



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za 1 kwartał 2017

11 maja 2017

Agenda:

- | | | |
|----|---|-------|
| 01 | Podsumowanie wyników za 1 kwartał 2017 roku | 3-7 |
| 02 | Wyniki Finansowe | 8-16 |
| 03 | Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne | 17-27 |
| 04 | Załączniki | |
| A | Opis Grupy | 28-38 |

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

01

Podsumowanie wyników za 1 kwartał 2017

Podsumowanie 1 kwartału 2017



- **Energetyka konwencjonalna:** stabilne wyniki operacyjne (1 kw. 2016 zawyżony przez zdarzenie jednorazowe) 24 stycznia 2017 ENS i Ciech Sarzyna podpisały umowy na dostawy energii cieplej i zapewnienie usług serwisowych na lata 2020-2030.
- **Dystrybucja:** stabilne wyniki w 1 kw. 2017; w 1 kw. 2016 efekt jednorazowy, wzrost WRA o 5% do poziomu 85,5 m zł;
- **Obrót:** Pozytywne wyniki na handlu gazem, uprawnieniami CO₂ i energią po wyłączeniu negatywnego wpływu zielonych certyfikatów;
- **Morskie farmy wiatrowe:** Znaczący potencjał wzrostu wartości utrzymany. W kwietniu 2017 uzyskano decyzję środowiskową dla Bałtyk Środkowy II;
- **Oszczędności kosztowe:** Kontynuacja oszczędności kosztowych pozwoliła uzyskać 4m zł redukcji na poziomie kosztów operacyjnych, których znaczna część to wynik ciągłych oszczędności na poziomie Centrali;
- **Współpraca z developerem magazynów energii:** W ramach strategii dywersyfikacji Polenergia podpisała umowę o współpracy z Convergent Energy + Power.

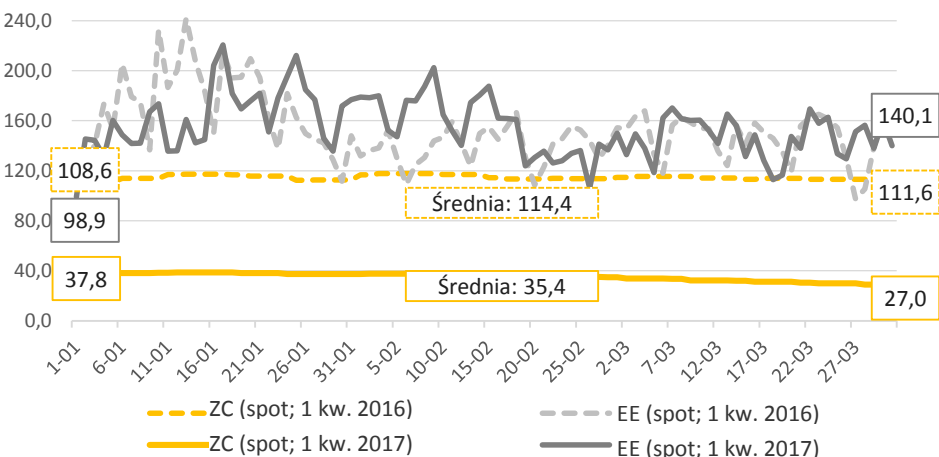


- **Ceny rynkowe:** Spadek cen zielonych certyfikatów do historycznych minimów ze średnią ceną w 1 kw. 2017 wynoszącą ok. 35 zł / MWh wobec 114,5 zł / MWh w I kw. 2016;
- **Produktywność segmentu Wiatr:** Wietrzność w 1 kw. 2017 była gorsza niż w analogicznym okresie ubiegłego roku o 7%. Nadal Polenergia wyraźnie przewyższa rynek o 11%.
- **Biomasa:** Niższe wolumeny sprzedaży.
- **Wpływ czynników regulacyjnych:** Częściowe zwiększenie zobowiązań z tytułu podatku od nieruchomości w związku z wejściem w życie tzw. Ustawy Odległościowej, jednakże 30% wszystkich farm wiatrowych (wg mocy) zostało zabezpieczonych na 2017 rok przed wpływem historycznie wysokiego poziomu podatek od nieruchomości;

- **Niskie ceny Zielonych Certyfikatów i efekt zdarzeń jednorazowych z 1 kw. 2016. Po korekcie o te efekty inne segmenty pokazują stabilne wyniki**
- **Trend oszczędności kosztowych jest kontynuowany**
- **Pozytywne osiągnięcia w morskich farmach wiatrowych oraz nawiązanie współpracy z developerem systemów magazynowana energii Convergent Power**

Gorsza wietrzność i niskie ceny ZC w portfelu OZE, produktywność wciąż powyżej średniej dla Polski

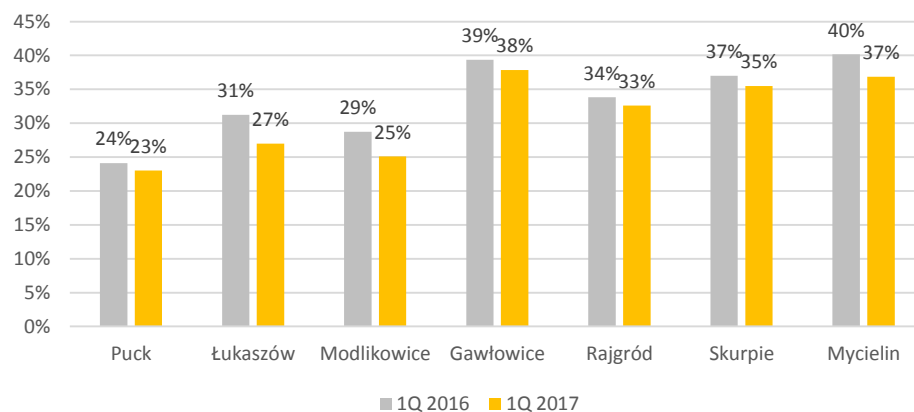
Cena rynkowa EE i ZC: 1kw. 2017 vs. 1kw. 2016 (PLN/MWh)



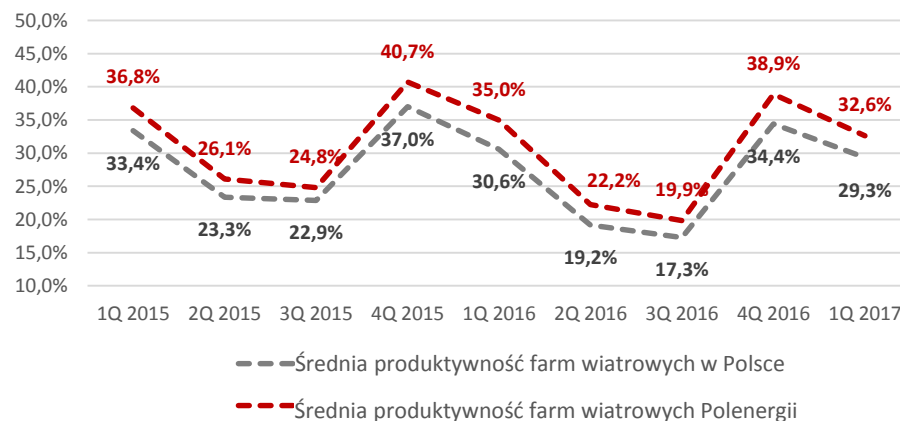
Źródło: TGE

- Spadek cen ZC i stabilne ceny energii
- Produktywność farm wiatrowych w 1 kw. 2017 była poniżej poziomu z analogicznego okresu ubiegłego roku jednak przewyższyła średnią produktywność farm wiatrowych w Polsce

