



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za 1 półrocze 2017

11 sierpnia 2017

Agenda:

- | | | |
|-----------|--|-------|
| 01 | Podsumowanie 1 półrocza | 3-9 |
| 02 | Wyniki Finansowe | 10-20 |
| 03 | Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne | 21-29 |
| 04 | Załączniki | |
| A | Opis Grupy | 30-40 |

W razie pytań dotyczących zawartości tej prezentacji prosimy o kontakt PolenergiaIR@polenergia.pl

01

Podsumowanie 1 półrocza

Podsumowanie 1 półrocza 2017



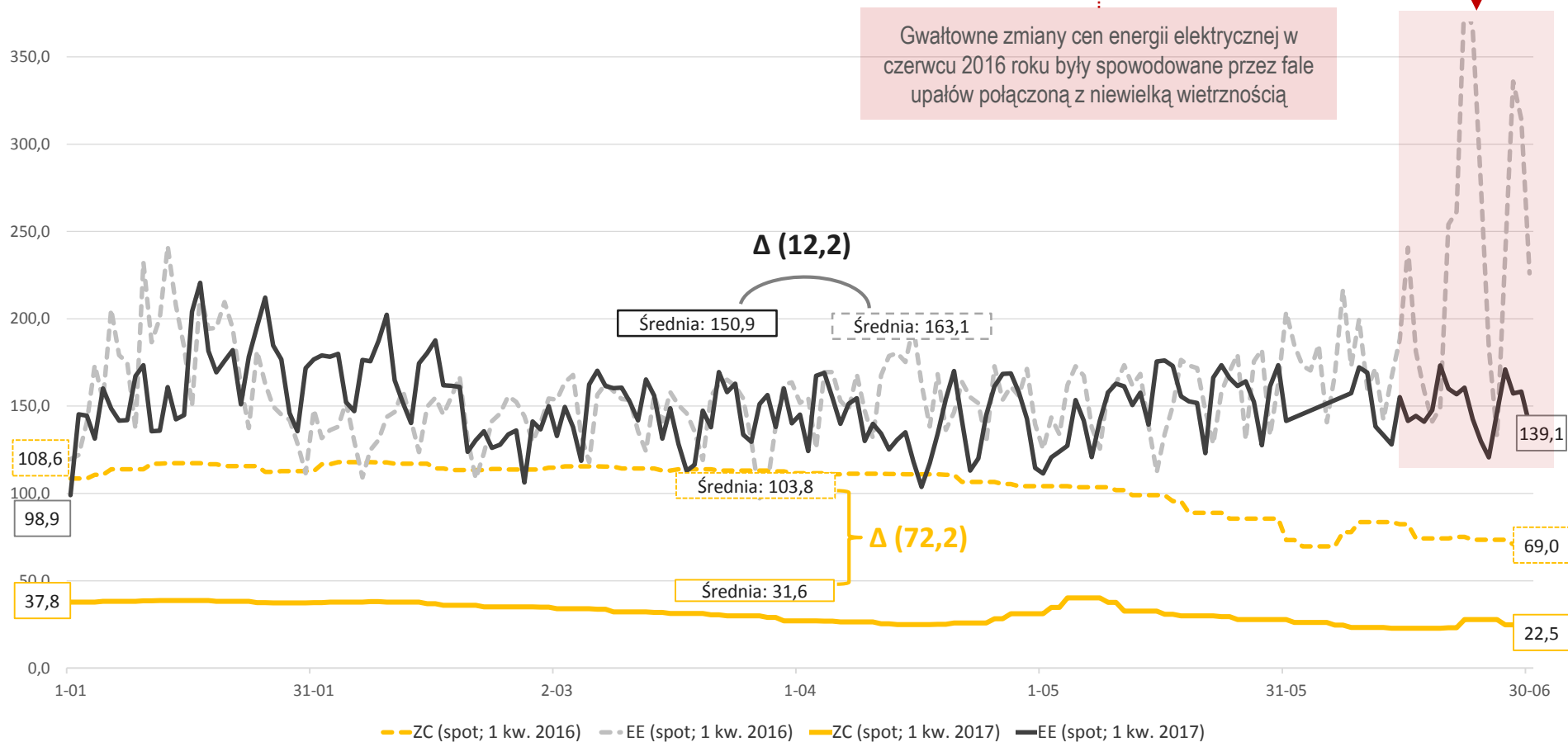
- **Oszczędności kosztowe:** Redukcja kosztów operacyjnych na poziomie 4 mln zł, głównie związanych z oszczędnościami na poziomie Centrali oraz kosztami operacyjnymi farm wiatrowych.
- **Znakomita produktywność segmentu Wiatr:** Wyższa o 16% wietrzność w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku.
- **Obrót:** Pozytywne wyniki na handlu w porównaniu z 1 pół. 2016, po wyłączeniu negatywnego wpływu ZC.
- **Morskie farmy wiatrowe:** Utrzymany wzrost wartości. W kwietniu 2017 uzyskano decyzję środowiskową dla Bałtyk Środkowy II. Zgodnie z publicznymi wypowiedziami Rząd zamierza postawić na rozwój morskich farm wiatrowych.
- **Magazynowanie:** Podpisana umowa z Convergent Energy + Power.
- **Regulacje:**
 - ✓ Ustawa Odległościowa może ulec zmianie przywracając historyczny stan prawny w temacie PON;
 - ✓ Ustalenie obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii z OZE na 2018 r. na poziomie 17,5% daje nadzieję na ograniczenie nadpodaży ZC.



- **Ceny rynkowe:**
 - ✓ ceny ZC o 72,2 PLN/MWh niższe niż w 1 pół. 2016;
 - ✓ Cena EE o 12,2 PLN/MWh niższa niż w 1 pół. 2016.
- **Biomasa:** Gorsze wyniki spowodowane niższymi wolumenami oraz cenami sprzedaży.
- **Regulacje:** Ograniczenie poziomu opłaty zastępczej do 125% średniej ceny z roku poprzedniego zredukuje ew. wzrost cen ZC wynikający z podwyższenia obowiązku na 2018.

Ceny energii elektrycznej i zielonych certyfikatów

Cena rynkowa EE i ZC: 1 pół. 2017 vs. 1 pół. 2016 (PLN/MWh)

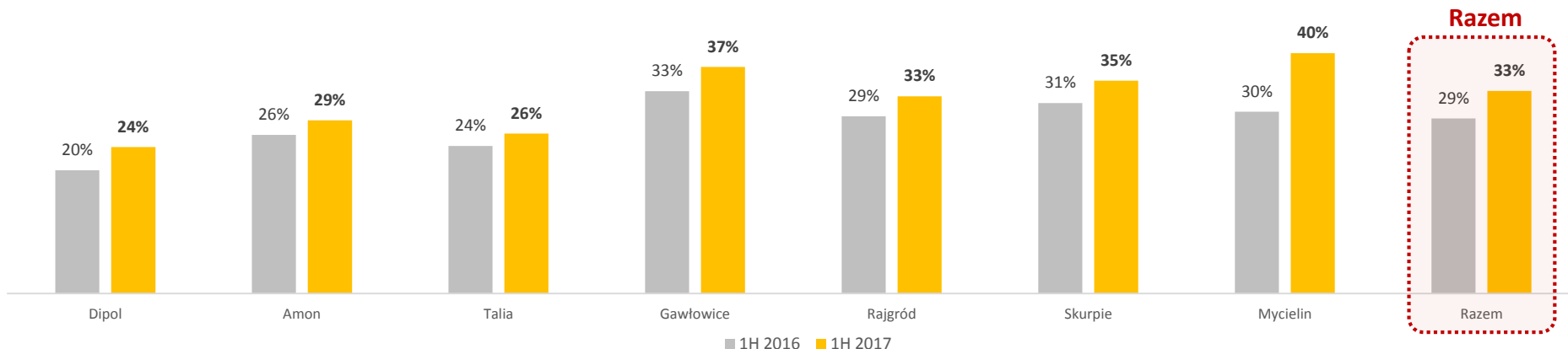


Źródło: TGE

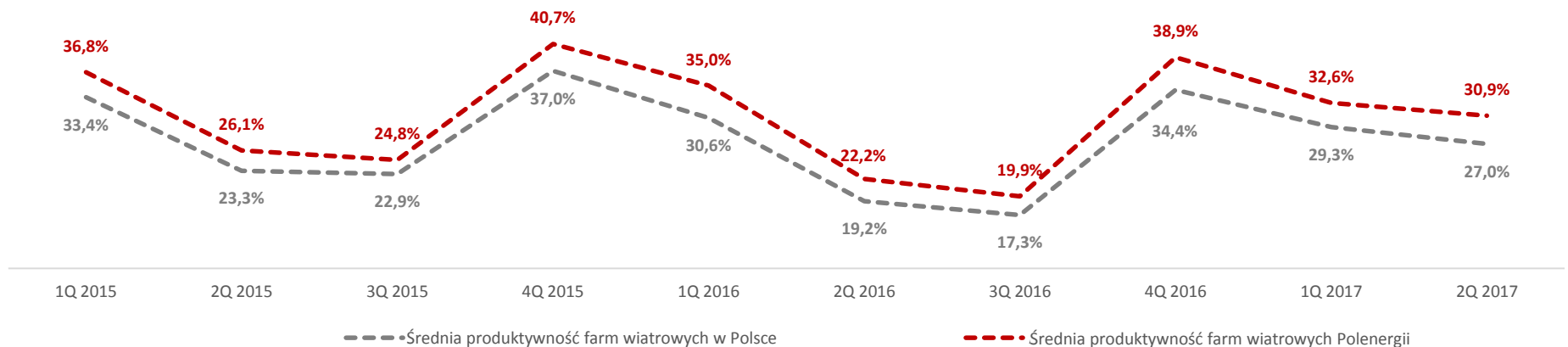
W 1H 2017 średnie ceny ZC niższe o 72,2 PLN/MWh, a ceny Energii Elektrycznej niższe o 12,2 PLN/MWh w porównaniu do 1H 2016

Znakomita wietrzność, produktywność znacząco powyżej średniej dla Polski

Wskaźnik wykorzystania w 1 pół. 2017 vs. 1 pół. 2016 (w oparciu o wolumen ZC)



Produktywność farm Polenergii powyżej średniej (w oparciu o wolumen EE)

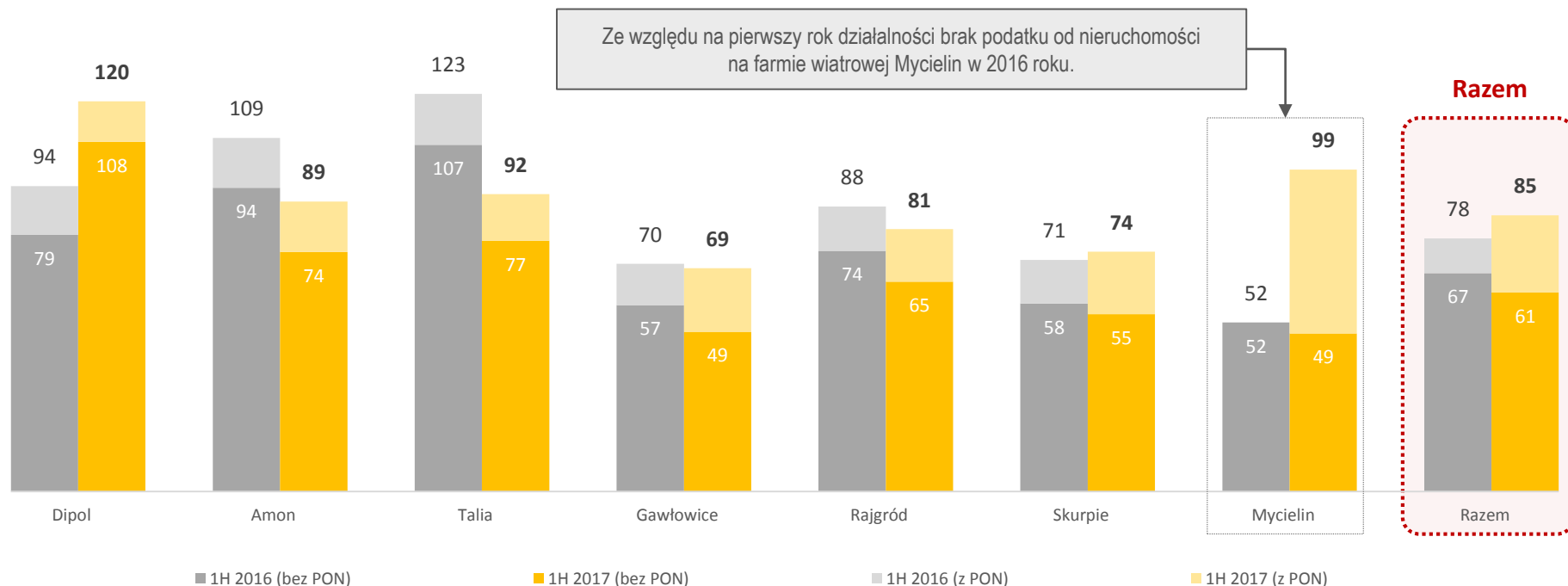


Źródło: Obliczenia Polenergii na bazie danych własnych i ARE

Produktywność powyżej wyników za 1 pół. 2016 o 16% i powyżej średniej dla Polski

Nota 1: Vestas wywiązuje się ze zobowiązań umownych w związku z czym nie odnotowujemy strat na FW Mycielín

