogu uzyskania decyzji o pozwoleniu na użytkowanie do 2019 r.

- Ustawa znosi wymóg uzyskania decyzji o pozwoleniu na użytkowanie w ciągu 3 lat od daty wejścia w życie Ustawy o Inwestycjach w Farmy Wiatrowe tzn. w 2019 r.



Umożliwienie remontu istniejących elektrowni wiatrowych

- Zmienione brzmienie artykułu pozwala na dokonywanie remontów prowadzących do zmiany parametrów użytkowych lub technicznych elektrowni pod warunkiem, iż działania te nie zwiększą jej oddziaływania na środowisko.
- Zmiana pozwala zarówno na re-powering farm wiatrowych jak i na modernizacje prowadzące do wydłużenia życia, wzrostu produktywności lub ograniczenia wpływu na środowisko ze strony farm wiatrowych.



Większość proponowanych zmian w Ustawie o OZE i tzw. Odległościowej może mieć pozytywny wpływ na Polenergię

Kwestie regulacyjne: rozporządzenie dotyczące cen referencyjnych potwierdzone

Typ instalacji		Cena referencyjna 2018*	Szansa dla Polenergii
Biomasa	≤50MW	415	✓
Wiatr na lądzie	>1MW	350	✓
Wiatr na morzu		450	✓
Instalacje hybrydowe	>1MW	350	✓

- Rozporządzenie dotyczące **cen referencyjnych** zostało opublikowane w marcu 2017.
- Rozporządzenia dotyczące **maksymalnej ilości i wartości energii** zakupionej w drodze aukcji oraz **kolejności przeprowadzania aukcji** w 2017 roku zostały opublikowane w kwietniu.

W grudniu 2016 i czerwcu 2017 roku, URE zorganizowało aukcje dla następujących koszyków technologicznych:

Koszyk technologiczny	Wynik	Cena (PLN/MWh)
Istniejące biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej ≤ 1MW	Złożono 7 ofert, 7 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 824,6 TWh	Min: 502,2 Max: 504,6
Istniejące biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej > 1MW	Aukcja nie doszła do skutku z powodu zbyt małej liczby złożonych ofert	
Nowe instalacje inne niż wymienione w art. 73 ust. 3a pkt 1–3 i 6 ustawy o odnawialnych źródłach energii o mocy zainstalowanej ≤ 1MW (Instalacje Fotowoltaiczne)	Złożono 152 oferty, 84 wygrały. Łącznie sprzedana energia: 1 567,3 TWh	Min: 253,5 Max: 408,8
Instalacje istniejące o mocy zainstalowanej ≤ 1 MW, spełniających kryterium stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej – powyżej 3 504 MWh/MW/rok oraz o emisyjności nie większej 100 kg/MWh (mała energetyka wodna)	Złożono 49 ofert, 49 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 416,6 TWh	Min: 30,0 Max: 468,0
Nowe instalacje inne niż wymienione w art. 73 ust. 3a pkt 1–6 ustawy o odnawialnych źródłach energii o mocy zainstalowanej ≤ 1MW (Instalacje Fotowoltaiczne, FW na lądzie oraz małą energetyką wodną)	Złożono 472 ofert, 352 wygrały. Łącznie sprzedana energia: 4,721 TWh	Min: 195,0 Max: 398,87
Instalacje istniejące o mocy zainstalowanej ≤ 1 MW, spełniających kryterium stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej – powyżej 3 504 MWh/MW/rok oraz o emisyjności nie większej 100 kg/MWh (mała energetyka wodna)	Złożono 44 ofert, 44 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 312,4 TWh	Min: 290,0 Max: 474,0

W dniu 29.09.2017 aukcje OZE zostały anulowane na skutek specjalnego rozporządzenia Rady Ministrów. ME dnia 16/02/2018 wyraził przekonanie, że kolejne aukcje odbędą się w tym roku.

Polenergia poszukuje możliwości realizacji nowych projektów niezależnie od regulacji



Farmy wiatrowe z pozwoleniem na budowę

- Polenergia posiada portfel 185 MW z pozwoleniem na budowę
- Projekty oczekują na akcje. W związku z odwołaniem aukcji planowanych na 2017r., aukcje na nowe projekty wiatrowe mogą się odbyć w 2018r.
- Polenergia analizuje alternatywne formuły realizacji projektów bez aukcji np. przy wykorzystaniu środków z Wielkopolskiego Regionalnego Programu Operacyjnego na lata 2014-2020
- Polenergia złożyła wniosek o finansowanie dla projektu Piekło i aktualnie oczekujemy na rozstrzygnięcie
 - Wielkopolski Regionalny Program Operacyjny na lata 2014-2020 finansowany jest ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach poddziałania 3.1.1 „Wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii”
 - Termin rozstrzygnięcia konkursu – luty 2018r.



Przekształcenie projektów farm wiatrowych w rozwoju na projekty PV

- Polenergia w 2016r. dokonała odpisu na portfel farm wiatrowych w związku z brakiem możliwości pozyskania pozwolenia na budowę po wejściu w życie Ustawy o Inwestycjach w zakresie Elektrowni Wiatrowych z dnia 20.05.2016 tzw. „Ustawa odległościowa”
- Niektóre z tych projektów pomimo odpisu mogą zostać przywrócone do życia np. poprzez ich przekształcenie na PV co pozwoli uzyskać pozwolenie na budowę.
- Aktualnie Polenergia realizuje plan przekształcenia projektu Niekarzyn 14MW na farmę fotowoltaiczną
 - II poł. 2018r – planowany udział w aukcji
 - II poł. 2019r - przewidywane rozpoczęcie działalności komercyjnej
- W roku grudniu 2016 i czerwcu 2017 odbyły się aukcje dla farm PV
 - Łącznie sprzedana energia – 6 288,3 TWh
 - Uzyskane ceny do 408 PLN/ MWh

W oczekiwaniu na ogłoszenie aukcji dla farm wiatrowych Polenergia poszukuje alternatywnych rozwiązań