Wskaźnik wykorzystania w 1 kw. 2017 vs. 1kw. 2016

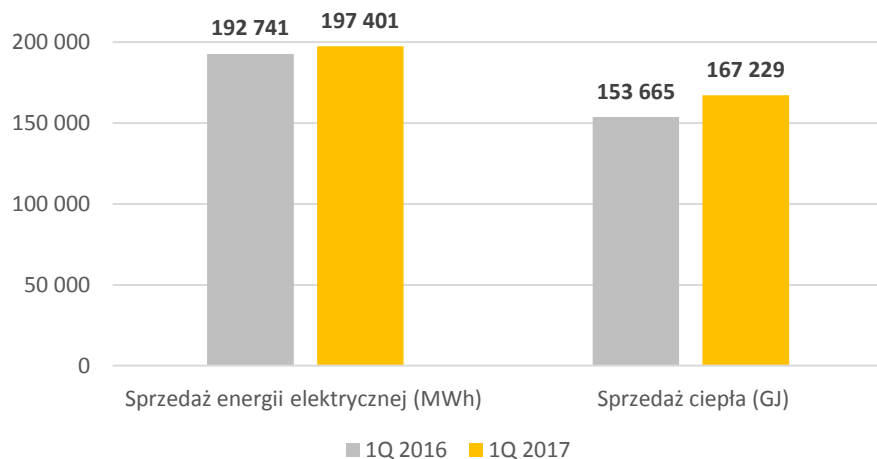


Produktywność farm Polenergii powyżej średniej

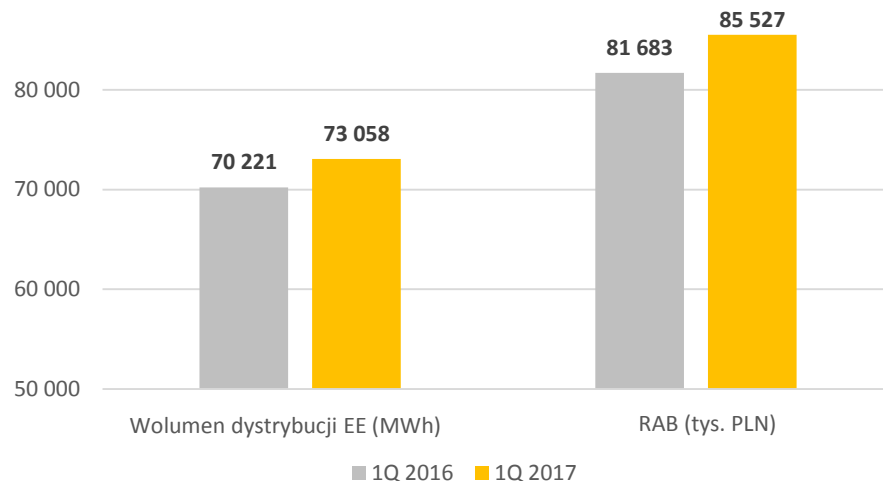


Stabilne dane operacyjne

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

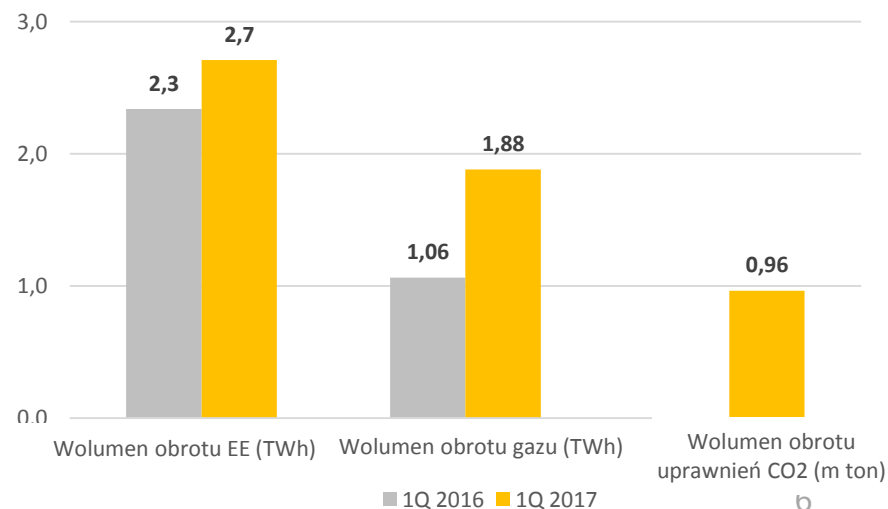


Wolumeny w Dystrybucji: 1 kw. 2017 vs. 1kw. 2016



- Produkcja w Energetyce Konwencjonalnej utrzymuje się na poziomie z 1 kw. 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 kw. 2017 vs. 1 kw. 2016



Bieżące kwestie strategiczne

Obszar	Cele strategiczne	Status
Adresowanie bieżących kwestii	1. Optymalizacja kosztów	Kontynuacja oszczędności kosztowych (2m na wynagrodzeniach kw./kw. podtrzymując 9 mln zł redukcję kosztów z 2016 r.). Dodatkowo osiągnięto 0,6m oszczędności na kosztach O&M farm wiatrowych, które będą kontynuowane w kolejnych kwartałach
	2. Obrona wartości	- Negocjacje z bankami są kontynuowane odnośnie przeprofilowania zadłużenia farm wiatrowych w razie potrzeby, negocjacje są trudne ze względu na uwarunkowania zewnętrzne; - Gotowość aukcyjna projektów wiatrowych i biomasowego (w tym potencjalnie hybrydy jeżeli regulacja dopuści taką możliwość)
	3. Minimalizacja PON	Strategia wielokierunkowa, która już w pełni zabezpieczyła 30% istniejących farm wiatrowych w 2017 r. (wg. mocy) , przy jednoczesnej minimalizacji w miarę możliwości pozostałych farm wiatrowych.
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   	- Kontynuacja pilotażu projektu PV w Polenergii Dystrybucja na bazie klientów w Polsce; - Polenergia analizuje perspektywy strategicznego rozwoju ukierunkowanego na dywersyfikację technologiczną i geograficzną, w dalszym ciągu koncentrując się na energetyce odnawialnej poszerzając ją o technologię fotowoltaiczną oraz potencjalnie magazynowanie energii; - Podpisany MOU z Convergent Power: współpraca z amerykańskim projektantem magazynów energii koncentruje się przede wszystkim na znalezieniu projektów magazynowania w Polsce, Niemczech, Austrii, Szwajcarii i Włoszech w pierwszej kolejności - Podpisano MOU z Solarcentury: pierwszy projekt pilotażowy - złożono ofertę na projekt hybrydowy PV 6MW dla kopalni złota w Namibii w ramach długoterminowej umowy odbioru i potencjalnej współpracy finansowej z BGK; - Ogłoszenie nowej strategii, po uprzednim zatwierdzeniu jej przez Radę Nadzorczą, planowane jest na przełomie 3 i 4 kw. 2017 roku. Wybrany doradca do wsparcia procesu to światowy ekspert w dziedzinie czystych technologii („Clean Tech”) firma FTI Consulting.

02

Wyniki Finansowe

Wyniki skonsolidowane za 3M 2017 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	3M 2017	3M 2016	Różnica r/r
Przychody ze sprzedaży	709,9	722,5	(12,6)
Koszt własny sprzedaży	(684,4)	(653,6)	(30,8)
w tym koszty rodzajowe	(106,0)	(110,2)	4,2
Zysk brutto ze sprzedaży	25,5	68,9	(43,4)
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(8,2)	(9,0)	0,7
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	1,4	1,1	0,2
A Zysk operacyjny (EBIT)	18,7	61,1	(42,4)
Amortyzacja	24,5	26,7	(2,2)
EBITDA	43,2	87,8	(44,6)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(0,7)	(0,7)	–
Skorygowana EBITDA*	42,5	87,1	(44,6)
B Przychody finansowe	3,4	1,2	2,2
C Koszty finansowe	(16,8)	(14,4)	(2,5)
A+B+C Zysk (Strata) brutto	5,2	47,9	(42,7)
Podatek dochodowy	(3,6)	(11,5)	7,8
Zysk (Strata) netto	1,6	36,4	(34,8)
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1,5	1,5	–
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,8)	0,2	(1,1)
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	0,7	0,4	0,2
Skorygowany Zysk Netto*	2,9	38,6	(35,7)
Skorygowana Marża EBITDA	6,0%	12,1%	
Przychody Segmentu Obrót	572,6	538,2	34,4
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(569,6)	(529,2)	(40,3)
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	41,7	80,5	(38,8)
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,4%	43,7%	

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

Spadek marży wynika głównie ze spadku cen zielonych certyfikatów, gorszej wietrzności i jednorazowego efektu wyższej bazy w 1 kwartale 2016 w segmencie energetyki konwencjonalnej i dystrybucji

Niższy poziom obrotów w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów oraz gorszej wietrzności w segmencie FW 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.

Opis różnic na kosztach rodzajowych oraz kosztach sprzedaży i ogólnego zarządu wyjaśniony na slajdzie 3. W głównej mierze widoczny wpływ programu oszczędnościowego w wyniku którego koszty wynagrodzeń wraz z kosztami ubezpieczeń społecznych uległy redukcji (łącznie o 9,1 mln PLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 2,0 mln PLN w roku 2017).

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

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Wzrost przychodów finansowych wynika przede wszystkim z wyższych przychodów odsetkowych oraz dodatnich różnic kursowych. Wyższe koszty finansowe związane z uruchomieniem nowych projektów (odsetki kapitalizowane podczas budowy w 1 kwartale 2016), częściowo skompensowane przez spadek zadłużenia w innych aktywach operacyjnych.

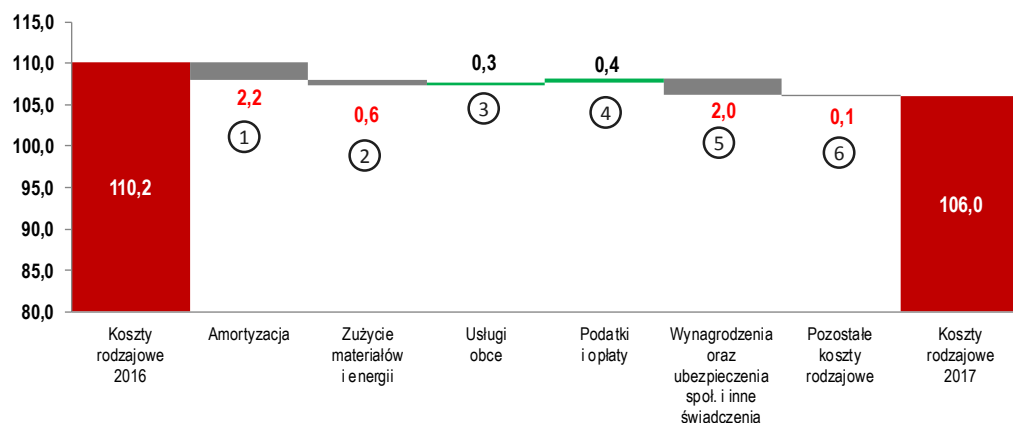
Spadek obciążenia z tytułu CIT wynika z niższego wyniku brutto Grupy.

Pozycje normalizujące:

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (amortyzacja, poza goodwillem) z połączenia PESA/PEP w 8/2014
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynikające z kredytu walutowego EUR)
- 3) AMC: Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów

Koszty operacyjne w Grupie Polenergia S.A.