Koszty operacyjne farm wiatrowych [PLN/MWh]

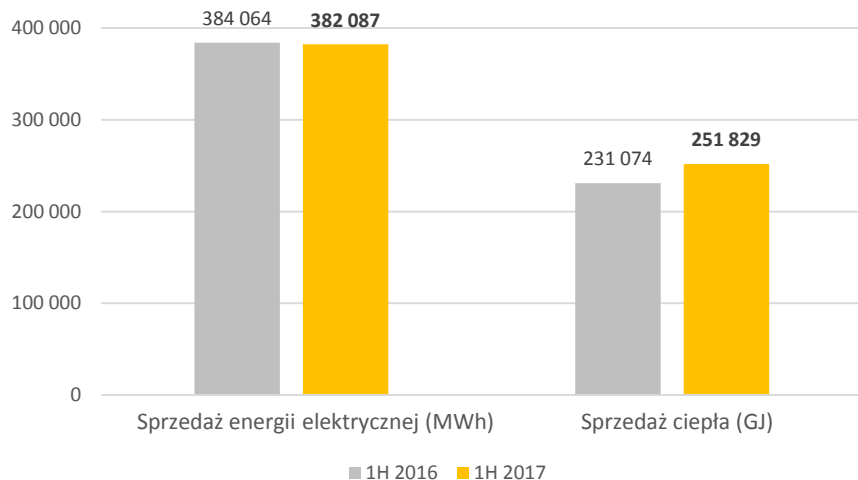


Znaczący spadek kosztów operacyjnych na MWh wyłączając wzrost podatku od nieruchomości

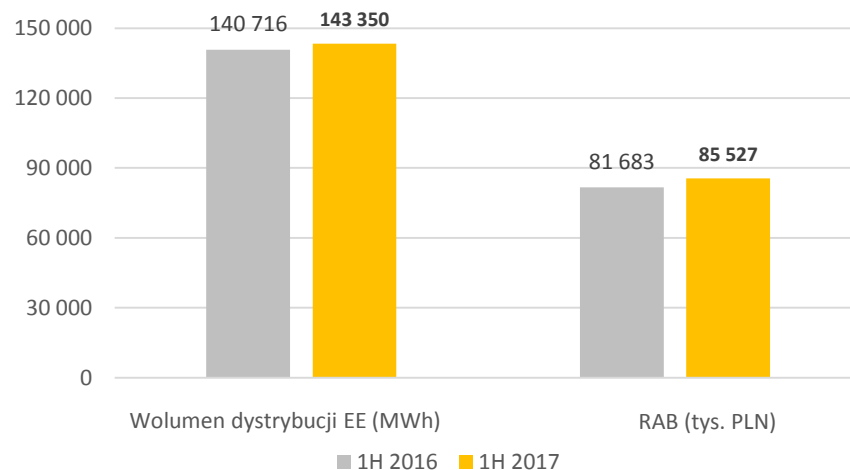
Nota 1: Vestas wywiązuje się ze zobowiązań umownych w związku z czym nie odnotowujemy strat na FW Mycielin

Stabilne dane operacyjne

Wolumeny w ENS: 1 pół. 2017 vs. 1 pół. 2016

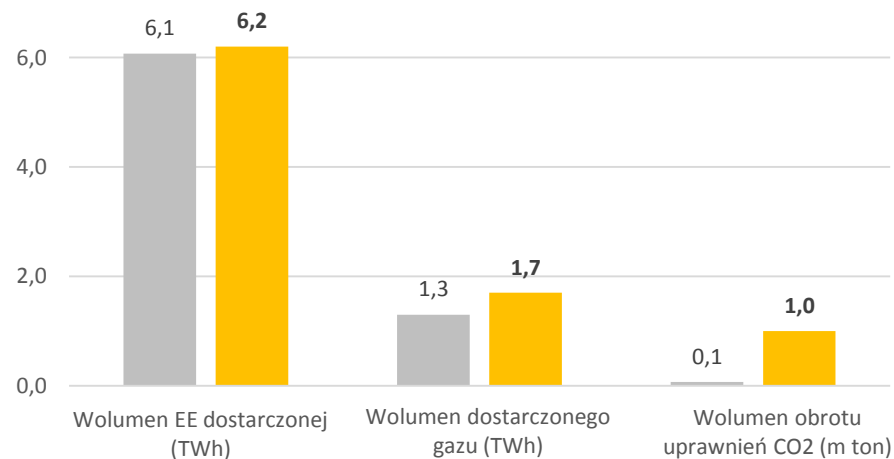


Wolumeny w Dystrybucji: 1 pół. 2017 vs. 1pół. 2016



- **Produkcja w Energetyce Konwencjonalnej** utrzymuje się na poziomie z 1 pół. 2016 roku, większy wolumen ze sprzedaży ciepła
- **Wzrost wolumenów w Dystrybucji** oraz wzrost WRA
- **Widoczny wzrost wolumenu energii elektrycznej/gazu w Obrocie** oraz nowe wolumeny w wyniku wprowadzenia handlu uprawnieniami CO₂

Wolumeny w Obrocie: 1 pół. 2017 vs. 1 pół. 2016



Bieżące kwestie strategiczne

Obszar	Cele strategiczne	Status
Adresowanie bieżących kwestii	1. Optymalizacja kosztów	Kontynuacja oszczędności kosztowych (2.7m na wynagrodzeniach pót./pót. kontynuując 9 mln zł redukcję kosztów z 2016 r.).
	2. Obrona wartości	Postępują rozmowy z bankami odnośnie przeprofilowania zadłużenia farm wiatrowych.
	3. Minimalizacja PON	- Strategia wielokierunkowa, która już w pełni zabezpieczyła 30% istniejących farm wiatrowych w 2017 r. (wg. mocy) , przy jednoczesnej minimalizacji negatywnego wpływu regulacji w miarę możliwości pozostałych farm wiatrowych. - Jeśli proponowane zmiany do Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wejdą w życie, to od października br. tylko części budowlane FW będą podstawą obliczania PON, nie zaś cała turbina, jak sugerują niektóre obecne interpretacje. W konsekwencji możliwe będzie osiągnięcie oszczędności na poziomie 1,7 mln PLN.
Zapewnienie wzrostu i dywersyfikacja	4. Morskie farmy wiatrowe	- Uzyskano drugą Decyzję Środowiskową dla projektu Bałtyk Środkowy II w kwietniu 2017. - Dalszy rozwój projektu farm wiatrowych na morzu zgodnie z harmonogramem.
	5. Dywersyfikacja technologiczna/geograficzna	- Podpisany MOU z Convergent Power – trwa analiza potencjalnych projektów inwestycyjnych dotyczących magazynowania energii na rynku niemieckim. - Ogłoszenie nowej strategii, po uprzednim zatwierdzeniu jej przez Radę Nadzorczą, planowane jest na przełomie 3 i 4 kw. 2017 roku.



02

Wyniki Finansowe

Wyniki skonsolidowane za 6M 2017 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	6M 2017	6M 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	1 342,5	1 366,5	(24,0)	-2%
Koszt własny sprzedaży	(1 298,0)	(1 285,4)	(12,6)	1%
w tym koszty rodzajowe	(207,0)	(210,9)	3,9	-2%
Zysk brutto ze sprzedaży	44,5	81,1	(36,6)	-45%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(16,5)	(19,9)	3,4	-17%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	5,7	(50,9)	56,6	-111%
A Zysk operacyjny (EBIT)	33,7	10,3	23,4	226%
Amortyzacja	48,9	56,2	(7,3)	-13%
Odpisy aktualizujące	–	54,2	(54,2)	–
EBITDA	82,6	120,7	(38,1)	-32%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(1,4)	(1,4)	–	0%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	–	(0,8)	0,8	-100%
Skorygowana EBITDA*	81,3	118,5	(37,3)	-31%
B Przychody finansowe	5,0	5,7	(0,7)	-12%
C Koszty finansowe	(32,3)	(32,2)	(0,1)	0%
A+B+C Zysk (Strata) brutto	6,4	(16,2)	22,6	-140%
Podatek dochodowy	(5,2)	(8,9)	3,7	-42%
Zysk (Strata) netto	1,2	(25,0)	26,3	-105%
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	3,0	3,0	–	–
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,8)	1,1	(1,9)	–
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	1,4	1,0	0,4	–
④ Eliminacja odpisów aktualizujących	–	54,2	(54,2)	–
⑤ Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	–	(5,3)	5,3	–
Skorygowany Zysk Netto*	4,8	29,0	(24,2)	-83%
Skorygowana Marża EBITDA	6,1%	8,7%	(2,6%)	-30%
Przychody Segmentu Obrót	1 082,0	1 045,6	36,4	3%
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(1 075,7)	(1 043,6)	(32,1)	3%
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	79,5	121,1	(41,5)	-34%
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,5%	37,7%	(7,2%)	-19%

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

Niższy poziom obrotów w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów, oraz w efekcie niższych prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ w segmencie Energetyki konwencjonalnej, częściowo skompensowane przez wyższy poziom wolumenu handlu hurtowego i rozwoju segmentu handlu gazem oraz lepszą wietrzność w segmencie FW.

Rozbicie kosztów zostało zaprezentowane na slajdzie 12. Głównie widoczny wpływ programu oszczędnościowego (redukcja o 9,1 mPLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 2,7 mPLN w roku 2017). Poprawa na pozostałych kosztach operacyjnych i EBIT głównie w wyniku odpisów dokonanych w 2016 roku na kwotę 54,2 mPLN.

Spadek amortyzacji związany z wydłużeniem okresu użyteczności ekonomicznej turbin w segmencie farm wiatrowych do 25 lat. Odpis związany z wejściem w życie ustawy odległościowej OZE.

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona na slajdzie 14.

Niższe przychody finansowe w wyniku sprzedaży EC Zakrzów w 2016 roku częściowo skompensowanej wyższymi odsetkami od depozytów oraz dodatnimi różnicami kursowymi. Wyższe koszty finansowe wynikające w szczególności z wyższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji częściowo skompensowane przez pozytywny wpływ różnic kursowych.

Spadek obciążenia z tytułu CIT wynika z niższego wyniku operacyjnego Grupy.

Pozycje normalizujące:

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (poza goodwilliem)
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynajęte z kredytu walutowego EUR)
- 3) Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis związany z wejściem w życie ustawy odległościowej OZE
- 5) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

Spadek marży wynika głównie ze spadku cen zielonych certyfikatów i jednorazowego efektu wyższej bazy w 1 kwartale 2016 roku w segmencie energetyki konwencjonalnej.