Polenergia Dystrybucja realizuje pilotażowe projekty w obszarze energetyki prosumenckiej i elektromobilności



Fotowoltaika

- Oferta jest zaadresowana zarówno do odbiorców indywidualnych i komercyjnych
- Usługa obejmuje:
 - indywidualną analizę techniczną i ekonomiczną
 - uzyskanie w imieniu i na rzecz Klienta dotacji
 - przyłączenie do sieci OSD.
- Spółka w ramach realizowanego projektu pilotażowego wykonała kilkanaście mikroinstalacji dla klientów indywidualnych o łącznej mocy 31 kWp, jak również prowadzi rozmowy z klientami komercyjnymi w zakresie budowy instalacji PV powyżej 40 kWp.
- W obszarze R&D Spółka uruchomiła mikroinstalację PV o mocy 5 kWp na jednym z własnych obiektów energetycznych, obecnie prowadzone są prace w zakresie uruchomienia magazynu energii (instalacja PV off-grid + Storage).

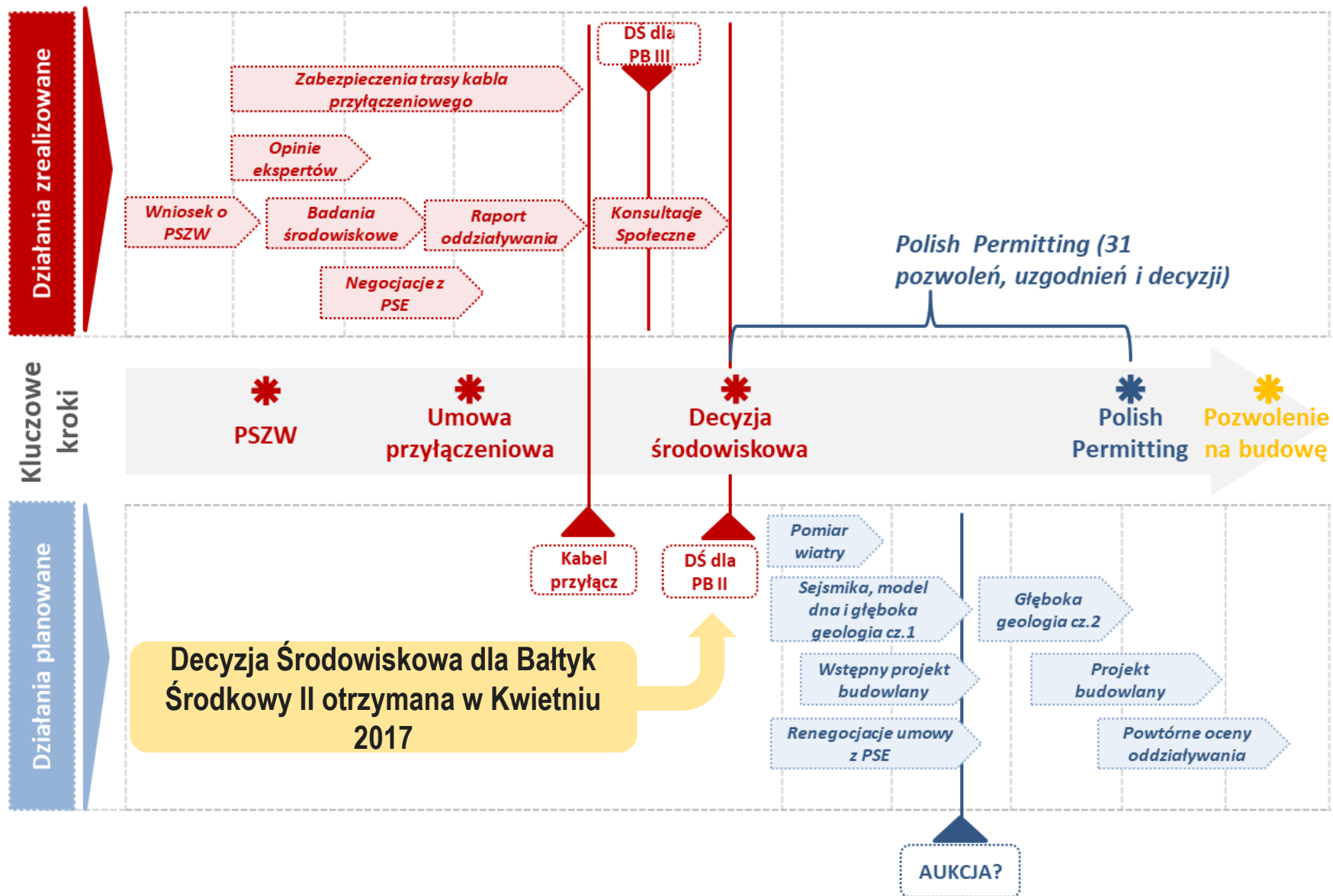


Stacje ładowania pojazdów

- Spółka w 2017r., uruchomiła pilotażowy projekt instalacji stacji do ładowania samochodów elektrycznych (POLD-EV).
- W ramach realizacji projektu została opracowana kompleksowa oferta w zakresie dostawy, montażu oraz uruchomienia stacji.
- W ofercie Spółki znalazły się stacje wolnostojące typu Vertica oraz montowane na ścianie typu Wollbox.
- Oferta skierowana jest głównie do administracji osiedli mieszkalnych oraz firm developerskich realizujących projekty inwestycyjne.
- Spółka w ramach realizowanego projektu dokonała montażu kilku stacji do ładowania samochodów w Warszawie oraz zawarła umowy na montaż kolejnych 8 szt. do końca 2017 roku.

Polenergia pozyskała kompetencje pozwalające na realizację projektów w obszarze PV i elektromobilności.