Bridge kosztów 2017/2016

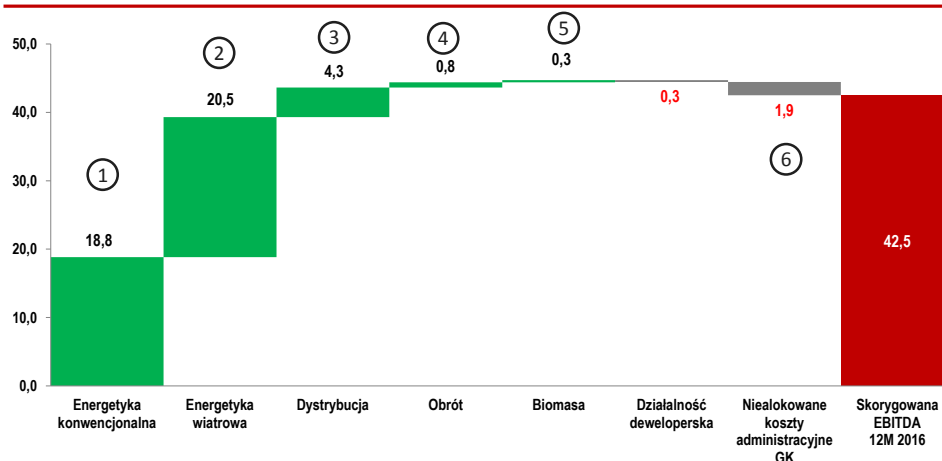


Dekompozycja kosztów rodzajowych	3M 2017	3M 2016	Różnica
Amortyzacja	24,5	26,7	(2,2)
Zużycie materiałów i energii	50,9	51,5	(0,6)
Usługi obce	14,1	13,8	0,3
Podatki i opłaty	6,7	6,2	0,4
Wynagrodzenia oraz ubezpieczenia społ. i inne świadczenia	9,1	11,1	(2,0)
Pozostałe koszty rodzajowe	0,8	0,9	(0,1)
RAZEM	106,0	110,2	(4,2)
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodania)	586,6	552,4	34,2
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(8,2)	(9,0)	0,7
Razem koszt własny sprzedaży	684,4	653,6	30,8

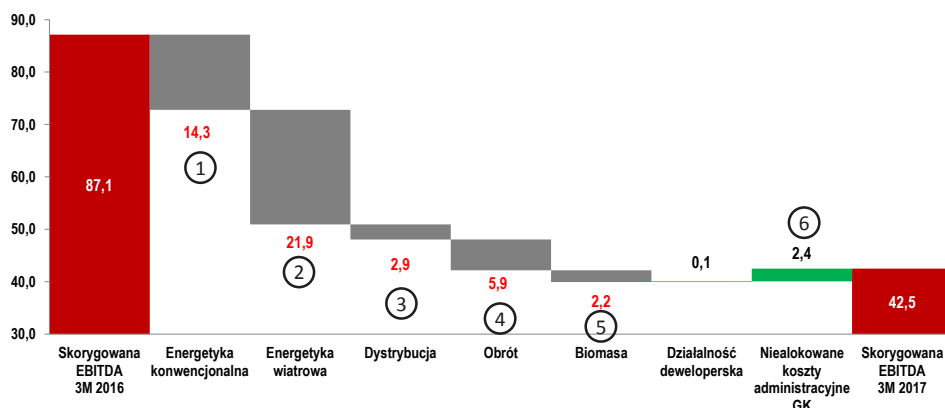
- Amortyzacja:** przede wszystkim spadek związany z wydłużeniem ekonomicznej użyteczności turbin w segmencie farm wiatrowych.
- Zużycie materiałów i energii:** spadek ze względu na niższe zużycie materiałów i energii w segmencie Biomasy (2,0 mln PLN) oraz wynikające ze sprzedaży EC Zakrzów, częściowo zniwelowane przez wyższe koszty gazu na ENS (wyższy wolumen i cena).
- Usługi obce:** nieznaczny wzrost kosztów usług obcych.
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z wyższego podatku od nieruchomości w farmach wiatrowych, przede wszystkim z uwzględnienia kosztów PON na FW Mycielin (pierwsza płatność w 2017 roku, brak płatności w 2016 roku ze względu na rozpoczęcie operacji), częściowo skompensowany przez podejście ostrożnościowe dotyczące rozliczenia należności VAT w I kw. 2016r.
- Wynagrodzenia oraz ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia:** spadek kosztów wynagrodzeń w związku z wprowadzonym programem oszczędnościowym na poziomie HQ (czyli Polenergia SA w ujęciu jednostkowym) i w biznesach operacyjnych na łącznym poziomie 2,0 mln PLN.
- 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 Obrotu, wpływ wynikający ze wzrostu wolumenu segmentu bez wpływu na marżę.
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu:** niższe koszty między innymi w wyniku programu oszczędnościowego.

Wyniki skonsolidowane za 3M 2017 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 3M 2017

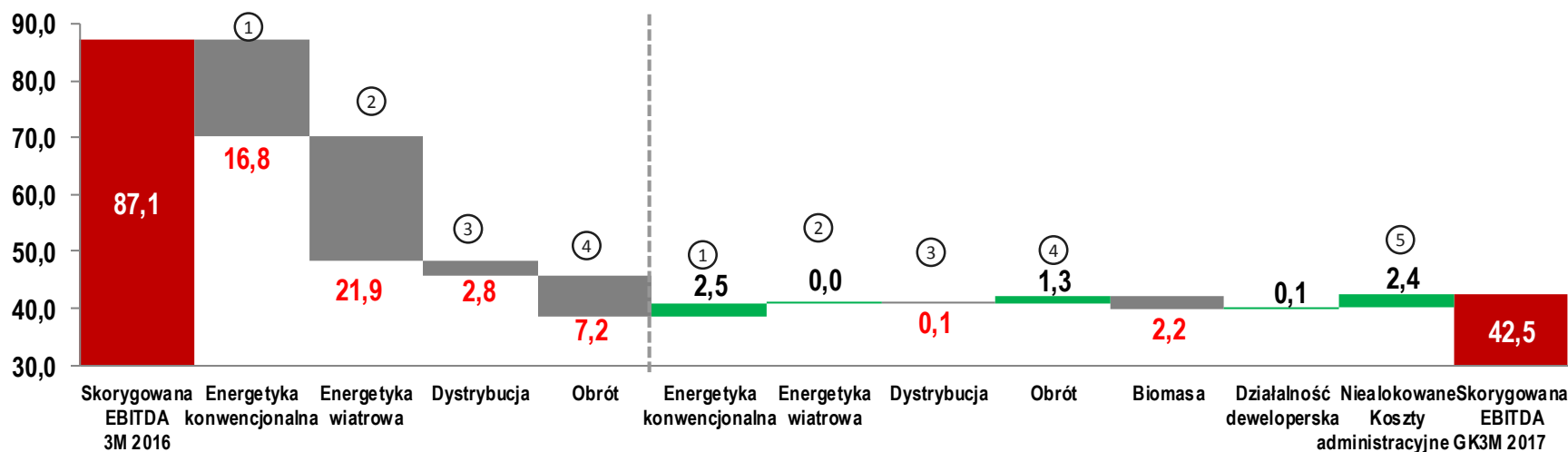


EBITDA Bridge 3M 2017/ 3M 2016



- Energetyka Konwencjonalna:** niższy wynik EBITDA segmentu (o 14,3 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. 16 mln PLN);
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 21,9 mln PLN) w rezultacie niższych cen zielonych certyfikatów oraz wyższego kosztu podatku od nieruchomości, którego negatywny wpływ został częściowo skompensowany przez niższe koszty serwisu technicznego.
- Segment Dystrybucji:** spadek EBITDA o 2,9 mln PLN, wynikający z wysokiej bazy I kw. roku 2016 (rozwiązanie rezerwy na rozliczenia z kontrahentem) (wpływ zdarzeń jednorazowych na poziomie ok. 2,8 mln PLN).
- Segment Obrotu:** EBITDA gorsza od ubiegłorocznej (o 5,9 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów i jednorazowej transakcji gazowej, co wpłynęło na pogorszenie rentowności portfela certyfikatów, częściowo skompensowany przez lepszy wynik na portfelu handlu energią, CO2 i gazem.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 2,2 mln PLN) ze względu na niższy wolumen sprzedaży.
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** redukcja kosztów wynika z wysokiej bazy kosztowej w IQ2016 (zawijanie rezerwy na VAT) i optymalizacji kosztowych.

Skonsolidowane wyniki za 3M 2017 – EBITDA 2016 skorygowana o zdarzenia jednorazowe oraz wpływ świadectw pochodzenia



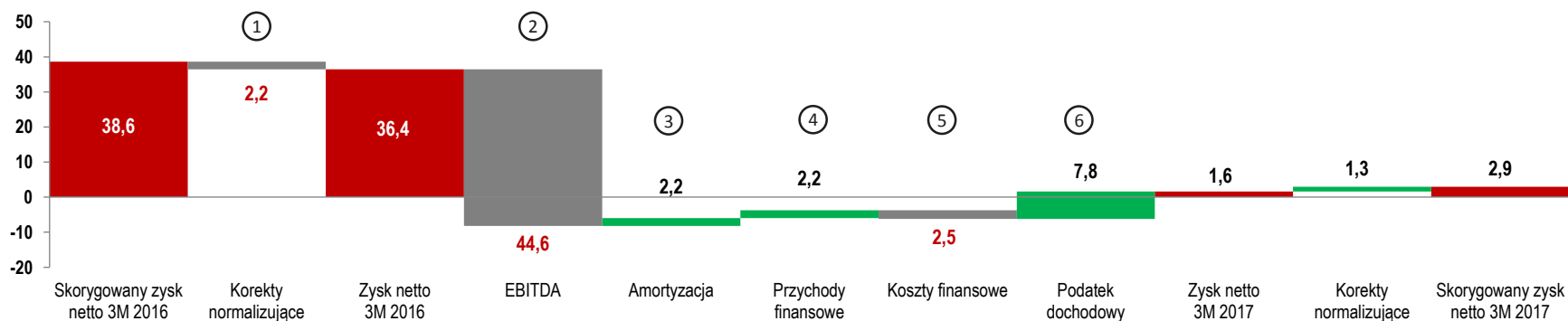
- Energetyka konwencjonalna:** EBITDA skorygowana o jednorazowy efekt aktualizacji prognoz cen energii, gazu oraz CO₂ na lata 2016 – 2020 (w 1kw. 2016), która zmieniła alokację rekompensaty kosztów osieroconych w całym okresie systemu rekompensat: 2008 – 2020 (wpływ zdarzeń jednorazowych w wysokości 16 mln PLN) w ENS oraz sprzedaż EC Zakrzów (wpływ na poziomie 0,8 mln PLN).
- Segment farm wiatrowych:** po wyjęciu efektu ZC widać wpływ oszczędności kosztów serwisu częściowo skompensowane przez negatywne odchylenie wolumenu (niższy Load Factor o 3,2 p.p.).
- Segment dystrybucji:** EBITDA skorygowana o efekt rozwiązania rezerwy na koszty odstąpienia od programu rabatowego kontrahenta w 1 kw. 2016 roku w wysokości oraz zaniechanie działalności sprzedaży gazu w tym segmencie.
- Segment obrotu:** EBITDA skorygowana o negatywny wpływ obrotu świadectwami pochodzenia w wysokości 5,8 mln PLN oraz o wpływ jednorazowej umowy handlu gazem pokazuje pozytywne trendy.
- Niealokowane koszty administracyjne:** redukcja kosztów wynika z wysokiej bazy kosztowej w IQ2016 (zawiązanie rezerwy na VAT) i optymalizacji kosztowych.