Wyniki skonsolidowane za 2Q 2017 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	2 kwartał 2017	2 kwartał 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	632,6	644,0	(11,4)	-2%
Koszt własny sprzedaży	(613,6)	(631,8)	18,2	-3%
w tym koszty rodzajowe	(101,0)	(100,7)	(0,3)	0%
Zysk brutto ze sprzedaży	19,0	12,2	6,8	56%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(8,3)	(10,9)	2,6	-24%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	4,4	(52,0)	56,4	-108%
A Zysk operacyjny (EBIT)	15,0	(50,7)	65,8	-130%
Amortyzacja	24,4	29,4	(5,0)	-17%
Odpisy aktualizujące	–	54,2	(54,2)	–
EBITDA	39,5	32,9	6,5	20%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(0,7)	(0,7)	–	0%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	–	(0,8)	0,8	-100%
Skorygowana EBITDA*	38,8	31,4	7,4	23%
B Przychody finansowe	1,6	4,5	(2,9)	-64%
C Koszty finansowe	(15,4)	(17,8)	2,4	-13%
A+B+C Zysk (Strata) brutto	1,2	(64,1)	65,3	-102%
Podatek dochodowy	(1,5)	2,6	(4,1)	-160%
Zysk (Strata) netto	(0,3)	(61,5)	61,1	-99%
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1,5	1,5	–	–
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,0)	0,9	(0,9)	–
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	0,7	0,6	0,1	–
Eliminacja odpisów aktualizujących	–	54,2	(54,2)	–
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	–	(5,3)	5,3	–
Skorygowany Zysk Netto*	1,9	(9,6)	11,5	–
Skorygowana Marża EBITDA	6,1%	4,9%	–	–
Przychody Segmentu Obrót	509,4	507,4	2,0	–
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(506,1)	(514,4)	8,3	–
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	37,8	40,5	(2,7)	–
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,7%	29,7%	–	–

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

Niższy poziom obrotów w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów, częściowo skompensowane przez wyższy poziom wolumenu handlu hurtowego i rozwoju segmentu handlu gazem oraz lepszą wietrzność w segmencie FW.

Opis różnic na kosztach rodzajowych oraz kosztach sprzedaży i ogólnego zarządu wyjaśniony na slajdzie 13. W głównej mierze widoczny wpływ programu oszczędnościowy w wyniku którego koszty wynagrodzeń uległy redukcji o dalsze 0,7 mPLN w roku 2 kwartał 2017. Poprawa na pozostałych kosztach operacyjnych i EBIT głównie w wyniku odpisów dokonanych w 2016 roku na kwotę 54,2 mPLN.

Spadek amortyzacji związany z wydłużeniem okresu użyteczności ekonomicznej turbin w segmencie farm wiatrowych do 25 lat. Odpis związany z wejściem w życie ustawy odległościowej.

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona na slajdzie 15.

Niższe przychody finansowe w wyniku sprzedaży EC Zakrzów w 2016 roku częściowo skompensowanej wyższymi odsetkami od depozytów oraz dodatnimi różnicami kursowymi.

Niższe koszty finansowe wynikające w szczególności z niższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji oraz z pozytywnego wpływu różnic kursowych.

W 2016 roku dodatni podatek odroczonej z uwagi na ujemny wynik brutto.

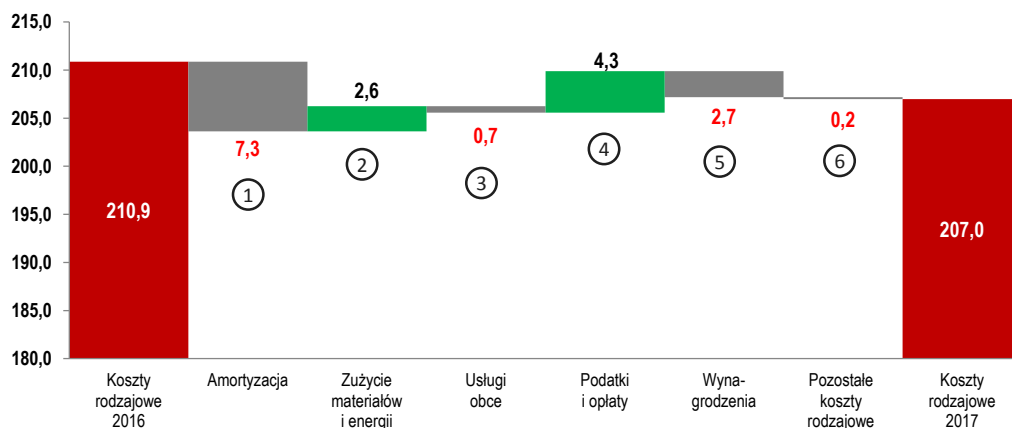
Pozycje normalizujące:

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (poza goodwilliem)
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynajęte z kredytu walutowego EUR)
- 3) Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis związany z wejściem w życie ustawy odległościowej OZE
- 5) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

Wzrost marży wynika głównie z powodu lepszej wietrzności oraz istotnego negatywnego efektu wyceny magazynu ZC w 2016 roku.

Ewolucja kosztów rodzajowych Grupy Polenergia S.A. w 6M 2017

Bridge kosztów 2017/2016

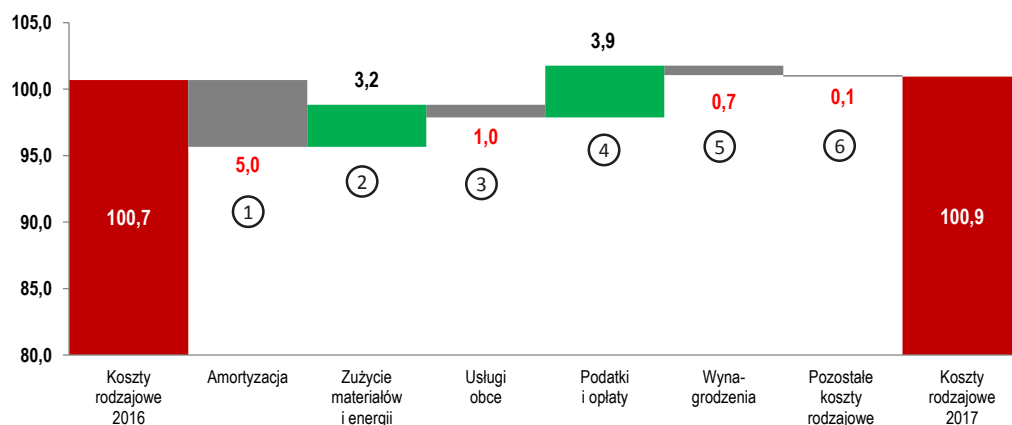


Dekompozycja kosztów rodzajowych	6M 2017	6M 2016	Różnica
Amortyzacja	48,9	56,2	(7,3)
Zużycie materiałów i energii	96,8	94,2	2,6
Usługi obce	28,0	28,6	(0,7)
Podatki i opłaty	13,3	9,0	4,3
Wynagrodzenia	18,4	21,1	(2,7)
Pozostałe koszty rodzajowe	1,6	1,8	(0,2)
RAZEM	207,0	210,9	(3,9)
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	1 107,6	1 094,4	13,1 (7)
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(16,5)	(19,9)	3,4 (8)
Razem koszt własny sprzedaży	1 298,0	1 285,4	12,6

- 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 (8,2 mPLN), częściowo zniwelowane przez niższe zużycie materiałów i energii w segmencie Biomasy (5,3 mPLN) oraz mniejsze koszty po sprzedaży EC Zakrzów (1,1 mPLN)
- Usługi obce:** spadek kosztów usług obcych, w szczególności mniejsze koszty po sprzedaży EC Zakrzów (1,5 mPLN) skompensowane przez wyższe koszty usług obcych w ENS (głównie koszty analiz i audytów) oraz w segmencie Dystrybucji (koszty doradztwa PON) (0,9 mPLN).
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z wyższego podatku od nieruchomości w farmach wiatrowych (4,5 mPLN), przede wszystkim z uwzględnienia kosztów PON na FW Mycielin (brak płatności w 2016 roku).
- Wynagrodzenia:** spadek kosztów wynagrodzeń w związku z wprowadzonym programem oszczędnościowym na poziomie HQ (Polenergia SA w ujęciu jednostkowym) (1,8 mPLN), sprzedażą EC Zakrzów (0,2 mPLN), oraz ograniczeniem zatrudnienia w segmencie Biomasy (0,7 mPLN). Spadek ubezpieczeń społecznych zgodny ze spadkiem wynagrodzeń.
- Pozostałe:** spadek pozostałych kosztów rodzajowych w związku z ograniczeniem kosztów działalności Grupy.
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów:** wzrost spowodowany głównie zmianą kosztu na poziomie segmentu Dystrybucji, bez wpływu na marżę.
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu:** niższe koszty między innymi w wyniku programu oszczędnościowego. Wartość ujemna w zestawieniu, ponieważ koszty te są już uwzględnione na poziomie kosztów rodzajowych.

Ewolucja kosztów rodzajowych Grupy Polenergia S.A. w 2Q 2017

Bridge kosztów 2017/2016

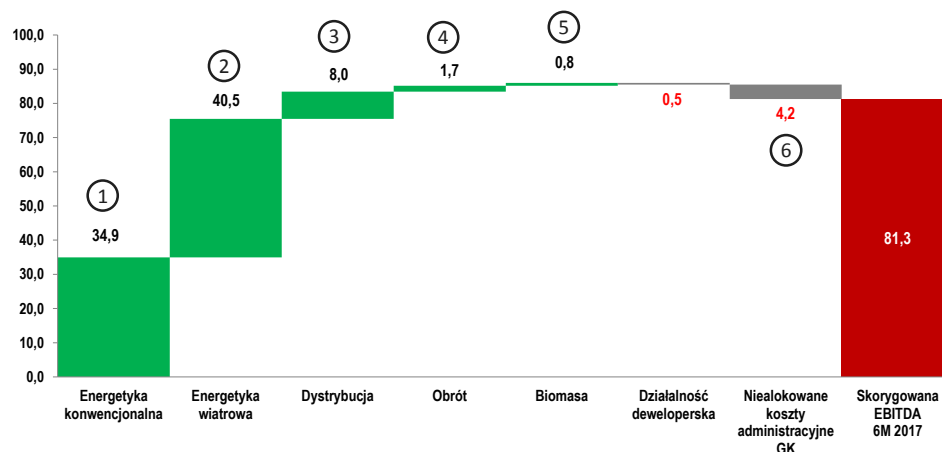


Dekompozycja kosztów rodzajowych	2Q 2017	2Q 2016	Różnica
Amortyzacja	24,4	29,4	(5,0)
Zużycie materiałów i energii	45,9	42,7	3,2
Usługi obce	13,9	14,9	(1,0)
Podatki i opłaty	6,6	2,7	3,9
Wynagrodzenia	9,3	10,0	(0,7)
Pozostałe koszty rodzajowe	0,8	0,9	(0,1)
RAZEM	100,9	100,7	0,3
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	521,0	542,1	(21,1)
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(8,3)	(11,4)	3,1
Razem koszt własny sprzedaży	613,6	631,3	(17,7)

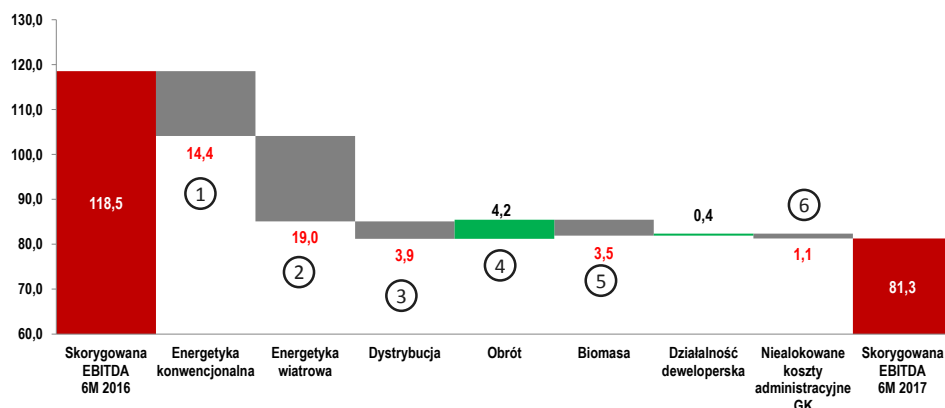
- Amortyzacja:** przede wszystkim spadek związany z wydłużeniem ekonomicznej użyteczności turbin w segmencie farm wiatrowych oraz dokonany w 2016 roku odpisem
- Zużycie materiałów i energii:** wzrost dotyczy przede wszystkim ENS (6,4 mPLN), częściowo zniwelowane przez niższe zużycie materiałów i energii w segmencie Biomasy (3,3 mPLN).
- Usługi obce:** spadek kosztów usług obcych w segmentach FW i Biomasy (głównie koszty transportu pelletu oraz serwisu).
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z wyższego podatku od nieruchomości w farmach wiatrowych (2,3 mPLN), przede wszystkim z uwzględnienia kosztów PON na FW Mycielin (brak płatności w 2016 roku) oraz odzyskania podatku (1,8 mPLN) na jednym z projektów (niższa baza dla 2016 roku).
- Wynagrodzenia:** spadek kosztów wynagrodzeń w związku z wprowadzonym programem oszczędnościowym na poziomie HQ (0,4 mPLN) oraz ograniczeniem zatrudnienia w segmencie Biomasy (0,5 mPLN).
- Pozostałe:** spadek pozostałych kosztów rodzajowych w związku z ograniczeniem kosztów działalności Grupy.
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów:** spadek spowodowany głównie zmianą kosztu na poziomie segmentu Dystrybucji, bez wpływu na marżę.
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu:** niższe koszty między innymi w wyniku programu oszczędnościowego. Wartość ujemna w zestawieniu, ponieważ koszty te są już uwzględnione na poziomie kosztów rodzajowych.