Status i plan dalszego rozwoju projektu Morskiej Farmy Wiatrowej

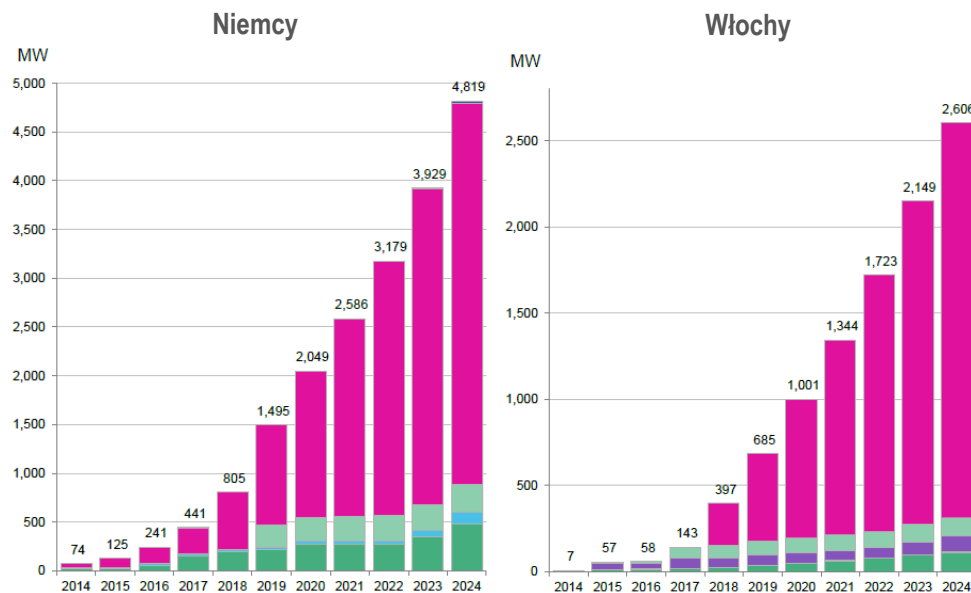


Magazynowanie energii: kontynuacja współpracy z Convergent Energy & Power

Informacje o Convergent Power

- **Historia:** spółka została założona w 2011 roku, a jej działalność skupia się na rozwoju, posiadaniu oraz zarządzaniu efektywnymi kosztowo projektami magazynowania energii, które kreują wartość dla spółek energetycznych, indywidualnych odbiorców energii oraz inwestorów (więcej na stronie: <http://www.convergentep.com/>);
- **Lider rynku w USA/Kanadzie:** Dotychczas spółka zainwestowała w magazyny energii 40mln USD w USA i Kanadzie; Zakontraktowano 70MW oraz 230MWh projektów (7 klientów wśród spółek energetycznych oraz 3 przemysłowych). Spółka cieszy się zaufaniem takich inwestorów jak Statoil (globalny gracz na rynku energii) czy Great Plains Energy (wiodąca spółka energetyczna w USA).
- **Silny strumień przychodów:** projekty przynoszą stabilne przychody oraz kreują wartość dla sieci elektroenergetycznej oraz klientów. Wszystkie projekty Convergent w USA i Kanadzie generują wysokie docelowe equity IRR.
- **Neutralność technologiczna:** wybór technologii / dostawców pod kątem spełnienia wymagań dotyczących zastosowania, bezpieczeństwa i finansowania dla danego projektu.

Skumulowana moc zainstalowana magazynów energii, 2014-24 (MW)



Source: BNEF

Według BNEF, w 2016 roku w Niemczech funkcjonowały magazyny energii o mocy 241 MW. Do 2024 roku ich moc ma zostać powiększona do 4 819 MW, co oznacza 20-krotny wzrost zainstalowanej mocy. Całkowite nakłady inwestycyjne w projekty magazynów energii w Niemczech szacowane są na poziomie 4 mld USD. Blisko 2,5 mld USD ma zostać zainwestowane w nowe magazyny energii we Włoszech. Przełoży się to na wzrost zainstalowanej mocy z 58 MW w 2016 roku do 2 606 MW w 2024 roku (40-krotny wzrost).



Partnerstwo z Convergent Power pozwoli Polenergii stać się neutralnym technologicznie deweloperem magazynów energii, który posiada i zarządza efektywnymi kosztowo i zyskowymi projektami zarówno dla spółek użyteczności publicznej jak i klientów przemysłowych