Korekty o zdarzenia jednorazowe w 1 kw. 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

Zysk netto – omówienie zmian r/r

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	3M 2017	3M 2016	Zmiana
EBITDA	43,2	87,8	(44,6)
Skorygowana EBITDA	42,5	87,1	(44,6)
Zysk/Strata Netto	1,6	36,4	(34,8)
Skorygowany Zysk/Strata Netto	2,9	38,6	(35,7)

Korekty normalizujące [mln PLN]	2017	2016	Zmiana
Efekt alokacji ceny nabycia	1,5	1,5	0,0
Efekt niezrealizowanych różnic kursowych	(0,8)	0,2	(1,1)
Efekt wyceny kredytów metodą AMC	0,7	0,4	0,2
RAZEM	1,3	2,2	(0,8)



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik spadł o 35,7 mln PLN, co było spowodowane przez:

1. Szczegółowa dekompozycja korekt normalizujących za 3 miesiące 2016 i 2017 roku została przedstawiona powyżej;
2. Wpływ EBITDA (wynik gorszy o 44,6 mln PLN);
3. Niższą amortyzację (o 2,2 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);
4. Wyższe przychody finansowe (o 2,2 mln PLN), w wyniku wyższych odsetek od depozytów oraz dodatnich różnic kursowych;
5. Wyższe koszty finansowe (o 2,5 mln PLN) wynikające w szczególności z wyższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji;
6. Niższy podatek dochodowy (o 7,8 mln PLN) wynikający z niższego wyniku brutto.

Bilans

Aktywa (mPLN)	Na dzień 31.03.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 242	2 271	(29)
Rzeczowe aktywa trwałe	1 982	2 000	(18)
Wartości niematerialne	37	39	(2)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	10	12	(2)
Należności długoterminowe	5	5	(0)
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	23	30	(7)
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	599	703	(104)
Zapasy	36	41	(5)
Należności z tytułu dostaw i usług	107	149	(42)
Należności z tytułu podatku dochodowego	6	6	(0)
Pozostałe należności krótkoterminowe	23	20	3
Rozliczenia międzyokresowe	15	6	9
Krótkoterminowe aktywa finansowe	66	100	(34)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	347	381	(34)
Aktywa razem	2 842	2 974	(132)

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 31.03.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Kapitał własny	1 270	1 267	3
Zobowiązania długoterminowe	935	1 016	(81)
Kredyty bankowe i pożyczki	760	820	(60)
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	63	66	(3)
Rezerwy	25	26	(1)
Rozliczenia międzyokresowe	58	59	(1)
Pozostałe zobowiązania	29	45	(16)
Zobowiązania krótkoterminowe	637	692	(55)
Kredyty bankowe i pożyczki	324	296	28
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	126	156	(30)
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	0	1	(1)
Pozostałe zobowiązania	170	220	(50)
Rezerwy	3	3	0
Rozliczenia międzyokresowe	14	15	(1)
Pasywa razem	2 842	2 974	(132)

Inne zobowiązania składają się przede wszystkim ze zobowiązania ENS z tyt. rozliczeń KDT oraz zobowiązania wynikającego z PPA.

Wzrost kredytu obrotowego.

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

Głównie zobowiązania w ENS, EP oraz wycena kontraktów w segmencie Obrotu.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/04/2016 r. do 31/03/2017 r.) wyniosła 183,4 mln PLN, a zadłużenie netto grupy na 31 marca 2017 roku wyniosło 736,8 mln PLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 4,02x.

Analiza skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mPLN)	3M 2017	3M 2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I. EBITDA	43	88
II. Korekty razem	(27)	(40)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I +/- II)	16	48
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	0	0
II. Wydatki	(5)	(47)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(5)	(47)
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I. Wpływy	10	45
II. Wydatki	(55)	(65)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	(45)	(20)
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III +/- B.III +/- C.III)	(34)	(20)
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(34)	(19)
F. Środki pieniężne na początek okresu	381	362
G. Skonsolidowane środki pieniężne na koniec okresu	347	343
Skonsolidowany dług	1 084	1 137
Skonsolidowany dług netto	737	794

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (-24 mln PLN) w segmencie obrotu i dystrybucji oraz podatek dochodowy (-1 mln PLN).

Nakłady rozwojowe obejmują rozwój segmentu dystrybucji (2 mln PLN) oraz development projektów (3 mln PLN).

Wpływy wynikają głównie z zaciągnięcia kredytu inwestycyjnego w segmencie dystrybucji (6 mln PLN) oraz kredytu obrotowego w ENS (4 mln PLN).

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek, przede wszystkim farmy wiatrowe (38 mln PLN), ENS (11 mln PLN) i Dystrybucja (6 mln PLN).

W tym 183 mln PLN gotówki na poziomie Polenergii S.A. jako zabezpieczenie niepewności na rynku i fundusze na dalszą dywersyfikację / wzrost.

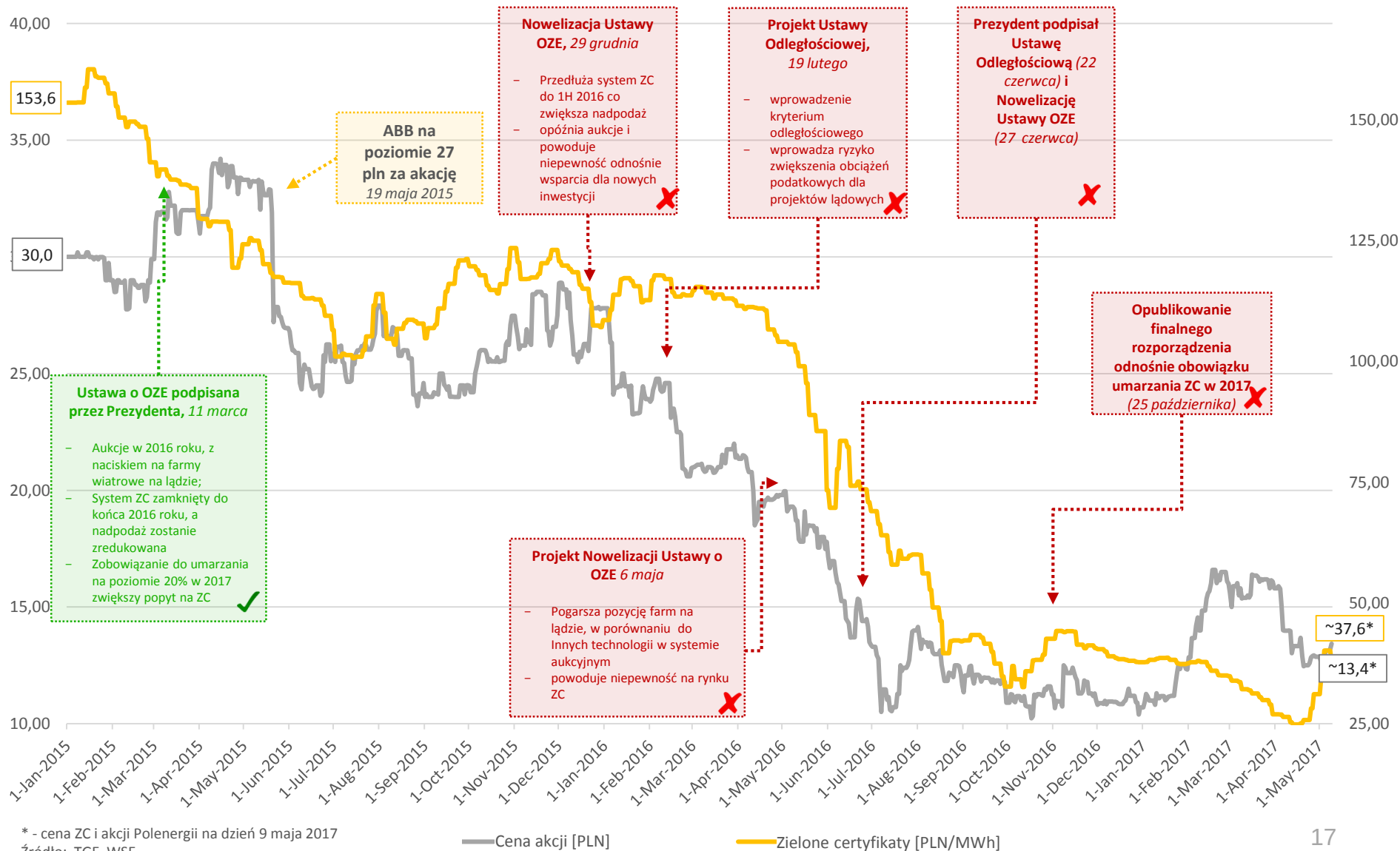
- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/04/2016 r. do 31/03/2017 r.) wyniosła 183,4 mln PLN, a zadłużenie netto grupy na 31 marca 2017 roku wyniosło 736,8 mln PLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 4,02x. Wzrost w porównaniu do 2016r. (3,25x) wynikający z niższej EBITDA za ostatnie 12M.