Wyniki skonsolidowane za 6M 2017 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 6M 2017



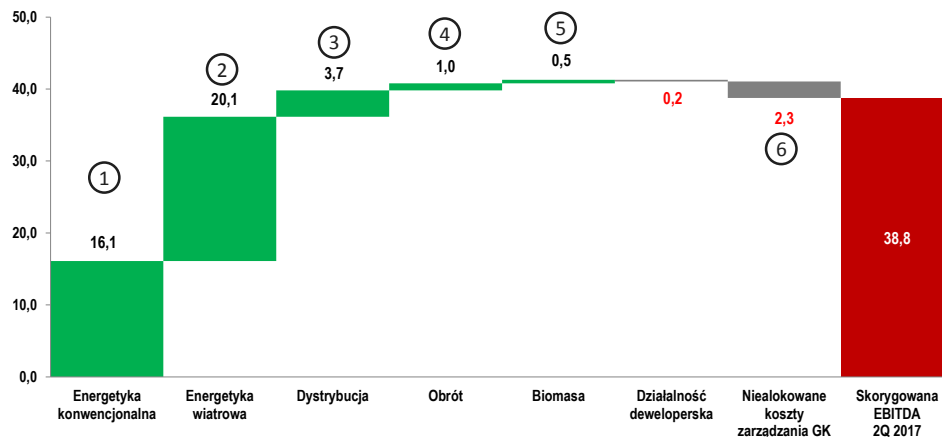
EBITDA Bridge 6M 2017/ 6M 2016



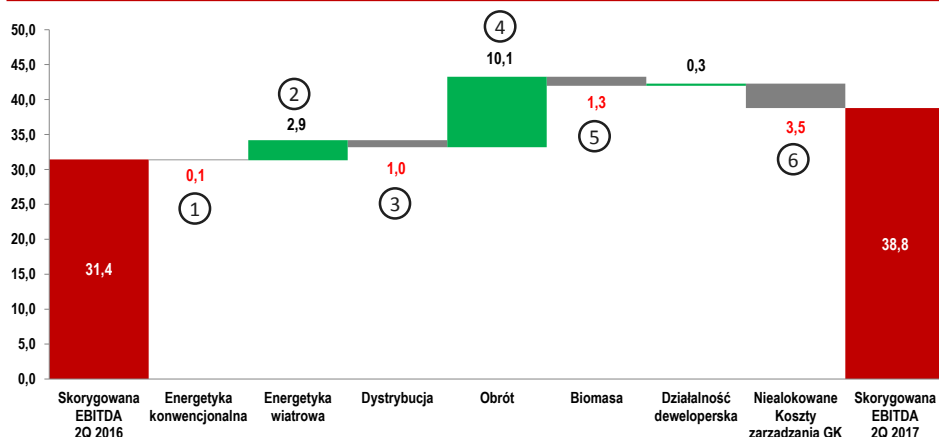
- Energetyka Konwencjonalna:** niższy wynik EBITDA segmentu (o 14,4 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016r.) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO2 dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020 (wpływ zdarzenia jednorazowego na poziomie ok. 14 mln PLN).
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 19,0 mln PLN) w rezultacie niższych cen zielonych certyfikatów, tylko częściowo skompensowanych wyższą produkcją farm wiatrowych.
- Segment Dystrybucji:** spadek EBITDA o 3,9 mln PLN, wynikający z wysokiej bazy I kw. roku 2016 (rozwiązanie rezerwy na rozliczenia z kontrahentem) (wpływ zdarzenia jednorazowego na poziomie ok. 2,5 mln PLN) oraz niższych marż na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku.
- Segment Obrotu:** EBITDA wyższa od ubiegłorocznej (o 4,2 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane większym bezwzględnym spadkiem cen zielonych certyfikatów w 2016r, co wpłynęło na pogorszenie rentowności ich portfela (w tym wyceny magazynu na koniec czerwca 2016 roku).
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 3,5 mln PLN) ze względu na niższe wolumeny oraz ceny sprzedaży pelletu.
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** koszty operacyjne generalnie niższe z uwagi na przeprowadzony program optymalizacyjny (wpływ widoczny na poziomie układu rodzajowego). W układzie segmentowym widoczne rozliczenie odpawy Zarządu w roku poprzednim, które w pozytywny sposób wpłynęło na 2 kw., gdyż koszt odpawy został rozłożony w czasie na cały rok.

Wyniki skonsolidowane za 2Q 2017 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 2Q 2017

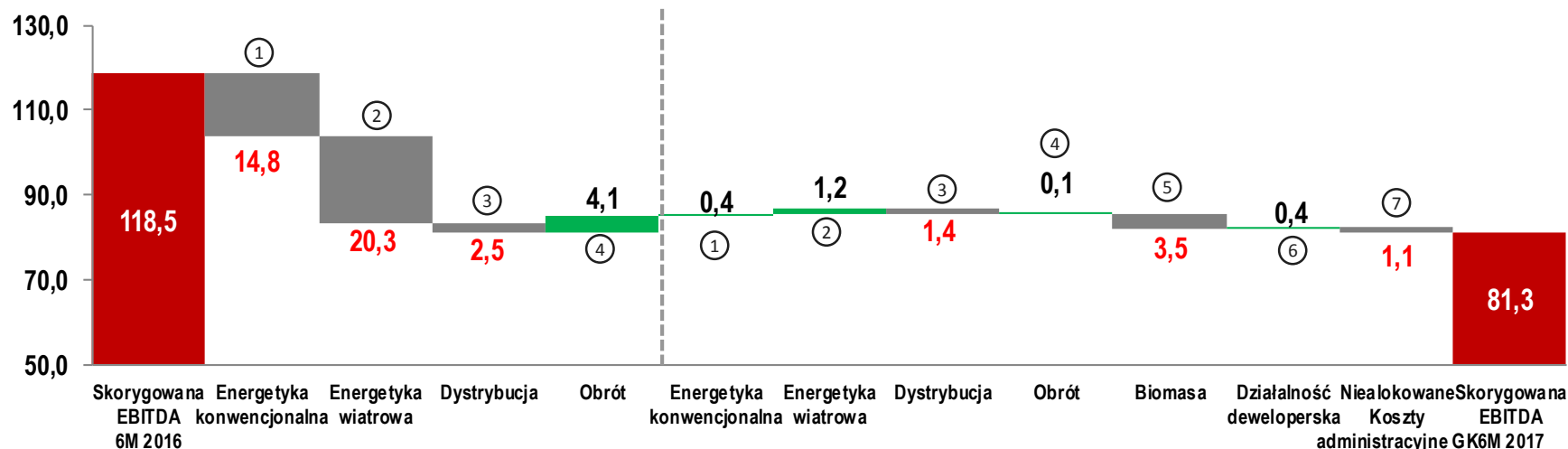


EBITDA Bridge 2Q 2017/ 2Q 2016



- Energetyka Konwencjonalna:** nieznaczny spadek EBITDA (o 0,1 mln PLN) głównie w rezultacie niższego wyniku na produkcji energii elektrycznej w ENS skompensowanej wyższymi przychodami z rekompensaty kosztów gazu.
- Energetyka Wiatrowa:** wzrost EBITDA (o 2,9 mln PLN) w rezultacie znacząco wyższej produkcji (o 35%) farm wiatrowych, częściowo skompensowany przez spadek cen zielonych certyfikatów.
- Segment Dystrybucji:** spadek EBITDA o 1,0 mln PLN, wynikający z niższych marż na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku.
- Segment Obrotu:** EBITDA wyższa od ubiegłorocznej (o 10,1 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów w 2016r, co wpłynęło na pogorszenie rentowności ich portfela (w tym wyceny magazynu na koniec czerwca 2016 roku).
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 1,3 mln PLN) ze względu na niższe wolumeny oraz ceny sprzedaży pelletu.
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** koszty operacyjne generalnie niższe z uwagi na przeprowadzony program optymalizacyjny (wpływ widoczny na poziomie układu rodzajowego). W układzie segmentowym widoczne rozliczenie odprawy Zarządu w roku poprzednim, które w pozytywny sposób wpłynęło na 2 kw., gdyż koszt odprawy został rozłożony w czasie na cały rok.

Skonsolidowane wyniki za 6M 2017 – EBITDA 2016 skorygowana o zdarzenia jednorazowe oraz wpływ świadectw pochodzenia



- Energetyka konwencjonalna:** wynik EBITDA segmentu gorszy o 14,4m, z czego 14,8m dotyczy efektu jednorazowej aktualizacji prognoz cen energii, gazu oraz CO₂ na lata 2016 – 2020 (w 1kw. 2016), która zmieniła alokację rekompensaty kosztów osieroconych w całym okresie systemu rekompensat: 2008 – 2020 (wpływ zdarzeń jednorazowych w wysokości 14 mPLN) w ENS oraz sprzedaż EC Zakrzów (wpływ na poziomie 0,8 mPLN), w związku z czym wynik skorygowany lepszy o 0,4m.
- Segment farm wiatrowych:** wynik EBITDA segmentu gorszy o 19,0m, z czego 20,3m dotyczy głównie efektu spadku cen ZC oraz dodatkowych kosztów PON. Z uwagi na lepszą produkcję (wyższy Load Factor) oraz spadek kosztów serwisu (renegocjacja umowy O&M) pozytywna zmiana wyniku EBITDA na poziomie 1,2m.
- Segment dystrybucji:** wynik EBITDA segmentu gorszy o 3,9m, z czego 2,5m dotyczy efektu rozwiązania rezerwy na koszty odstąpienia od programu rabatowego kontrahenta w 1 kw. 2016 roku w wysokości 2,5 mPLN. Ujemne odchylenie na podstawowej działalności na poziomie 1,4m wynika głównie z niższych przychodów ze sprzedaży gazu.
- Segment obrotu:** wynik EBITDA na poziomie 4,2m, z czego 4,1m wynika z pozytywnego wpływu na obrocie świadectwami pochodzenia w wysokości 7,4 mPLN oraz o negatywny wynik na handlu gazem (efekt wygaśnięcia umowy, która była realizowana w 2016 roku) w kwocie 3,3 mPLN, w związku z czym wynik skorygowany lepszy o 0,1m.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 3,5 mln PLN) ze względu na niższe wolumeny oraz ceny sprzedaży pelletu.
- Działalność deweloperska:** wzrost wyniku EBITDA (o 0,4 mln PLN) ze względu na oszczędności na poziomie kosztów rozwoju projektów
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** koszty operacyjne generalnie niższe z uwagi na przeprowadzony program optymalizacyjny (wpływ widoczny na poziomie układu rodzajowego). W układzie segmentowym widoczne rozliczenie odprawy Zarządu w roku poprzednim.

Korekty o zdarzenia jednorazowe w 1 półroczu 2016 roku oraz efekt niskich cen ZC przedstawiają pozytywną/stabilną działalność operacyjną większości podstawowych segmentów wraz z oszczędnościami kosztów serwisu w segmencie farm wiatrowych neutralizujących niższą produktywność w 1 kw. 2017 roku.

Analiza skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mPLN)	6M 2017	6M 2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.EBITDA	83	121
II.Korekty razem	(45)	(38)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	38	83
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	0	5
II.Wydatki	(11)	(64)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(10)	(59)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	16	81
II.Wydatki	(105)	(105)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(89)	(24)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(62)	(0)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(62)	(0)
F.Środki pieniężne na początek okresu	381	362
G.Skonsolidowane środki pieniężne na koniec okresu	319	362
Skonsolidowany dług	1 056	1 137
Skonsolidowany dług netto	736	775

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (- 46 mPLN) w segmencie obrotu i w ENS oraz podatek dochodowy (+2 mPLN).