04

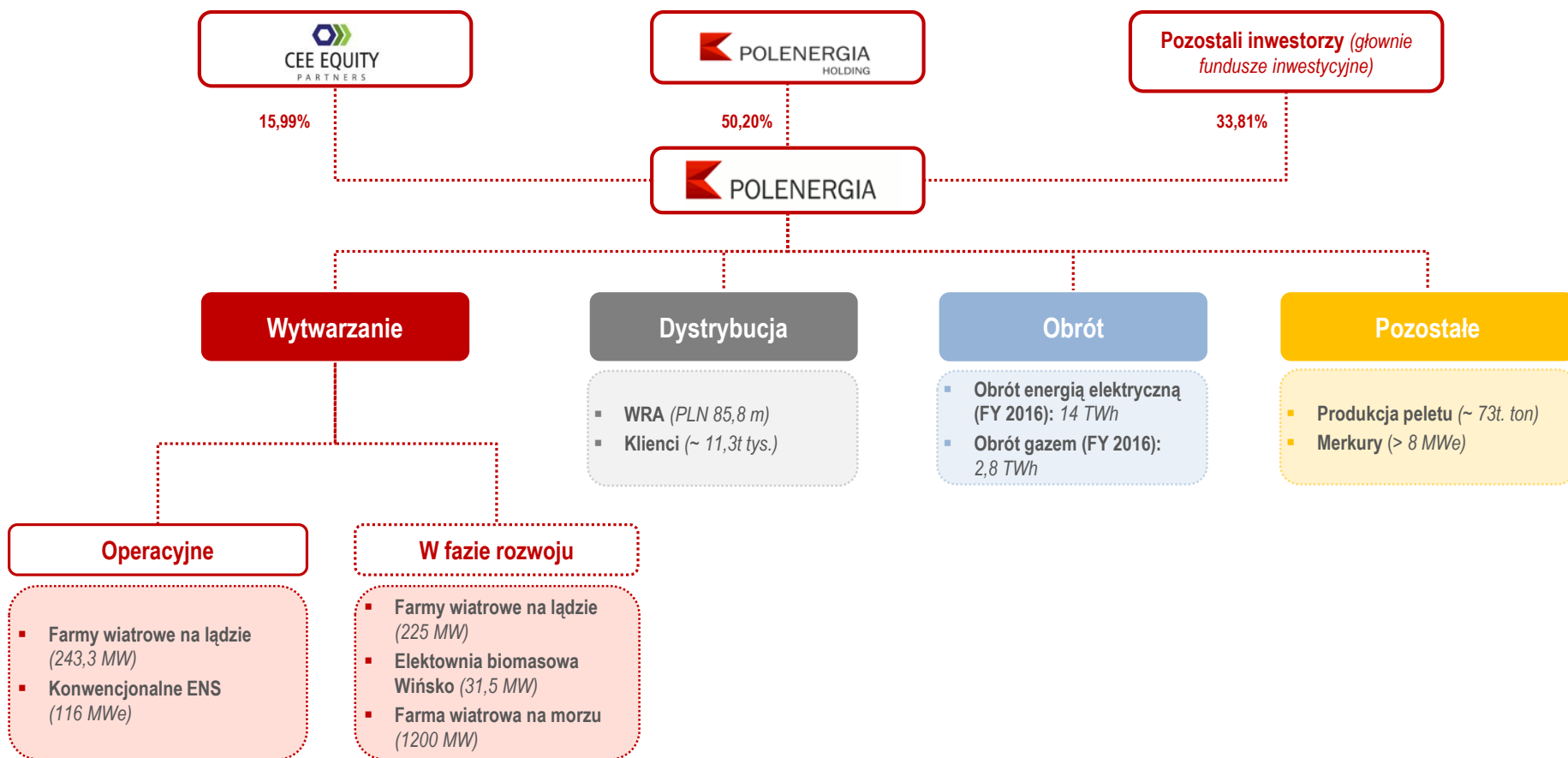
Załączniki

A

Opis Grupy

POLENERGIA

Struktura Grupy



Polenergia S.A. jest notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych, (ok. 45 milionów akcji w obrocie) i znajduje się w indeksie sWIG80

Wytwarzanie (operacyjne): Farmy wiatrowe na lądzie

	Lokalizacja	Moc (MW)	Data oddania do użytkowania	Klienci	Informacje techniczne
1	Puck	22,0	2007	Energa, Polenergia Obrót	- Łączna moc projektu wynosi 22,0 MWe, składa się on z 11 turbin (Gamesa); - Lokalizacja: województwo pomorskie, powiat pucki; - Oddanie do użytku nastąpiło w styczniu 2007; - Średnia roczna produkcja około 45 GWh;
2	Modlikowice	24,0	2012	Tauron Sprzedaż	- Łączna moc projektu wynosi 24,0 MWe, składa się on z 12 turbin (Vestas); - Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat złotoryjski; - Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012; - Średnia roczna produkcja około 52 GWh;
3	Łukaszów	34,0	2012	Tauron Sprzedaż	- Łączna moc projektu wynosi 34,0 MWe, składa się on z 17 turbin (Vestas); - Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat złotoryjski; - Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012; - Średnia roczna produkcja około 78 GWh;
4	Gawłowice	48,3	2014	Polenergia Obrót, Energa	- Łączna moc projektu wynosi 48,3 MWe, składa się on z 21 turbin (Siemens); - Lokalizacja: województwo kuj. – pom., powiat grudziądzki; - Oddanie do użytku nastąpiło w listopadzie 2014; - Planowana roczna produkcja około 149 GWh;
5	Rajgród	25,3	2014	Polenergia Obrót, PGE	- Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens); - Lokalizacja: województwo podlaskie, powiat grajewski; - Oddanie do użytku nastąpiło w październiku 2014; - Planowana roczna produkcja około 70 GWh;
6	Skurpie	43,7	2015	Polenergia Obrót, Energa	- Łączna moc projektu wynosi 43,7 Mwe, składa się on z 19 turbin (Siemens); - Lokalizacja: województwo warmińsko-mazurskie, powiat działdowski; - Oddanie do użytku nastąpiło w sierpniu 2015; - Planowana roczna produkcja około 128 GWh;
7	Mycielin	46,0	2015	Polenergia Obrót	- Łączna moc projektu wynosi 48 Mwe, składa się on z 24 turbin (Vestas); - Lokalizacja: województwo Lubuskie, powiat szprotawski; - Oddanie do użytku nastąpiło w grudniu 2015; - Planowana roczna produkcja około 150 GWh;

Moc całkowita

243,3 MW



Wytwarzanie (operacyjne): Konwencjonalne ENS

Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (ENS) to pierwsza w kraju prywatna elektrociepłownia gazowa jako tzw. green field project. Elektrociepłownia prowadzi nieprzerwanie działalność operacyjną od czerwca 2000 roku.

Informacje o spółce

- Elektrociepłownia zasilana gazem ziemnym o mocy 116 MWe i 70MWt. Wytwarzana energia jest wyprowadzana przez trzy naziemne linie transmisyjne o mocy 110kV.
- Działając z wysoką sprawnością jednostka działa jako elektrownia systemowa.
- Elektrownia spełnia polskie normy środowiskowe.
- Dochód i przepływy gotówkowe zabezpieczone z kosztów osieroconych do 2020 roku
- ENS podpisał umowę z PSE (weszła w życie 1 Lipca) w ramach której świadczy usługi z zakresu odbudowy polskiego systemu elektroenergetycznego w zakresie niezbędnym do przywrócenia funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po black-out'cie

Formuła rekompensaty

ENS generuje dochody przez sprzedaż energii i ciepła, dodatkowo otrzymuje rekompensatę kosztów osieroconych, rekompensatę gazową oraz żółte certyfikaty.