Niższy Dług Netto wynika z niższego zalewarowania, jednakże Dług Netto / EBITDA jest wyższy w porównaniu do 2016 roku w wyniku niższej EBITDA za ostatnie 12M

03

Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne

Rozwój niepewności regulacyjnej i jej wpływ na cenę akcji



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	✓

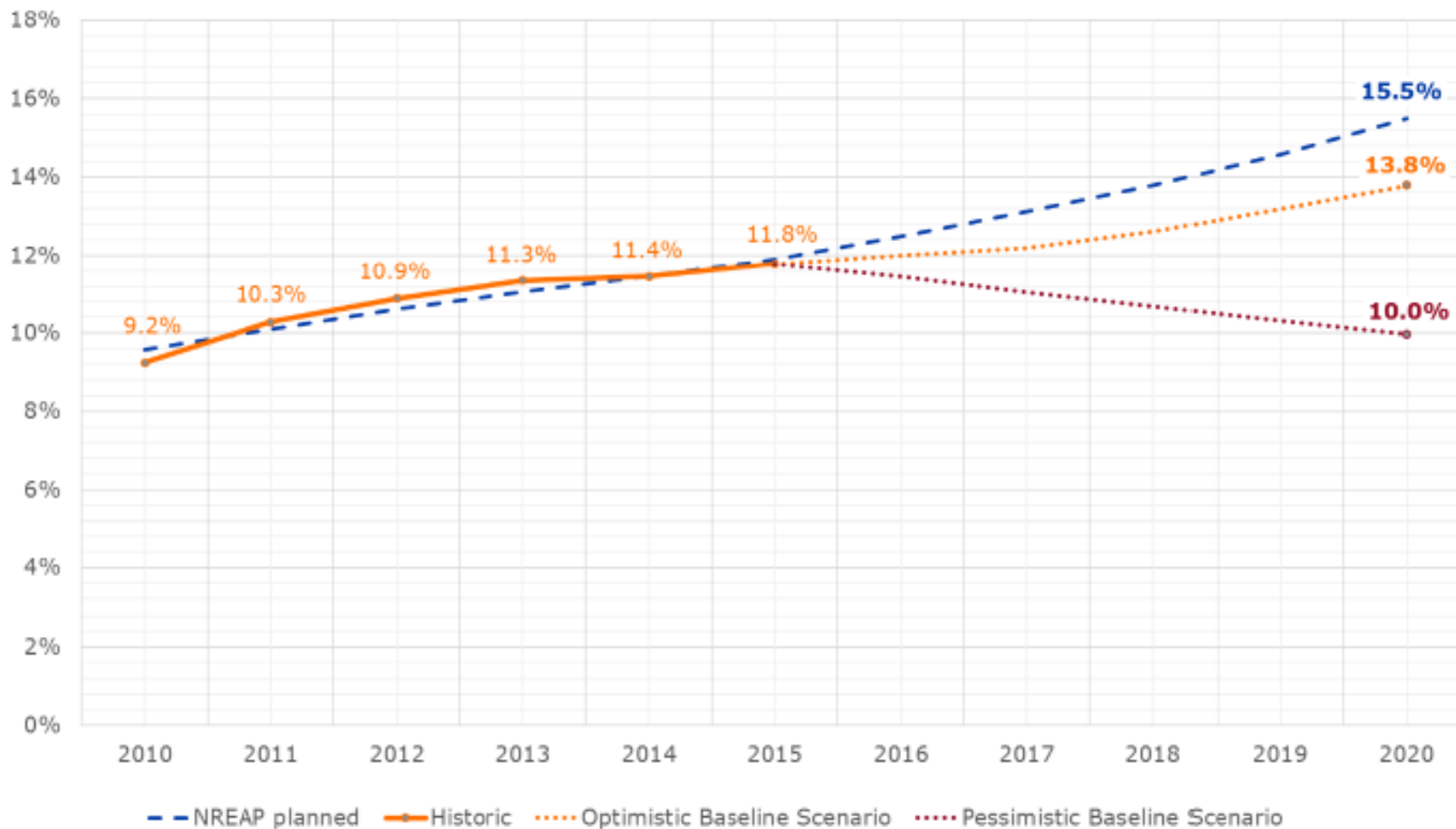
- Rozporządzenie dotyczące cen referencyjnych zostało opublikowane w marcu 2017.
- Rozporządzenia dotyczące maksymalnej ilości i wartości energii zakupionej w drodze aukcji oraz kolejności przeprowadzania aukcji w 2017 roku zostały opublikowane w kwietniu.

W grudniu 2016 roku, URE zorganizowało aukcje dla następujących koszyków technologicznych

Koszyk technologiczny	Wynik	Cena (PLN)
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 ilości 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 (PV installations)	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 (hydro plants)	Złożono 49 ofert, 49 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 416,6 TWh	Min: 30,0 Max: 468,0

Aukcja w grudniu 2016 była efektywnie aukcją testową, ze sprzedażą jedynie minimalnych wolumenów. Ceny referencyjne i wolumeny opublikowane na 2017 rok w dalszym ciągu wspierają nasze główne obszary zainteresowania

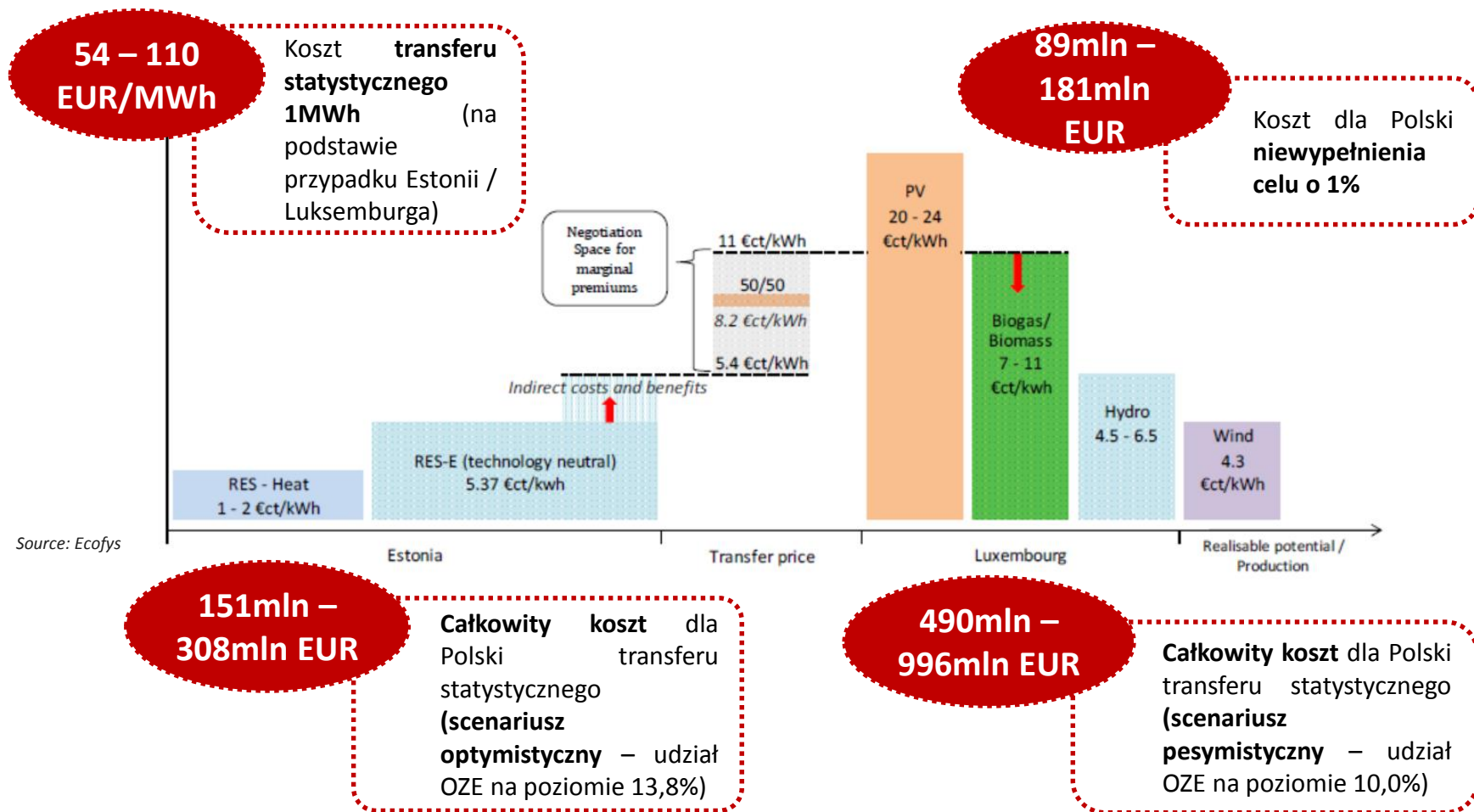
Istnieje poważne ryzyko, że Polska nie wypełni celu OZE UE na 2020 rok



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

Hiszpania przegrywa międzynarodowy arbitraż ICSID dotyczący odnawialnych źródeł energii