Nakłady rozwojowe obejmują rozwój segmentu dystrybucji (7 mPLN) oraz development projektów (5 mPLN).

Wpływy wynikają głównie z zaciągnięcia kredytu inwestycyjnego w segmencie dystrybucji (6 mPLN) oraz kredytu obrotowego w ENS (10 mPLN).

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek, przede wszystkim farmy wiatrowe (65 mPLN), ENS (32 mPLN, w tym 12 mPLN kredytu obrotowego) i Dystrybucja (5 mPLN).

W tym 162 mPLN gotówki na poziomie Polenergii S.A. jako zabezpieczenie niepewności na rynku i fundusze na dalszą dywersyfikację / wzrost.

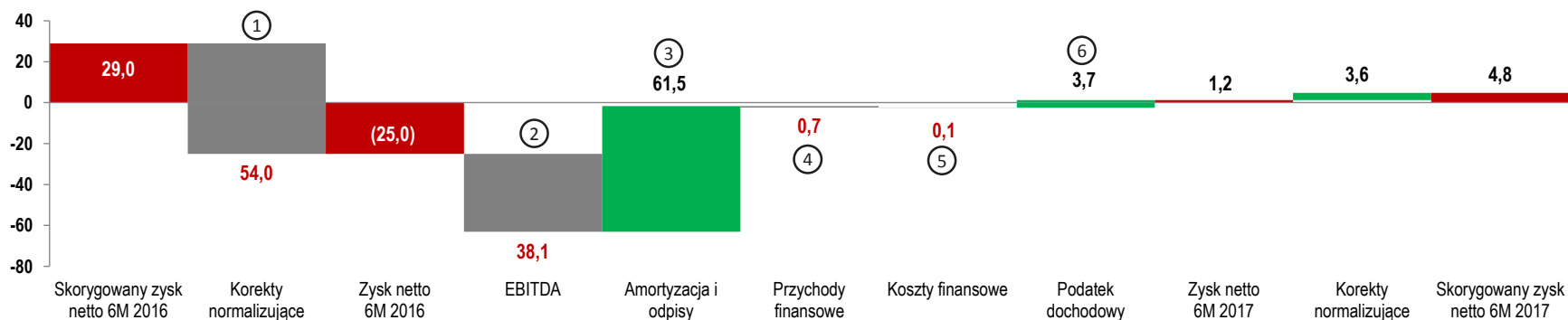
- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/07/2016 r. do 30/06/2017 r.) wyniosła 190,7 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 30 czerwca 2017 roku wyniosło 736,5 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,86x. Wzrost w porównaniu do 2016r. (3,41x) wynikający z niższej EBITDA za ostatnie 12M.

Niższy Dług Netto wynika z niższego zalewarowania skompensowanego częściowo przez niższe saldo środków pieniężnych, jednakże Dług Netto / EBITDA jest wyższy w porównaniu do 2016 roku w wyniku niższej EBITDA za ostatnie 12M.

Zysk netto – omówienie zmian r/r

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	6M 2017	6M 2016	Zmiana
EBITDA	82,6	120,7	(38,1)
Skorygowana EBITDA	81,3	118,5	(37,3)
Zysk/Strata Netto	1,2	(25,0)	26,3
Skorygowany Zysk/Strata Netto	4,8	29,0	(24,2)

Korekty normalizujące [mln PLN]	2017	2016	Zmiana
Effekt alokacji ceny nabycia	3,0	3,0	0,0
Effekt niezrealizowanych różnic kursowych	(0,8)	1,1	(1,9)
Effekt wyceny kredytów metodą AMC	1,4	1,0	0,4
Odpisy aktualizujące	0,0	54,2	(54,2)
Effekt sprzedaży EC Zakrzów	0,0	(5,3)	5,3
RAZEM	3,6	54,0	(50,5)



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik spadł o 24,2 mln PLN, co było spowodowane przez:

1. Szczegółowa dekompozycja korekt normalizujących za 6 miesięcy 2016 i 2017 roku została przedstawiona powyżej;
2. Wpływ EBITDA (wynik gorszy o 38,1 mln PLN);
3. Niższą amortyzację (o 7,3 mln PLN) 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 (w wysokości 54,2 mln PLN) związane z wejściem w życie ustawy odległościowej OZE;
4. Niższe przychody finansowe (o 0,7 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. Wyższe koszty finansowe (o 0,1 mln PLN) wynikające w szczególności z wyższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji (o 0,9 mln PLN) będących rezultatem kapitalizacji części kosztów finansowych dotyczących projektu Mycielin ze względu na fazę rozruchu w analogicznym okresie 2016 roku (zgodnie z przyjętymi zasadami rachunkowości) – w 2017 roku wszystkie koszty finansowe były rozpoznane bezpośrednio w rachunku wyników, częściowo skompensowane przez pozytywny wpływ różnic kursowych;
6. Niższy podatek dochodowy (o 3,7 mln PLN) wynikający z niższego wyniku operacyjnego.

Bilans

Aktywa (mPLN)	Na dzień 30.06.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 193	2 271	(78)
Rzeczowe aktywa trwałe	1 932	2 000	(68)
Wartości niematerialne	35	39	(4)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	11	12	(1)
Należności długoterminowe	5	5	(0)
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	25	30	(5)
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	558	703	(145)
Zapasy	28	41	(13)
Należności z tytułu dostaw i usług	100	149	(49)
Należności z tytułu podatku dochodowego	2	6	(4)
Pozostałe należności krótkoterminowe	33	20	13
Rozliczenia międzyokresowe	12	6	6
Krótkoterminowe aktywa finansowe	64	100	(36)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	319	381	(62)
Aktywa razem	2 751	2 974	(223)

Bieżąca amortyzacja aktywów operacyjnych częściowo skompensowane 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.

Pasywa (mPLN)	Na dzień 30.06.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Kapitał własny	1 269	1 267	2
Zobowiązania długoterminowe	936	1 016	(80)
Kredyty bankowe i pożyczki	766	820	(54)
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	65	66	(1)
Rezerwy	24	26	(2)
Rozliczenia międzyokresowe	57	59	(2)
Pozostałe zobowiązania	24	45	(21)
Zobowiązania krótkoterminowe	545	692	(147)
Kredyty bankowe i pożyczki	290	296	(6)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	110	156	(46)
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	0	1	(1)
Pozostałe zobowiązania	128	220	(92)
Rezerwy	3	3	0
Rozliczenia międzyokresowe	14	15	(1)
Pasywa razem	2 751	2 974	(223)

Splata kredytów i pożyczek (segment FW – 40 mPLN, ENS – 31 mPLN, Dystrybucja – 4 mPLN) skompensowana nowymi ciągnięciami (Dystrybucja – 6 mPLN) oraz kredytem obrotowym (ENS – 10 mPLN)

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 (od 1/07/2016 r. do 30/06/2017 r.) wyniosła 190,7 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 30 czerwca 2017 roku wyniosło 736,5 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,86x.

03

Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne

Kluczowe oczekiwane zmiany w regulacjach (1/2)

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.



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.



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

- Ustalenie obowiązku na 2018 r. na poziomie 17,5% 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



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

Kluczowe oczekiwane zmiany w regulacjach (2/2)

Zagadnienie:

**Publikowanie
harmonogramów aukcji w
perspektywie 3-letniej**

Opis:

- Minister Energii będzie publikował w Biuletynie Informacji Publicznej 31 października każdego roku, „Harmonogram sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii” wraz z raportem z konsultacji publicznych na 3 kolejne lata kalendarzowe.
- Takie rozwiązanie wymusi planowanie harmonogramu aukcji z wyprzedzeniem oraz ułatwi podejmowanie decyzji inwestycyjnych inwestorom.

Wpływ na
Polenergię



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

- Dotychczas jedynie farmy wiatrowe których budowa rozpoczęłaby się w 1 połowie 2018 r. miały szanse na spełnienie tego warunku. Jednocześnie aukcja dla wiatru ogłoszona na 2017 r. zakłada wsparcie jedynie dla 100-150MW co oznacza że pozostałe projekty nie miałyby szansy na realizację.
- Uchylenie artykułu likwiduje to ograniczenie i zwiększa szansę na realizację projektów, przy czym cały czas pozostają w mocy ograniczenia wynikające z okresu ważności pozwolenia na budowę oraz ważności umów przyłączeniowych z których większość także wygasa 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 2017	Szansa dla Polenergii
Biomasa	≤50MW	415 ✓
Wiatr na lądzie	>1MW	350 ✓
Wiatr na morzu		470 ✓
Instalacje hybrydowe	>1MW	405 ✓

- 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:

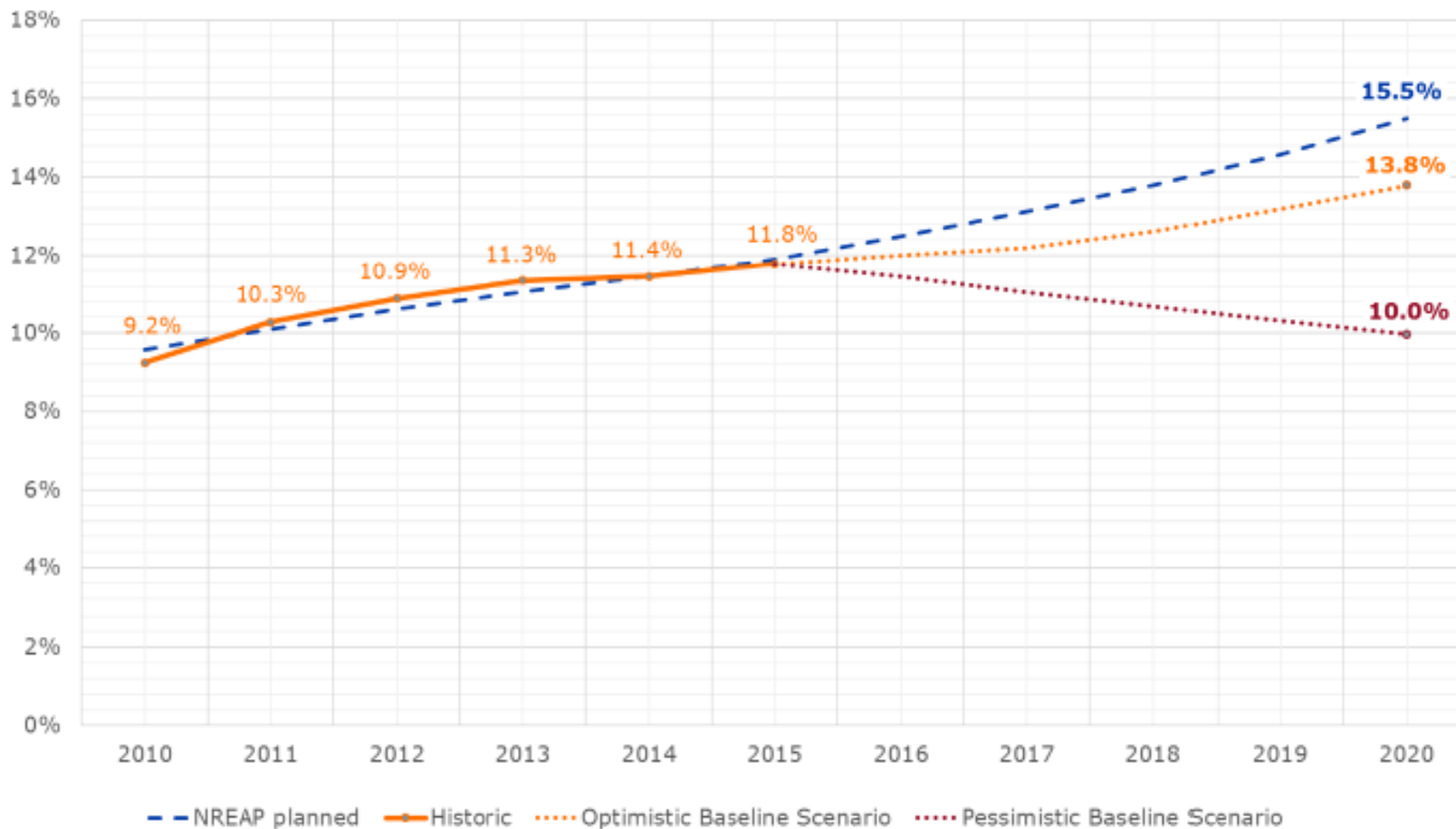
Koszyk technologiczny	Wynik	Cena (PLN/MWh)
Istniejące biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej ≤ 1MW	Złożono 7 ofert, 7 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 824,6 TWh	Min: 502,2 Max: 504,6
Istniejące biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej > 1MW	Aukcja nie doszła do skutku 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