Kompensata kosztów osieroconych co do zasady jest obliczana w taki sposób, by bilansować sprzedaż energii pomniejszoną o koszty paliwa i operacyjne.

Amortyzacja (wliczona do rekompensaty) pozwala na obsługę długu i kosztów odsetek.

Rekompensata gazowa i żółte certyfikaty bezpośrednio podwyższają zysk przed podatkiem.

Lokalizacja elektrociepłowni



Parametry techniczne

Zainstalowana moc	116 MWe, 70 MWt
Moc netto	113 MWe
Śr. wytwarzanie netto	Elektryczność ok. 750MWh Ogrzewanie ok. 435TJ
Technologia	CCGT
Paliwo	Gaz ziemny / ropa jako backup
Wydajność	HHV (47.7%), LHV (52.9%)
Typ	2*1 CCGT Thomassen (GE)
Uruchomienie	2000
Dostępność	96.5%

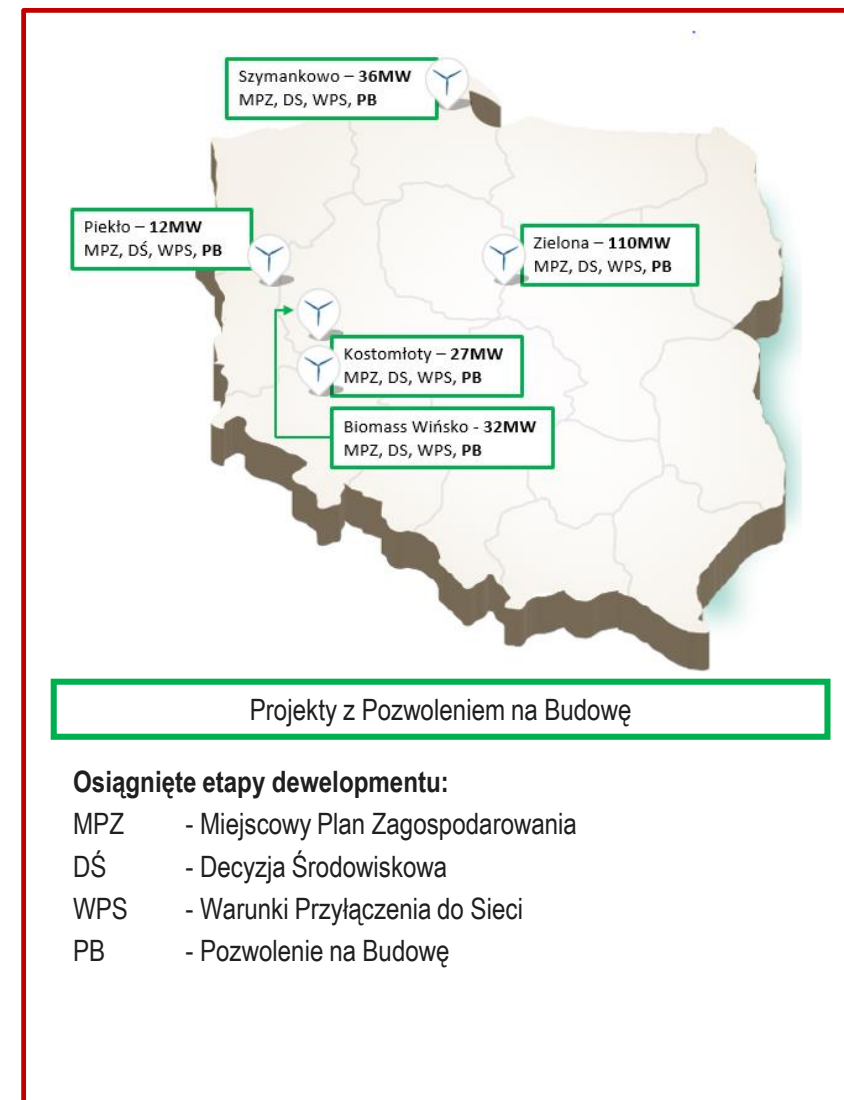
ENS jest wyjątkowo predysponowane do współpracy z KSE poprzez świadczenie różnych usług systemowych, w tym odbudowy systemu elektroenergetycznego na podstawie umowy z operatorem systemu (blackstart)

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Lądowe farmy wiatrowe/ Elektrownia biomasowa Wińsko

Portfel developerski

- Portfel farm operacyjnych na koniec roku 2017 osiągnął moc 243,3 MW;
- Dodatkowo Polenergia posiada portfel 4 projektów o mocy 185 MW z uzyskanym pozwoleniem na budowę:

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Pozwolenie na budowę
8	Piekło	12	Uzyskane
9	Zielona	110	Uzyskane
10	Kostomłoty	27	Uzyskane
11	Szymankowo	36	Uzyskane
		185 MW	



Elektrownia biomasowa Wińsko w fazie rozwoju

Obecnie Polenergia pracuje nad elektrownią o mocy 31 MWe w Wińsku, która otrzymała wszystkie pozwolenia

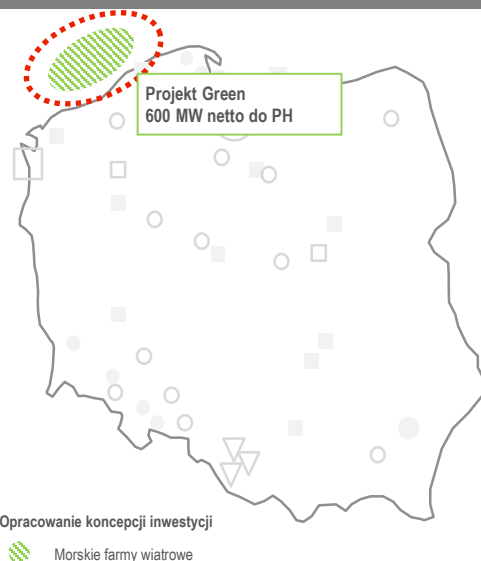
Kluczowe cechy	
Turbina	Kondensacja/Alstom
Kocioł	Wibrująca kratka/ DP Cleantech
Zainstalowana moc	31,5 MWe
Uruchomienie	2020
Klient	Dostawa do sieci
Produktywność (load factor)	92%
Sprawność	Elektryczna 33%
Okres działania	30 lat