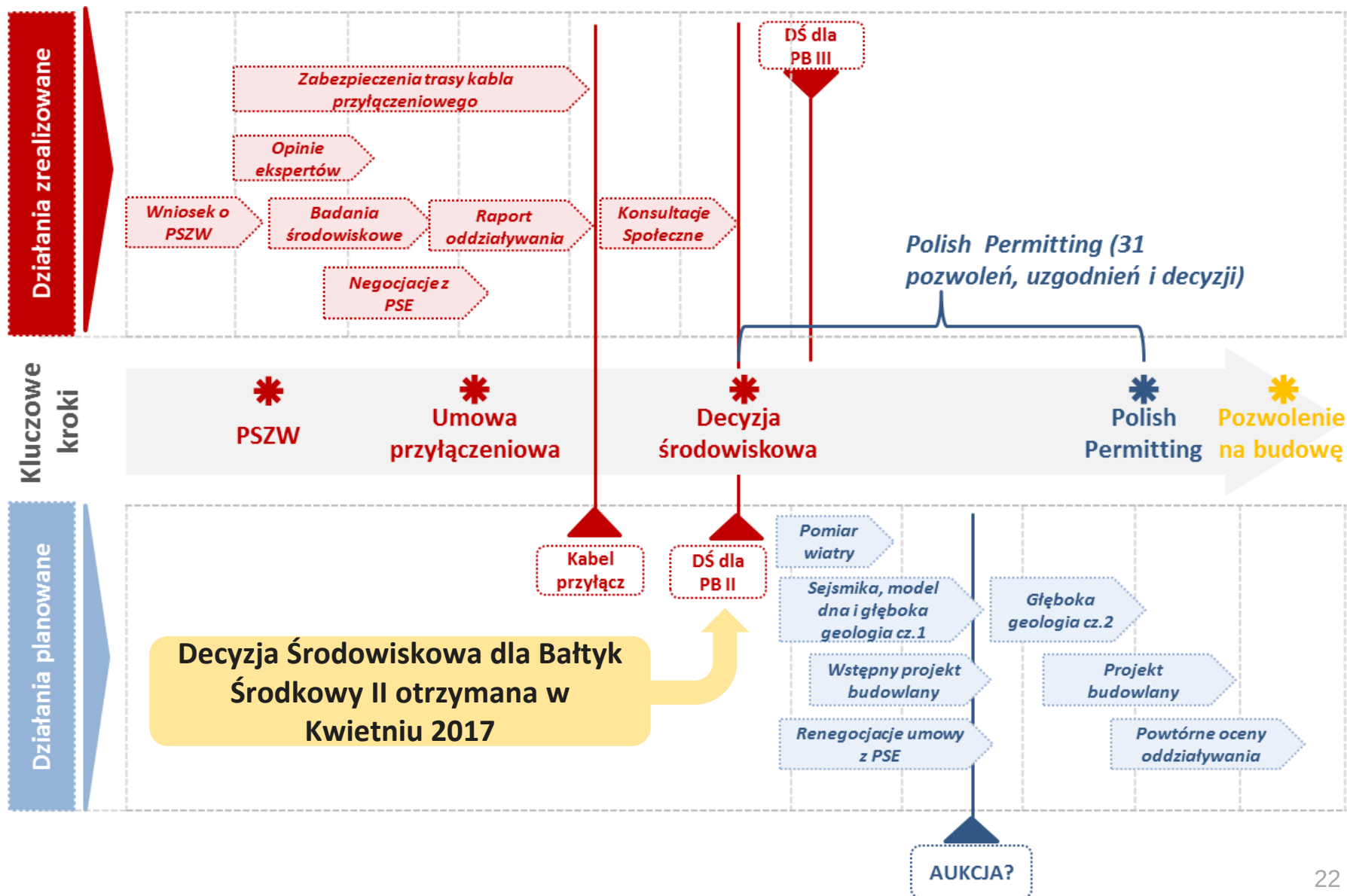
- Na mocy rozstrzygnięcia Hiszpania musi zapłacić 128 milionów euro odszkodowania plus odsetki za ograniczenie wsparcia dla elektrowni słonecznych (CSP) zgodnie z rozstrzygnięciem Międzynarodowego Centrum Rozstrzygania Sporów Inwestycyjnych (ICSID). Wiele innych spraw inwestorów w projektach OZE jest w toku;
- Sąd opowiedział się za brytyjską firmą Eiser Infrastructure Limited i jej spółką Energia Solar Luxemburg;
- Poważnym problemem dla Hiszpanii w sądach międzynarodowych były ww. ograniczenia. Obecnie w toku jest 26 spraw wniesionych przez międzynarodowych inwestorów dotyczących ograniczeń regulacyjnych z zakresu energii odnawialnej, oczekujących na rozstrzygnięcie przed ICSID;
- Wyrok ten wydany przez ICSID koncentruje się na konsekwencjach hiszpańskiej reformy rynku energii elektrycznej z lat 2013 i 2014.

8 międzynarodowych roszczeń arbitrażowych w Polsce - Premier w zdecydowany sposób wyznaczyła Ministerstwo Energii do rozstrzygnięcia skarg inwestorów zagranicznych przeciwko Polsce.

- Według informacji prasowych Premier w liście do Ministra Energii podkreśliła historyczne stanowisko Ministra, w którym zaznaczono, że Ustawa o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych miała na celu uporządkowanie, pod kątem przepisów budowlanych, funkcjonowania elektrowni wiatrowych.

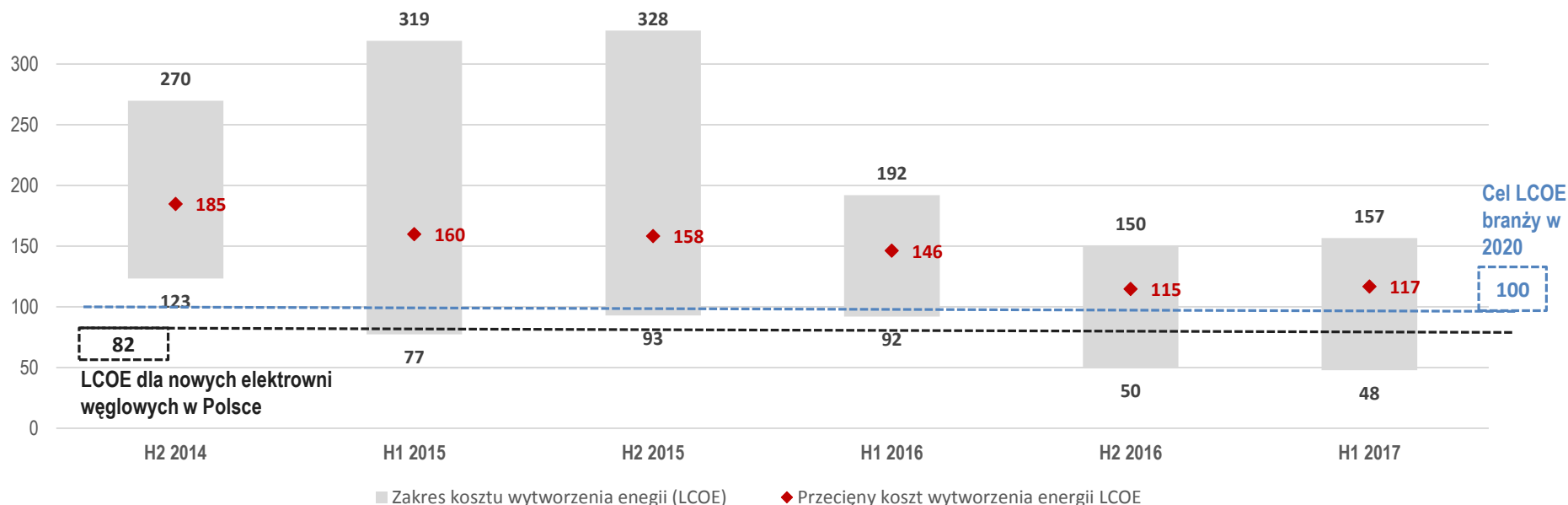
Trend pozytywnych wiadomości z międzynarodowych arbitraży stanowią istotny precedens dla Polski

Status i plan dalszego rozwoju projektu Morskiej Farmy Wiatrowej



Koszt wytworzenia energii (LCOE) w morskich farmach wiatrowych systematycznie spada...

Koszt wytworzenia energii (LCOE) w morskich farmach wiatrowych (EUR/MWh)

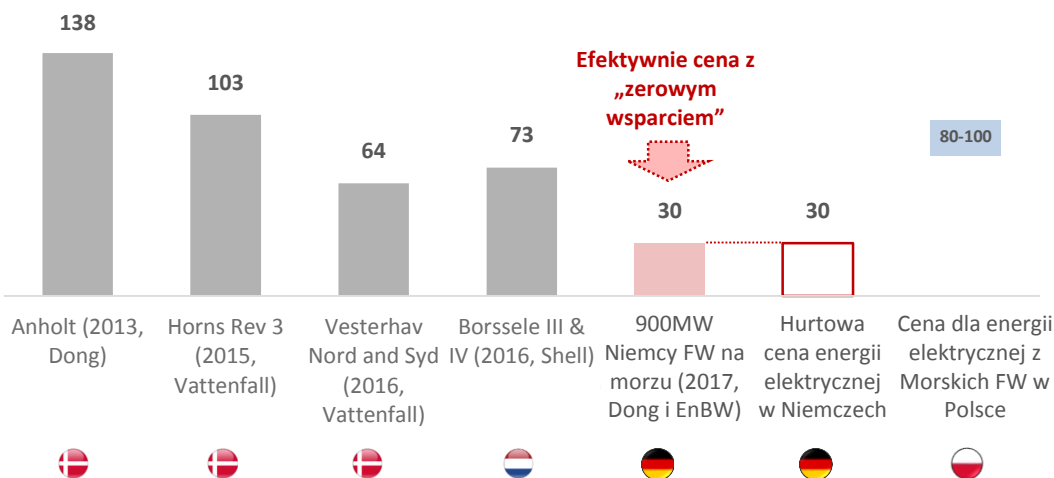


Źródło: Kalkulacja na podstawie Bloomberg New Energy Finance (BNEF)

Przeciętny koszt wytworzenia energii (LCOE) z morskiej energetyki wiatrowej systematycznie spada

...przez ostatnie aukcje w Niemczech kontynuując trend do osiągnięcia „parytetu sieci”

Cena aukcyjna według roku aukcji, 2013-2017 (EUR / MWh)



Źródło: McKinsey, Bloomberg New Energy Finance

- Dong Energy pokonał swój własny cel osiągnięcia LCOE dla morskich farm wiatrowych w perspektywie roku 2020 poniżej 100 EUR/MWh. W czerwcu 2016 roku, Dong wygrał aukcję w Holandii na projekcie Borssele I & II o łącznej mocy 700 MW z ceną 73 EUR /MWh
- Vattenfall osiągnął jeszcze lepszy rezultat, uzyskując koncesję dla projektu „Near-Shore” o mocy 350 MW z ofertą w wysokości 64 EUR /MWh przez pierwsze 12-13 lat.