Grudzień 2016

Czerwiec 2017

Wyniki czerwcowej aukcji zwracają uwagę przez dużą frekwencję w aukcji kierowanej do inwestorów planujących budowę elektrowni fotowoltaicznych, wiatrowych i wodnych o mocy do 1 MW

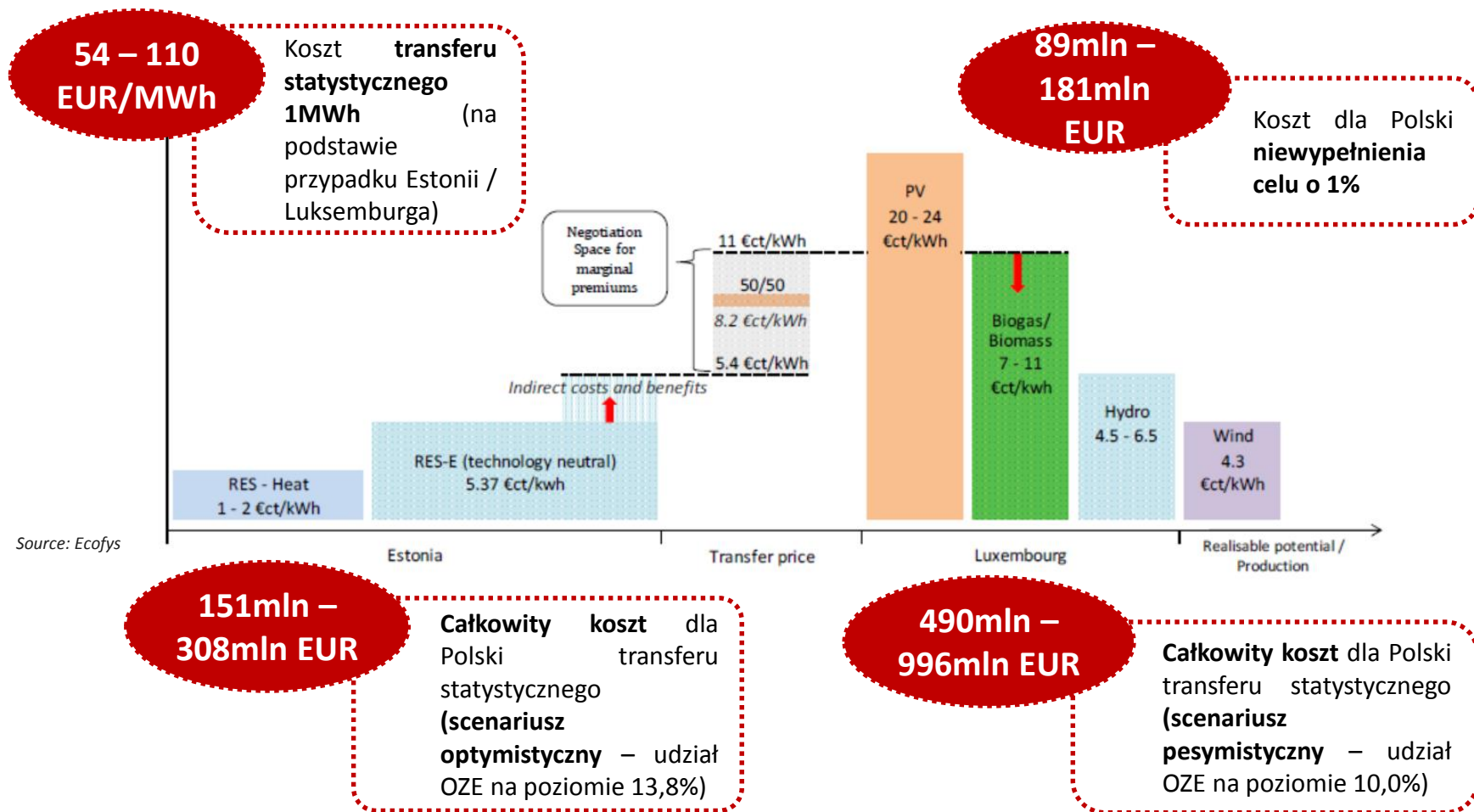
Istnieje poważne ryzyko, że Polska nie wypełni celu OZE UE na 2020 rok



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%

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

Sukces Międzynarodowego Arbitrażu dot. Hiszpanii i perspektywy dla Polski

Przypadek Hiszpanii

Hiszpania przegrywa międzynarodowy arbitraż ICSID dotyczący odnawialnych źródeł energii

Na mocy rozstrzygnięcia Międzynarodowego Centrum Rozstrzygania Sporów Inwestycyjnych (ICSID), Hiszpania musi zapłacić 128 milionów euro odszkodowania plus odsetki za ograniczenie wsparcia dla elektrowni słonecznych (CSP):

- Sąd opowiedział się za brytyjską firmą Eiser Infrastructure Limited.
- Wyrok ten wydany przez ICSID koncentruje się na konsekwencjach hiszpańskiej reformy rynku energii elektrycznej z lat 2013 i 2014.
- Obecnie w toku jest 26 innych spraw inwestorów w projektach OZE jest w toku.

Eiser otrzyma 128 milionów euro tytułem rekompensaty za utratę wartości z inwestycji z 3 elektrowni słonecznych w Hiszpanii - szacowana wartość sporów dotyczących arbitrażu, które są w toku wynosi 3 mld EUR

Przypadek Polski

Co najmniej 13 notyfikacji przeciwko Polsce jest w rozpatrzeniu na mocy Karty Energetycznej, której Polska jest sygnatariuszem wg informacji z BNEF

- Ministerstwo Energetyki prowadziło rozmowy z zainteresowanymi inwestorami, sugerując, że rząd stara się uniknąć arbitrażu.
- Sprawa może mieć znaczenie dla spraw polskich, ponieważ zawiera ważne wytyczne dotyczące ograniczeń które mogą być wprowadzane przez rządy dla projektów w trakcie trwania ich życia.

Pozytywny rezultat sporu Eiser w Hiszpanii sprawia, że bardziej prawdopodobne jest, że spory da rozwiązać się poza arbitrażem

Pozew Tauron

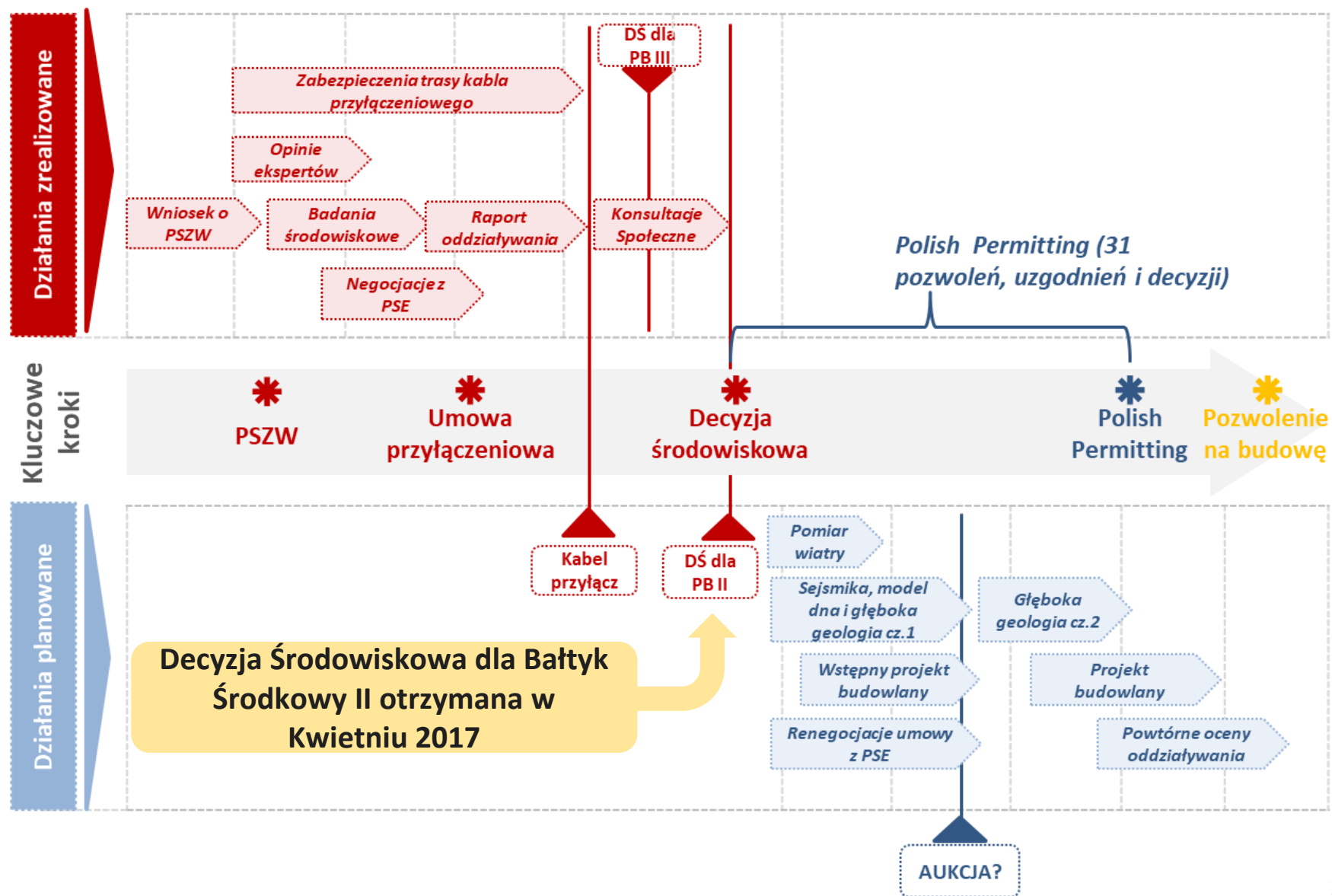
Tauron pozwany na ponad 1,2 mld zł

Amerykański koncern energetyczny Invenergy oraz spółki z grupy Enerco pozwały Tauron za niezgodne z prawem rozwiązanie umów długoterminowych na kwotę ponad 1,2 mld zł (325 mln \$).

- Spółce Tauron S.A. postawiono zarzut „nieetycznych i niezgodnych z prawem działań polegających na rozwiązaniu długoterminowych umów z operatorami farm wiatrowych na zakup energii oraz praw majątkowych ze świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów)“.