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Farmy wiatrowe na morzu

Opis

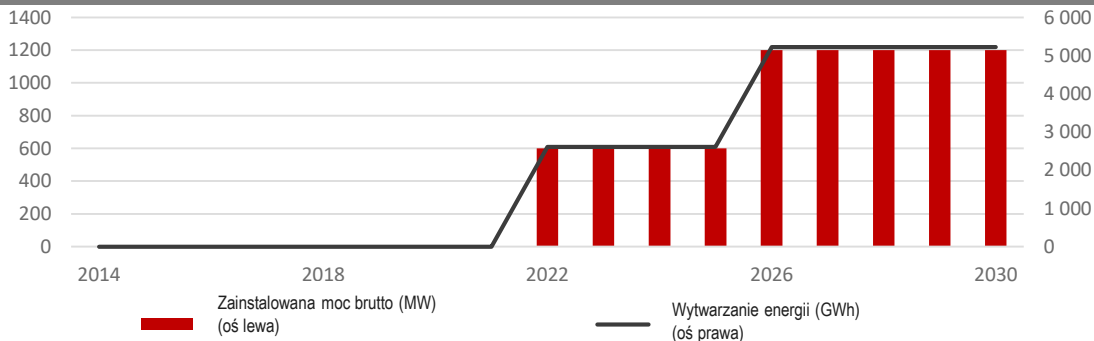
- Dwa projekty o łącznej mocy ok. 1,2 GW
- Plan zakłada współpracę z doświadczonym graczem w sektorze (50/50 JV)
- Dodatkową opcję stanowi trzeci projekt o mocy 1,6 GW z ważnym pozwoleniem na lokalizację
- W sierpniu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.
- W lipcu 2016 Polenergia uzyskała pierwszą w Polsce decyzję środowiskową dla farmy wiatrowej. W kwietniu 2017 uzyskano drugą decyzję środowiskową co oznacza, że Polenergia dysponuje już decyzją środowiskową dla obu projektów o łącznej mocy 1,2 GW.
- Polenergia to nr 1 w Polsce w rozwoju morskiej farmy wiatrowej. Grupa PGE, z projektem na 1 GW jest opóźniona o około 2 lata w stosunku do Polenergii (początek badań środowiskowych).
- Inne firmy nie mają zabezpieczonej umowy przyłączeniowej, brak potencjału na przyłączenie innej morskiej farmy wiatrowej w najbliższej przyszłości ze względu na ograniczenia systemowe.

Lokalizacja i moc



	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II	Bałtyk Północny (wstrz.)
Obszar (w km ²)	116,6	122	128,5
Moc maksymalna (MW)	1200	1200	1560
Planowana moc (MW)	600	600	>600
Głębokość (m)	25-39	23-41	25-35
Dystans do brzegu (w prostej linii, w km)	22	37	81
Planowana moc turbiny (MW)	8	8-10	8-10
Ilość turbin	75	60-75	60-75+
Średnia prędkość wiatru (m/s)	9-10	9-10	9-10

Zainstalowana moc i wytwarzanie elektryczności (udział PH)

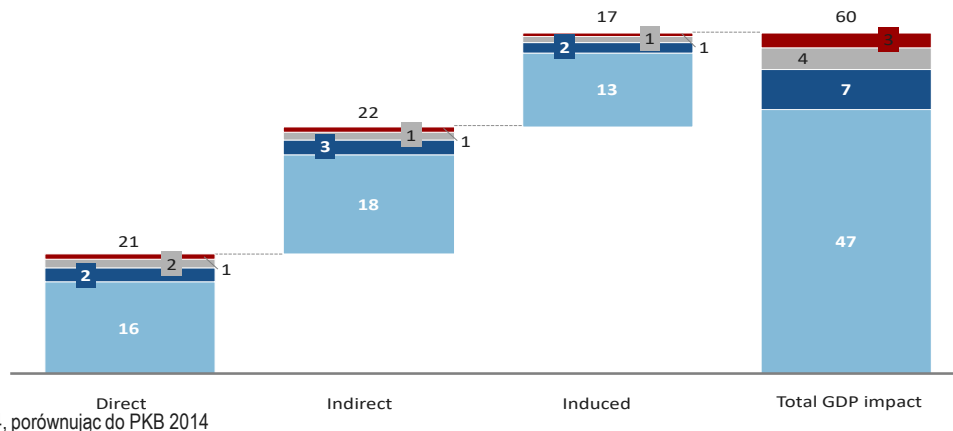


Planowane terminy	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Decyzja środowiskowa	Uzyskana	Uzyskana
Rozpoczęcie budowy	2020	2023
Data uruchomienia farmy	2021/22	2026

Wiodący developer morskich farm wiatrowych w Polsce, wspierany przez polepszającą się atrakcyjną ekonomikę projektu. Dodatkowo, Polski rząd deklaruje chęć wdrożenia regulacji wspierających projekty offshore.