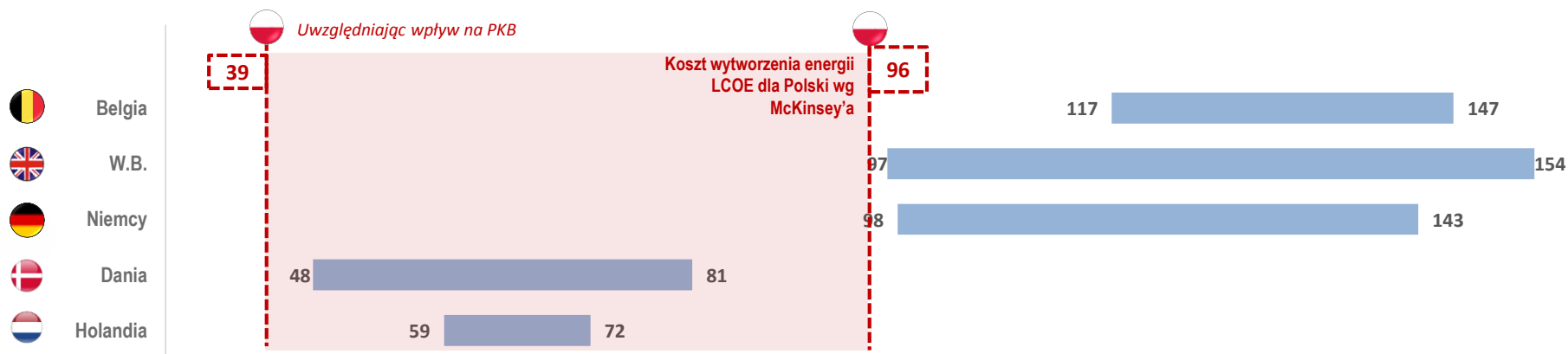
W kwietniu b.r., Dong i EnBW wygrali pierwszą „wolną od subsydiów” aukcję w Niemczech co było możliwe tylko z następujących przyczyn:

- Dong i EnBW zakładają, że przyszła cena hurtowa E.E. w Niemczech wzrośnie i osiągnie bądź przekroczy ich wymaganą cenę aukcyjną.
- Zaklasyfikowano niektóre z ich dużych planowanych oszczędności do "klastrow": zmniejszenie kosztów z pobliskich projektów (ten sam właściciel) poprzez podział kosztów usług utrzymania i serwisowania farm wiatrowych.
- Co ważne, chociaż wynik "zerowych subsydiów" nie oznacza "zero-wsparcia" – projekt nadal będzie korzystać z licznych zabezpieczeń w ramach niemieckiego prawa OZE, w tym gwarantowanej i płatnej linii przesyłowej, preferencyjnego dostępu do sieci i ochrony przed negatywnymi zdarzeniami cenowymi.

Chociaż ostatnia aukcja w Niemczech ukazała, że „wolna od subsydiów” technologia FW na morzu jest bliżej niż się wydawało, oczekujemy że Polsce LCOE będzie wynosić ok. 80-100 EUR/MWh w latach 2020-2025 - jest to nadal poziom wysoce atrakcyjny

Efektywny „netto LCOE” dla Polski wynosi około 40 EUR/MWh

LCOE morskich farmach wiatrowych w 1 połowie 2017 w Europie (EUR/MWh)



Źródło: Koszt dla Polski na podstawie szacunków McKinsey, pozostałe dane: kalkulacja na podstawie BNEF

- Wg ostrożnych szacunków McKinsey, przeciętne LCOE dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wyniesie w 2020 96 EUR/MWh*.
- McKinsey wskazuje, że przy skali rynku 6 GW, łączny wpływ morskiej energetyki wiatrowej na PKB Polski to 52 mld zł co przekłada się na ok. 57 EUR/MWh powodując że uśredniony koszt netto dla polskiej gospodarki wyniesie jedynie ~39 EUR/MWh.
- Jednocześnie łączna kwota wymaganych dotacji na 6 GW w morskiej energetyce wiatrowej wynosi jedynie PLN 42 mld i jest o 23% niższa od pozytywnego wpływu na PKB.

Polsce opłaca się inwestycja w morską energetykę wiatrową przy cenie około 100EUR/MWh ponieważ uwzględniając wpływ na PKB (szacowanego na 57EUR/MWh), koszt netto energii wytworzonej z tego źródła dla polskiej gospodarki wyniesie jedynie 39 EUR/MWh

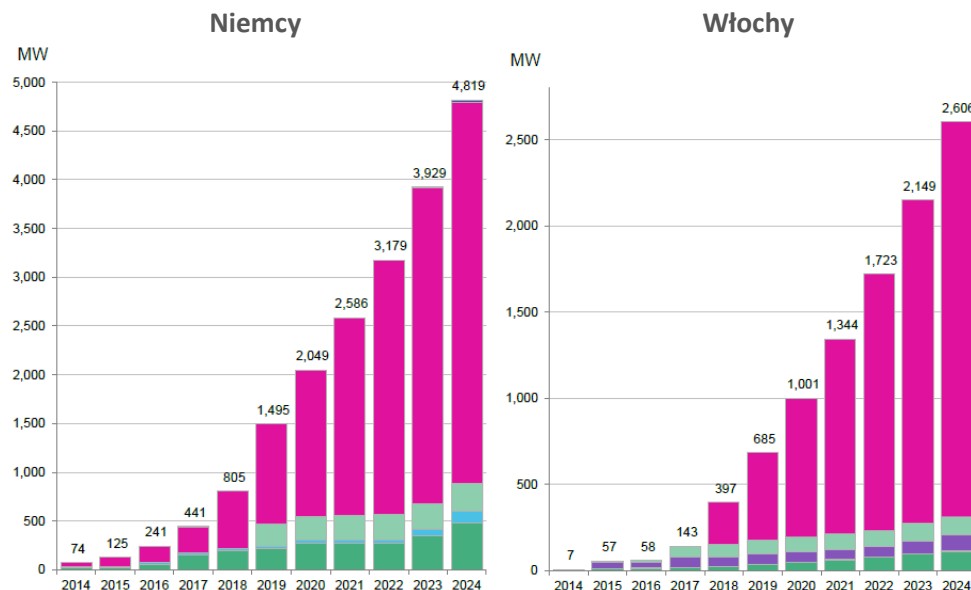
Magazynowanie energii: przełomowa współpraca z Convergent Power

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

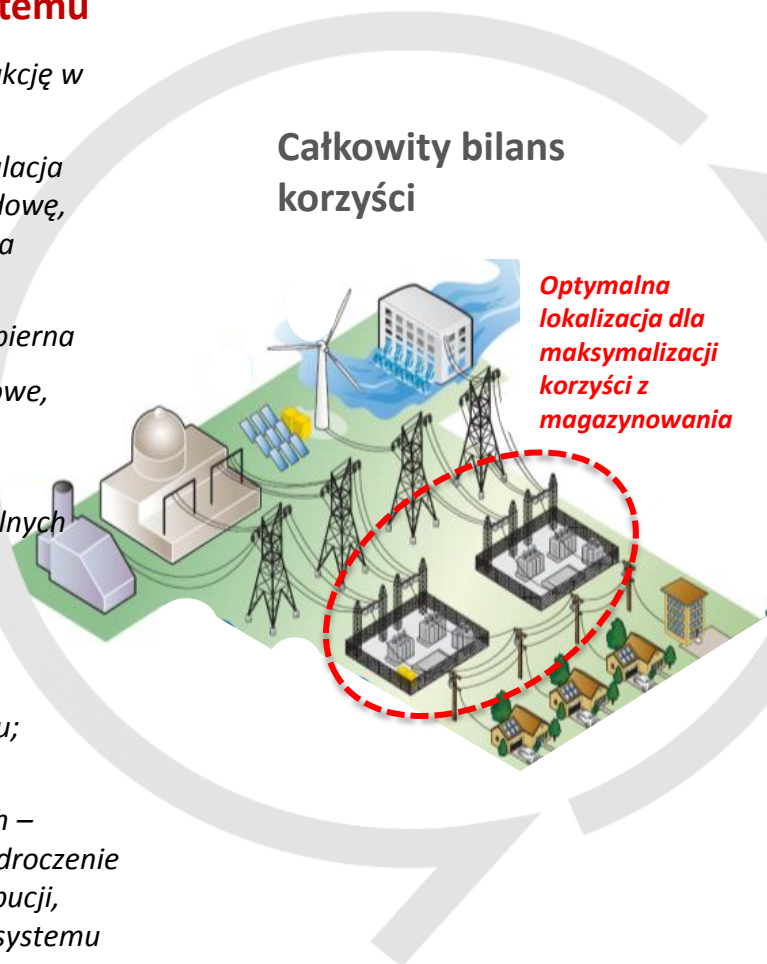
Wartość dodana magazynowania energii dla operatorów sieci

Zwiększa elastyczności systemu

- Umożliwia natychmiastową reakcję w sytuacji niedoboru zasilania
- Modułowy design i szybka instalacja pozwalają na stopniową rozbudowę, aby dynamicznie odpowiadać na wzrost obciążenia
- Dynamiczna moc rzeczywista i bierna
- Umożliwia zastosowania wyspowe, funkcje black-startu oraz mocy reaktywnej
- Pozwala na integrację odnawialnych źródeł energii w systemie

Korzyści dla klientów

- Unikanie przerw w zasilaniu; zwiększona niezawodność
- Oszczędność na rachunkach – obniżenie ceny hurtowej, odroczenie kosztów transmisji i dystrybucji, zwiększona niezawodność systemu



Ograniczenia transmisji i dystrybucji

- Pozwala na optymalne wykorzystanie wydatkowanego kapitału w celu rozwiązania ograniczeń T&D
- Skrócenie czasu realizacji rozwiązań poprzez zmniejszenie czasu uzyskiwania pozwoleń i budowy
- Wydłużenie życia / wzrost wykorzystania i niezawodności istniejącej infrastruktury

Przychody z rynku hurtowego

- Arbitraż energetyczny (z uwzględnieniem ujemnej wyceny)
- Rezerwy operacyjne i usługi regulacyjne
- Usługi reagowania kryzysowego (black start)
- Moce wytwórcze (planowanie rezerw itp.)