Pozytywne wiadomości z międzynarodowych arbitraży mogą stanowić istotny precedens dla Polski

Status i plan dalszego rozwoju projektu Morskiej Farmy Wiatrowej



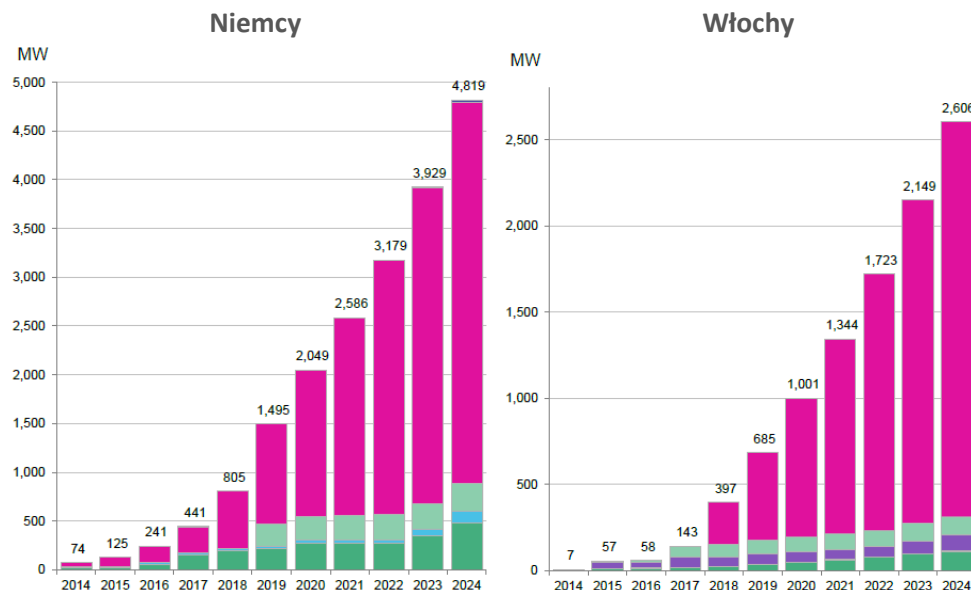
Magazynowanie energii: przełomowa współpraca z Convergent Power

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

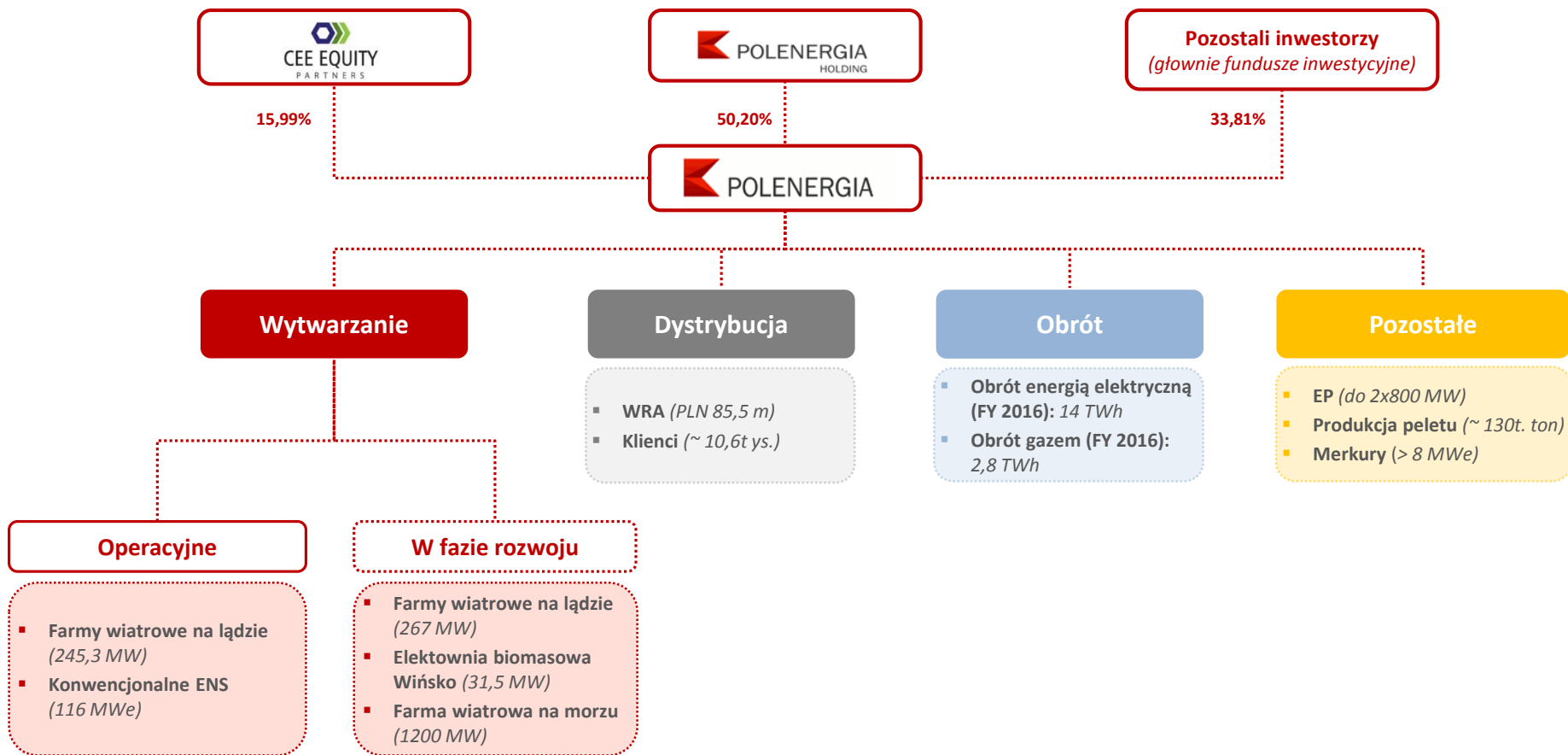
04

Załączniki

A

Opis Grupy

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

Operacyjne farmy wiatrowe

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Data oddania do użytkowania	Klienci
1	Puck	22,0	2007	Energa, Polenergia Obrót
2	Modlikowice	24,0	2012	Tauron Sprzedaż
3	Łukaszów	34,0	2012	Tauron Sprzedaż
4	Gawłowice	48,3	11.2014	Polenergia Obrót
5	Rajgród	25,3	10.2014	Polenergia Obrót
6	Skurpie	43,7	08.2015	Polenergia Obrót
7	Mycielin	48,0	12.2015	Polenergia Obrót

Łączna moc:

**245,3
MW**



FW Puck

- Łączna moc projektu wynosi 22,0 MWe, składa się on z 11 turbin (Gamesa) po 2,0 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo pomorskie, powiat pucki;
- Oddanie do użytku nastąpiło w styczniu 2007;
- Średnia roczna produkcja około 42 GWh;



FW Modlikowice

- Łączna moc projektu wynosi 24,0 MWe, składa się on z 12 turbin (Vestas) po 2,0 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat złotoryjski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012;
- Średnia roczna produkcja około 50 GWh;



FW Łukaszów

- Łączna moc projektu wynosi 34,0 MWe, składa się on z 17 turbin (Vestas) po 2,0 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat złotoryjski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012;
- Średnia roczna produkcja około 74 GWh;



FW Gawłowice

- Łączna moc projektu wynosi 48,3 MWe, składa się on z 21 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo kuj. – pom., powiat grudziądzki;
- Oddanie do użytku nastąpiło w listopadzie 2014;
- Planowana roczna produkcja około 144 GWh;



FW Rajgród

- Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo podlaskie, powiat grajewski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w październiku 2014;
- Planowana roczna produkcja około 67 GWh;



FW Skurpie

- Łączna moc projektu wynosi 43,7 MWe, składa się on z 19 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo warmińsko-mazurskie, powiat działdowski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w sierpniu 2015;
- Planowana roczna produkcja około 122 GWh;



FW Mycielín

- Łączna moc projektu wynosi 48 MWe, składa się on z 24 turbin (Vestas) 2,0 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo Lubuskie, powiat szprotawski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w grudniu 2015;
- Planowana roczna produkcja około 136 MWh;

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%

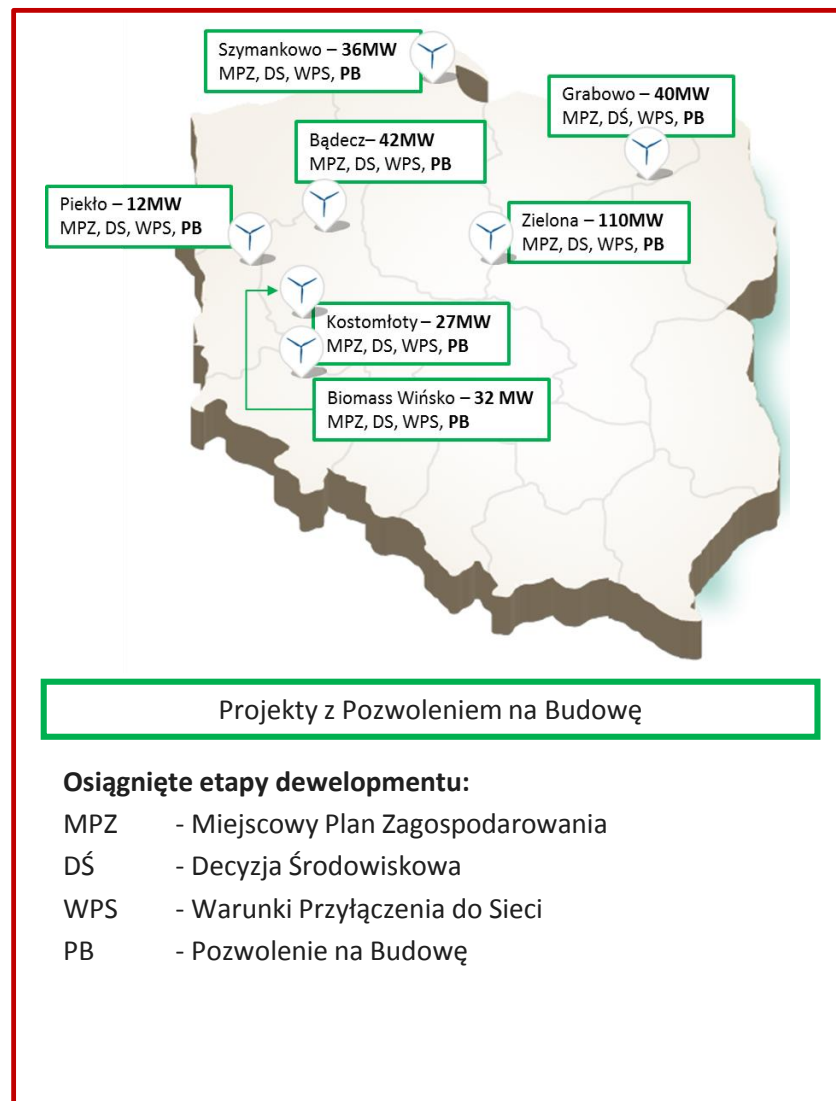
ENS jest wyjątkowo predysponowane do współpracy z KSE poprzez świadczenie różnych usług systemowych, w tym odbudowy systemu elektroenergetycznego na podstawie umowy z operatorem systemu

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

Portfel developerski

- Portfel farm operacyjnych na koniec roku 2015 osiągnął moc 245,3 MW;
- Dodatkowo Polenergia posiada portfel 6 projektów o mocy 267 MW z uzyskanym pozwoleniem na budowę:

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Pozwolenie na budowę
8	Piekłto	12	Uzyskane
9	Grabowo	40	Uzyskane
10	Zielona	110	Uzyskane
11	Kostomłoty	27	Uzyskane
12	Bądecz	42	Uzyskane
13	Szymankowo	36	Uzyskane
		267 MW	



Elektrownia biomasowa Wińsko w fazie rozwoju

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

Kluczowe cechy

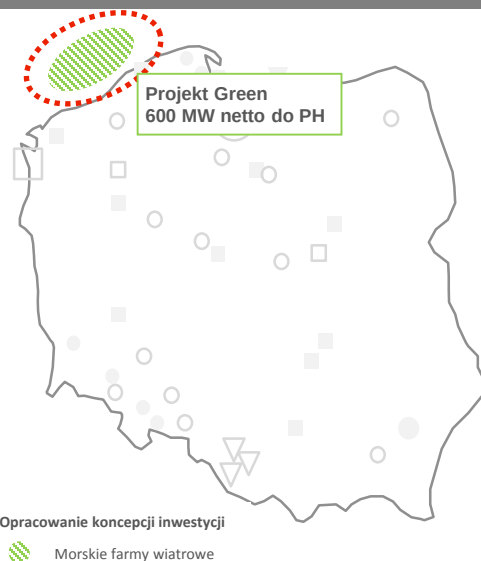
Turbina	Kondensacja/Alstom
Kocioł	Wibrująca krata/ DP Cleantech
Zainstalowana moc	31,5 MWe
Uruchomienie	2020
Klient	Dostawa do sieci
Produktywność (load factor)	92%
Sprawność	Elektryczna 33%
Okres działania	30 lat