Morskie farmy wiatrowe mogą mieć znaczący pozytywny wpływ na polską gospodarkę

Wpływ na PKB 2019-2030 z 6 GW mocy wiatrowych, miliard PLN



Procent 10cio-
-letniego PKB¹

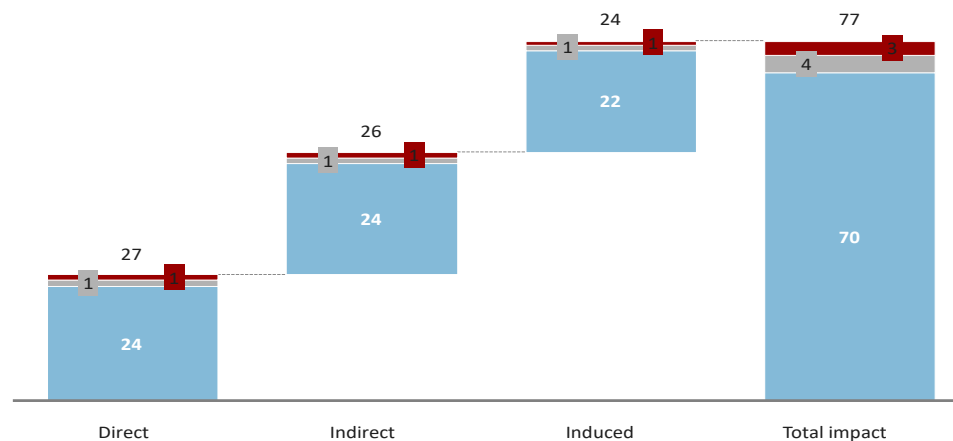
Potencjalny przychód
z podatków

0,34

PLN 15mld

Infrastruktura
O&M
Eksport
Capex

Wpływ na zatrudnienie 2019-2030 z 6 GW mocy wiatrowych, tysiące etatów (średnio)



Procent
bezrobocia¹

6,4

1 za 1 kwartał 2016 roku – łącznie bezrobotnych 1,2 mln

Źródło: GUS; McKinsey

Ponad 60mld PLN pozytywnego wpływu na PKB oraz do 77 tysięcy dodatkowych miejsc pracy w całej polskiej gospodarce kompensujących efekty restrukturyzacji górnictwa.

Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

Skutki ekonomiczne morskiej energii wiatrowej w województwie pomorskim i zachodniopomorskim w latach 2020-2030 - ponad 11 mld zł PKB i ponad 15 000 miejsc pracy

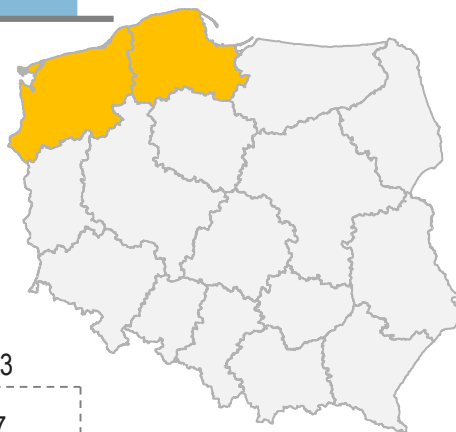
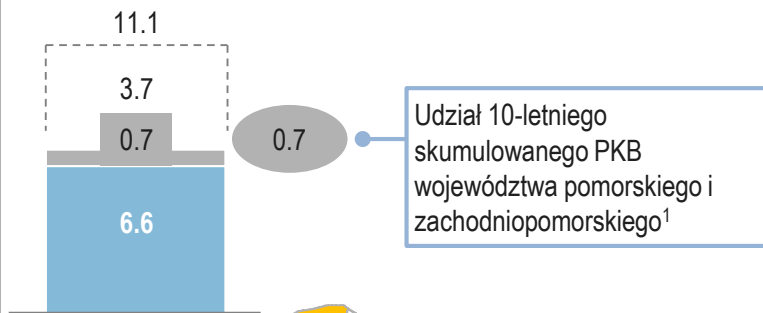
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

Pośredni i indukowany wpływ³

O&M (bezpośredni skutek)

Budowa + eksport (bezpośredni skutek)

Skumulowany wpływ PKB 2020-2030 w mld zł



Nowe miejsca pracy 2020-2030 Tysiące etatów



Regiony węglowe w Polsce również skorzystają z rozwoju energetyki wiatrowej

¹ Na podstawie najnowszych dostępnych danych o PKB Województw GUS (2012)

² Na podstawie danych GUS Q1 2016

³ Udział pośredni i indukowany oszacowano na podstawie udziału w PKB Polski w 2012 roku w województwie pomorskim (5,7%) i zachodniopomorskim (3,7%)

Polenergia Dystrybucja

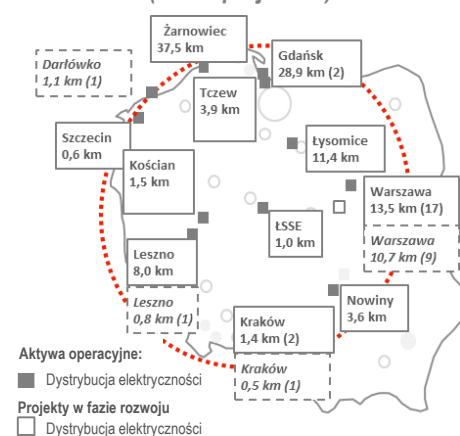
Informacje o spółce

- Polenergia Dystrybucja jest dystrybutorem i dostawcą energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych, mieszkalnych i handlowych, tj. osiedla mieszkalne, fabryki, biurowce i centra handlowe. Spółka działa w różnych regionach Polski, z licencją na sprzedaży energii dla terenie całego kraju.
- Jednostka regulowana na bazie WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi zapewnia stabilne i przewidywalne przepływy pieniężne.

Dystrybucyjna „wyspa” na terenie Polski / większość w Warszawie:

- Największy polski niezależny dystrybutor po 4 należących do skarbu państwa OSD, drugi największy w Warszawie po Innogy
- 31 projektów w użyciu i 20 w fazie rozwoju w oparciu o plan inwestycyjny zatwierdzony przez URE do 2020 roku
- 11,3k klientów dystrybuujący ~291 GWh przez 110 km linii energetycznych, 91 podstacji i 146 transformatory

Długość sieci dystrybucji (liczba projektów)



Wzrost wartości i korzyści dla klientów

Połączone dochody: Skuteczne wykorzystanie współpracy między regulowaną działalnością (dystrybucja energii elektrycznej) a komercyjną (sprzedaż energii).