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Farmy wiatrowe na morzu

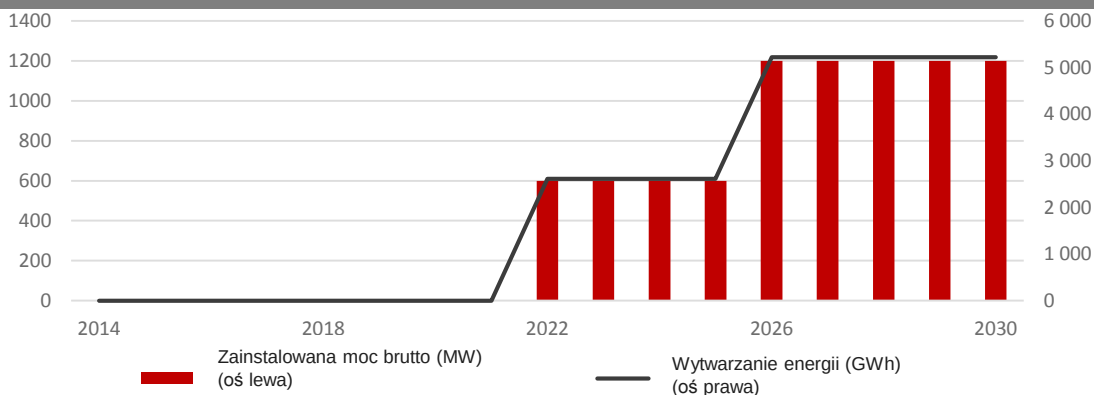
Opis

- 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 Bałtyk Środkowy III o planowanej mocy 600 MW
- 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



Zainstalowana moc i wytwarzanie elektryczności (udział PH)



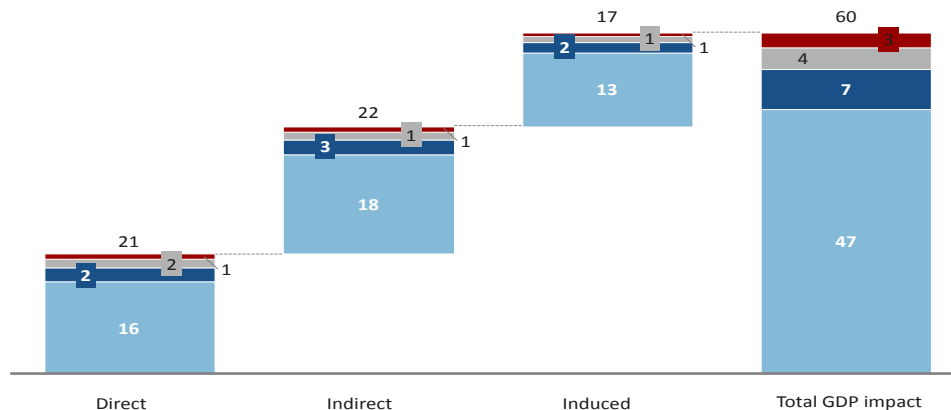
	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II	Bałtyk Północny (wstrz.)
Obszar (w km ²)	116,6	122	128,5
Moc maksymalna (MW)	1200	1200	1560
Planowana moc (MW)	600	600	>600
Głębokość (m)	25-39	23-41	25-35
Dystans do brzegu (w prostej linii, w km)	22	37	81
Planowana moc turbiny (MW)	8	8-10	8-10
Ilość turbin	75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

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. 35

Morskie farmy wiatrowe mogą mieć znaczący pozytywny wpływ na polską gospodarkę

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



1 W cenach 2014, porównując do PKB 2014

Procent 10cio-
-letniego PKB¹

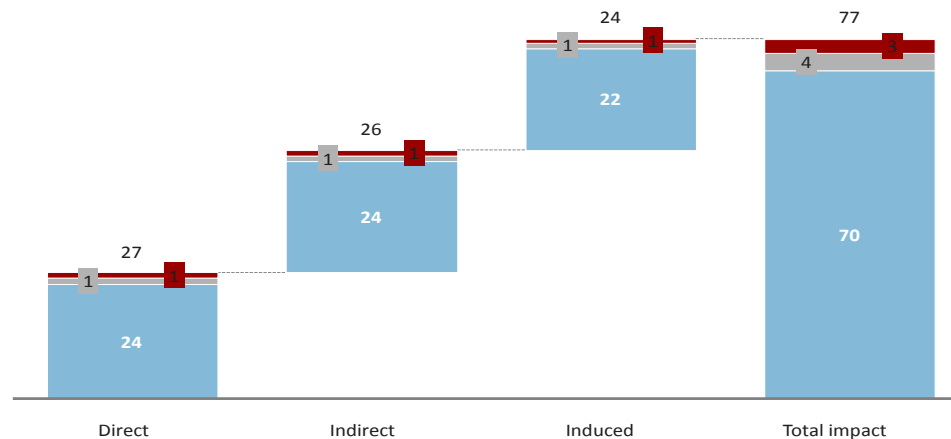
Potencjalny przychód
z podatków

0,34

PLN 15mld

Infrastruktura
O&M
Eksport
Capex

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



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

Źródło: GUS; McKinsey

Procent
bezrobocia¹

6,4

Ponad 60mld PLN do PKB oraz do 77 tysięcy dodatkowych miejsc pracy w całej Polskiej gospodarce kompensujących (bądź będących alternatywą dla) efekty restrukturyzacji polskich kopalni. Stanowi to realną alternatywę dla polskiego Rządu.

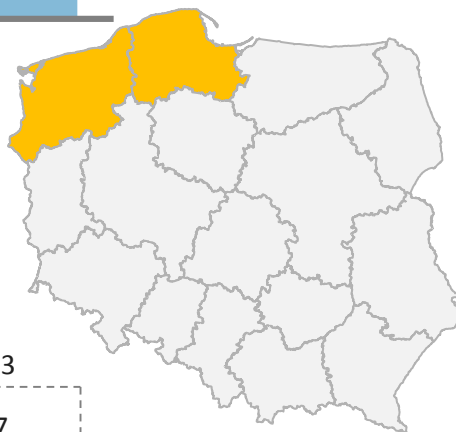
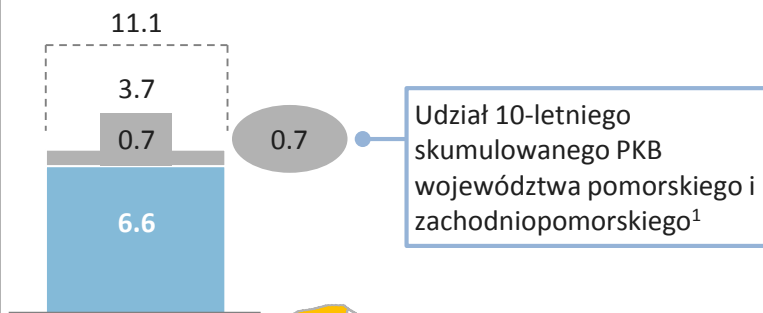
Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

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

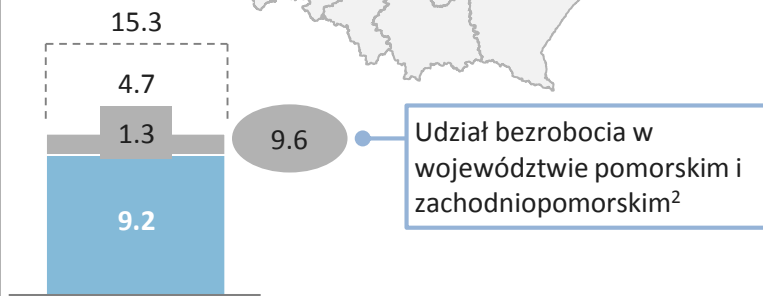
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

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

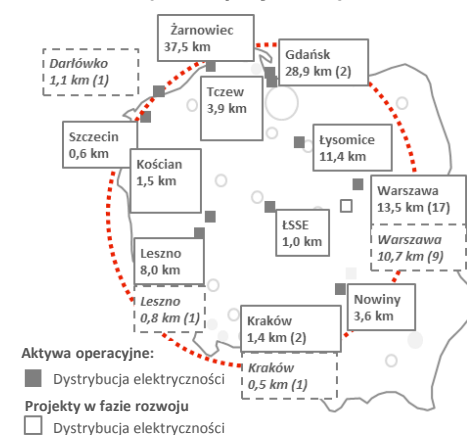
Informacje o spółce

- 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 sprzedaż 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
- 10,6k klientów dystrybuujący ~285 GWh przez 110 km linii energetycznych, 87 podstacji i 143 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 2015	FY 2016
Wolumen dystrybucji	GWh	278,8	284,0
Wolumen sprzedaży EE	GWh	294,2	140,2
Nakłady inwestycyjne	m PLN	6,9	8,2
RAB (na koniec roku)	m PLN	77,8	81,7

	W użyciu	W rozwoju	Ogółem
Moc dystrybucji	75 MW	19 MW	94MW
Odbiorcy końcowi	10,6k	5,1k	16,6k
Liczba podstacji	91	25	116
Liczba transformatorów	146	34	180

Polenergia Obrót

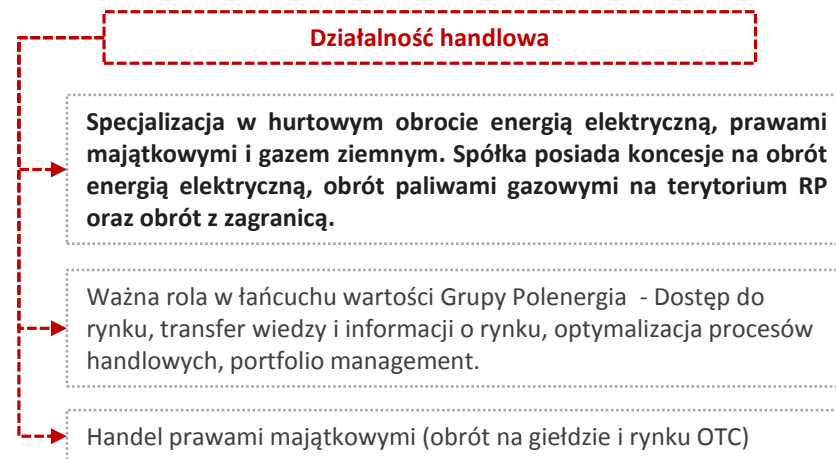
Polenergia Obrót specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi i świadectwami pochodzenia, jak również zarządza umowami na dostawę energii elektrycznej dla podmiotów z Grupy Polenergia i firm zewnętrznych

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 i świadectwami pochodzenia, zarówno w ramach kontraktów długoterminowych, bieżących transakcji i pełni rolę animatora na POPLX na TGE.

Kluczowe aspekty 2016

- W Lipcu 2016 Polenergia Obrót podpisała z Towarową Giełdą Energii umowę na pełnienie funkcji animatora w odniesieniu do instrumentów elektrycznych.
- W 2016 Polenergia Obrót rozpoczęła dostarczanie gazu w fizycznym punkcie dostawy.
- Jako pierwsza na polskim rynku**, Polenergia Obrót zainicjowała transakcje dotyczące świadectw pochodzenia w imieniu producentów energii z Grupy Polenergia (gwarancje pochodziły z farmy wiatrowej z grupy Polenergia).
- W 2014 Polenergia Obrót uzyskał koncesję na obrót gazem ziemnym i handlu gazem z zagranicznymi klientami i aktywnie bierze udział na tym rynku. W 2016 Spółka zwiększyła wolumen sprzedanego gazu ziemnego do poziomu 2,8 TWh.



Wyniki operacyjne	Jednostka	FY 2015	FY 2016
Sprzedana energia	TWh	12	14
Sprzedany gaz ziemny	GWh	290	2780

Udział Polenergii Obrót w hurtowym rynku energii w Polsce szacuje się na ok. 5-5,5% w 2016 roku.

Produkcja pelletu

- W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie, od 2008r. Polenergia uruchomiła 3 projekty w których produkowany jest pellet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki zawodowej i elektrociepłowni komunalnych. Firma posiada trzy fabryki pelletu
 - Fabryka Północ, zlokalizowana w Sępólnie Krajeńskim
 - Fabryka Południe, zlokalizowana w Ząbkowicach Śląskich
 - Fabryka Wschód, zlokalizowana w Zamościu

	Fabryka Północ	Fabryka Południe	Fabryka Wschód
Uruchomienie	2009	2010/2011	2012
Produkcja roczna* (tony)	21k	41k	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.

Węgiel – Elektrownia Północ (rozwój ograniczony)

- Budowa elektrowni węglowej o mocy do 2*800 MWe przy użyciu technologii nadkrytycznej.
- Projekt będzie oparty na długoterminowej umowie PPA z gwarantowaną ceną odbioru na 20 lat.

Kluczowe cechy	
Planowana moc	Do 2*800 Mwe
Wydajność	ponad 45%
Paliwo (węgiel)	20-22 GJ/ton