Unikalny pakiet korzyści dla klientów: Natychmiastowe rozliczenia lub redukcja kosztów infrastruktury elektrycznej, Konkurencyjne stawki taryfy za dystrybucję i przyłączenie do sieci, Wszystkie koszty związane z konserwacją infrastruktury pokrywane przez Polenergia Dystrybucja, Rozliczenie elektryczności przez firmę, możliwość zmiany sprzedawcy (TPA) przez odbiorców.

Wchodzi w skład grupy kapitałowej Polenergia: gracz strategiczny z silną dyscypliną finansową

Pozyskanie licencji na dystrybucję energii elektrycznej dla infrastruktury elektrycznej (tzw. „ostatnia mila”) w budynkach niemieszkalnych tj. centra handlowe i biurowce. Oferowanie partnerom możliwości optymalizacji kosztów infrastruktury elektrycznej w trakcie konstrukcji oraz konserwacji.

Stabilne zyski regulacyjne połączone z zyskami z dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych

wyniki biznesowe	Jednostka	FY 2016	FY 2017
Wolumen dystrybucji	GWh	284,0	290,5
Wolumen sprzedaży EE	GWh	162,5	146,3
Nakłady inwestycyjne	m PLN	8,2	16,2
RAB	m PLN	81,7	85,5

	W użyciu	W rozwoju	Ogółem
Moc dystrybucji	107 MW	19 MW	126 MW
Odbiorcy końcowi	11,3k	10,7k	22,0k
Liczba podstacji	91	38	129
Liczba transformatorów	146	55	201

Polenergia Obrót

Polenergia Obrót specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi, uprawnieniami do emisji CO2 i świadectwami pochodzenia, jak również zarządza umowami na dostawę energii elektrycznej dla podmiotów z Grupy Polenergia i firm zewnętrznych

Informacje o spółce

- Polenergia Obrót jest jednym z najbardziej dynamicznie rozwijających się firm w sektorze handlu energią elektryczną w Polsce
- Centralna platforma zarządzania obrotem i ryzykiem zlokalizowana w Warszawie
- Spółka specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi, uprawnieniami do emisji CO2 i świadectwami pochodzenia, zarówno w ramach kontraktów długoterminowych, bieżących transakcji i pełni rolę animatora na POPLX na TGE

Kluczowe aspekty

- Od lipca 2016 Polenergia Obrót pełni funkcję animatora w odniesieniu do instrumentów towarowych na TGE
- Jako pierwsza na polskim rynku**, Polenergia Obrót zainicjowała transakcje dotyczące gwarancji pochodzenia w imieniu producentów energii z Grupy Polenergia (gwarancje pochodziły z farmy wiatrowej z grupy Polenergia) i do dziś kontynuuje działania w tym zakresie przy rosnącym wolumenie
- Od marca 2017r. Spółka jest członkiem giełdy OTE (w Czechach) oraz OKTE (na Słowacji)
- Od końca 2016 roku Spółka prowadzi handel na giełdzie ICE w Londynie w zakresie uprawnień do emisji CO2
- Z końcem 2017r. Polenergia Obrót rozpoczęła handel gazem ziemnym na giełdzie ICE Endex - jednym z priorytetów jest rozwój tej działalności w zakresie handlu hurtowego na rynku giełdowym oraz transakcji OTC i wymiany międzysystemowej

Działalność handlowa

Specjalizacja w hurtowym obrocie energią elektryczną, prawami majątkowymi, gazem ziemnym uprawnieniami CO2 i gwarancjami pochodzenia. Spółka posiada koncesje na obrót energią elektryczną, obrót paliwami gazowymi na terytorium RP oraz obrót z zagranicą

Ważna rola w łańcuchu wartości Grupy Polenergia - dostęp do rynku, transfer wiedzy i informacji o rynku, optymalizacja procesów handlowych, portfolio management

Handel prawami majątkowymi (obróć na giełdzie i rynku OTC)

Wyniki operacyjne	Jednostka	FY 2016	FY 2017
Sprzedana energia	TWh	13	12
Sprzedany gaz ziemny	TWh	3	3

- Ważnym obszarem działalności Spółki jest świadczenie kompleksowych usług zarządzania portfelem energii elektrycznej, praw majątkowych i emisji CO2 dla spółek Grupy Polenergia. Współpraca ta obejmuje pełen łańcuch wartości energetycznych od wytwarzania (FW, elektrociepłownia, itd.) po sprzedaż i dystrybucję energii do klienta końcowego
- Kompleksowe usługi zarządzania wymienione powyżej są skierowane także do spółek spoza Grupy Kapitałowej, w tym w szczególności do farm wiatrowych, elektrociepłowni, spółek sprzedażowych

Udział Polenegii Obrót w hurtowym rynku energii w Polsce szacuje się na ok. 6% w 2017 roku.

Produkcja pelletu

- W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie, od 2008r. Polenergia uruchomiła 2 projekty w których produkowany jest pellet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki zawodowej i elektrociepłowni komunalnych. Firma posiada dwie operacyjnie aktywne fabryki pelletu
 - Fabryka Północ, zlokalizowana w Sępólnie Krajeńskim
 - Fabryka Wschód, zlokalizowana w Zamościu

	Fabryka Północ	Fabryka Wschód
Uruchomienie	2009	2012
Produkcja roczna* (tony)	21k	52k

* Produkcja w 2016, tylko produkcja pelletu

Gaz – Elektrownia Mercury

- Elektrownia zlokalizowana jest w Wałbrzychu
- Uruchomiona w lipcu 2006r.
- Blok energetyczny kotła zasilanego gazem i turbiną parową z mocą powyżej 8 MWe
- Blok energetyczny wytwarza energię elektryczną z gazu, który jest produktem ubocznym w produkcji koksu w WZK Victoria
- Elektrownia operuje na podstawie kontraktu zawartego między Polenergią a WZK Victoria na dostawy gazu z pieca koksowniczego i odbiór elektryczności. Kontrakt jest ważny do 31 grudnia 2021r.