Uzgodnione warunki MOU wskazują Polskę, Niemcy, Włochy, Szwajcarię i Austrię jako pierwsze kraje docelowe

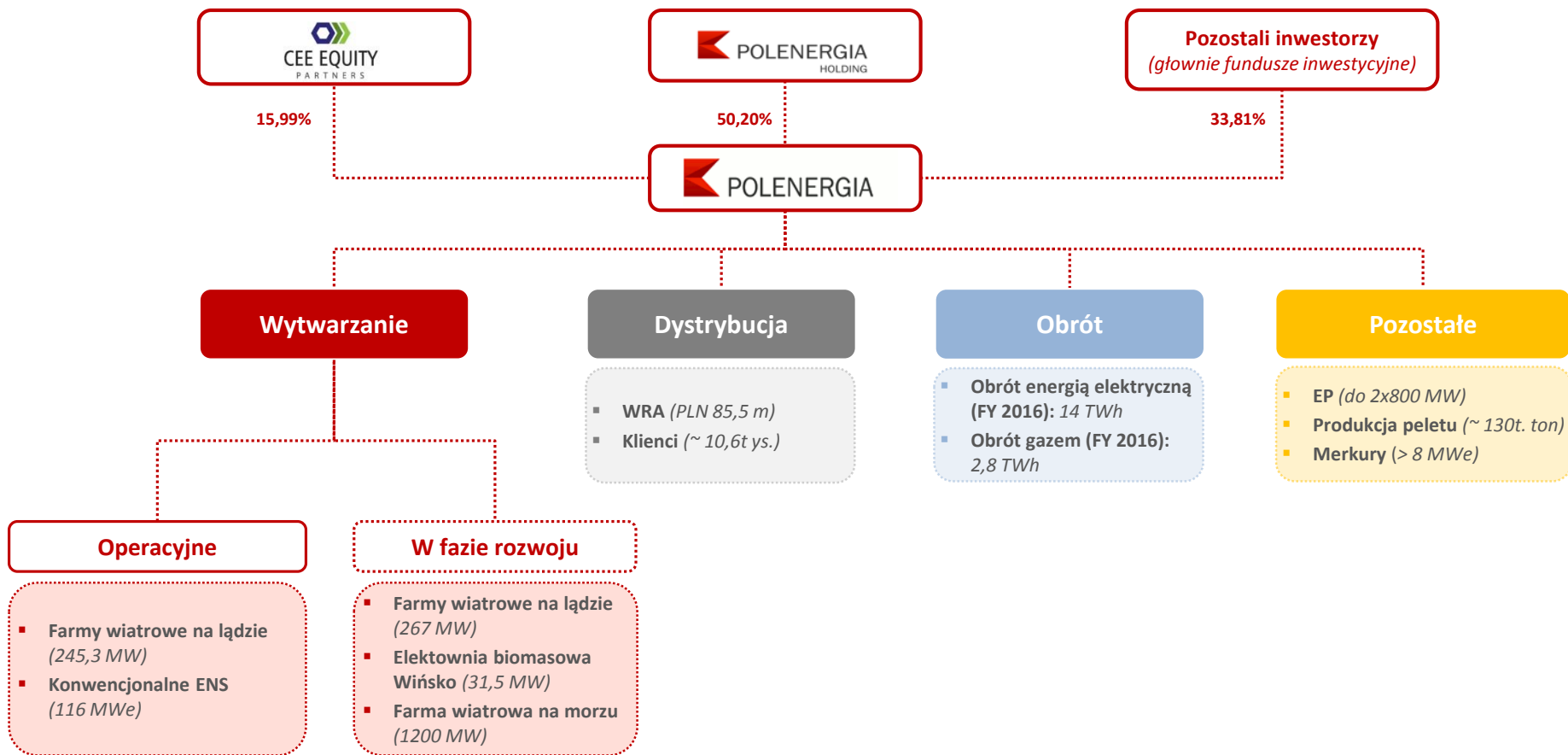
04

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

Operating wind farms

#	Location	Capacity (MW)	COD	Clients
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

**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

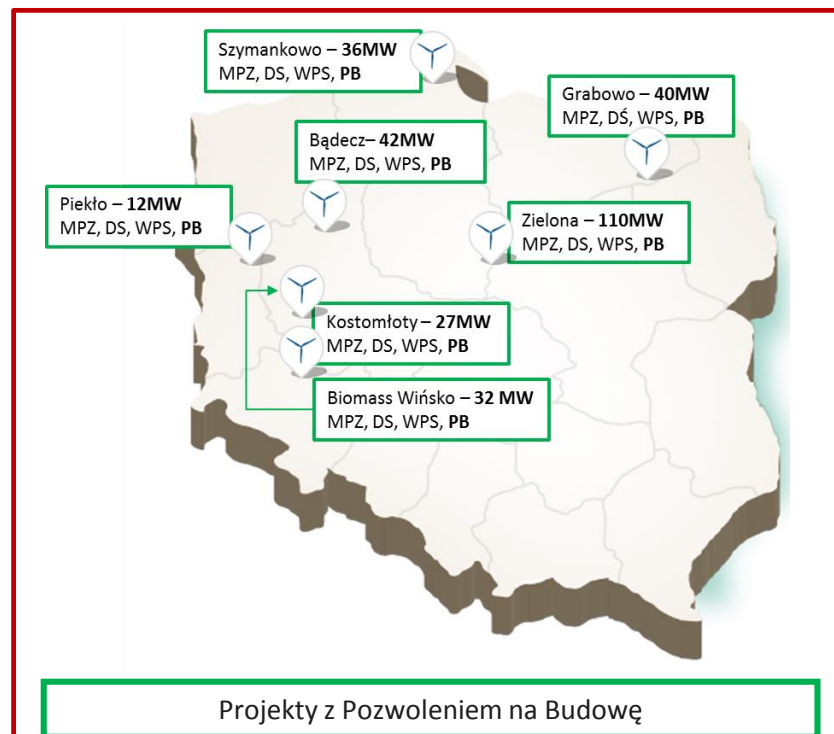
Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Lądowe farmy wiatrowe/ Elektrownia biomasowa Wińsko

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

Osiągnięte etapy dewelopmentu:

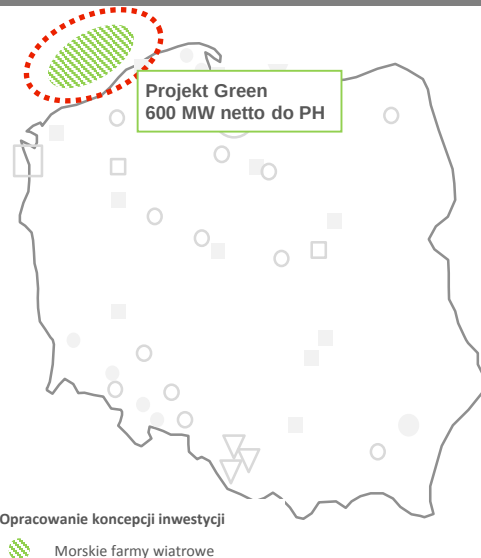
- MPZ – Miejscowy Plan Zagospodarowania
- DS – Decyzja Środowiskowa
- WPS – Warunki Przyłączenia do Sieci
- PB – Pozwolenie na Budowę

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Farmy wiatrowe na morzu

Opis

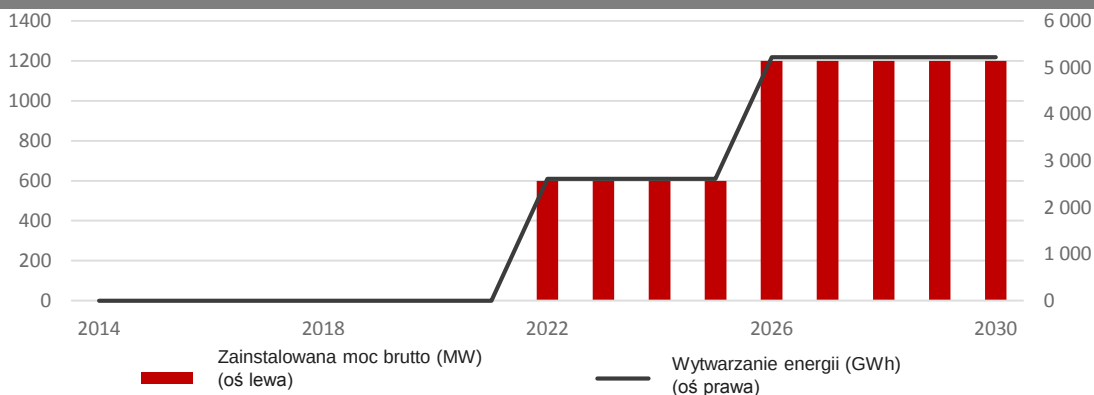
- Dwa projekty o łącznej mocy ok. 1,2 GW
- Plan zakłada współpracę z doświadczonym graczem w sektorze (50/50 JV)
- Dodatkową opcję stanowi trzeci projekt o mocy 1,6 GW z ważnym pozwoleniem na lokalizację
- W sierpniu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.
- W lipcu 2016 Polenergia uzyskała 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



	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)

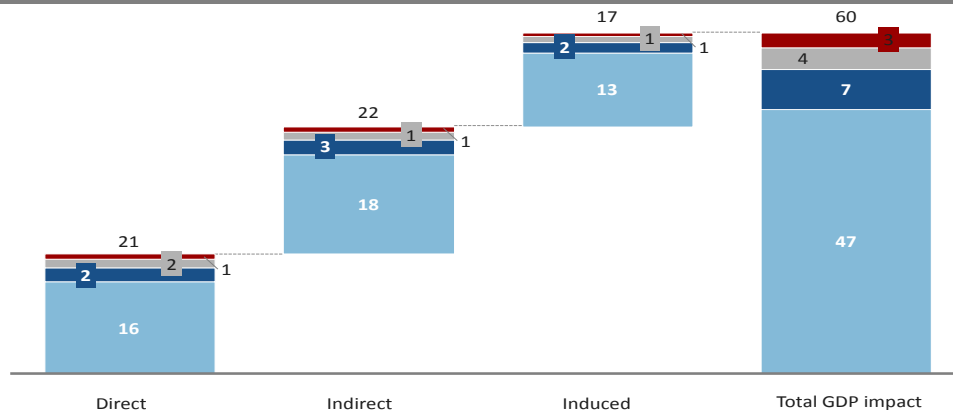


Planowane terminy	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Decyzja środowiskowa	Uzyskana	Uzyskana
Rozpoczęcie budowy	2020	2023
Data uruchomienia farmy	2021/22	2026

Wiodący developer morskich farm wiatrowych w Polsce, wspierany przez polepszającą się atrakcyjną ekonomikę projektu. Dodatkowo, Polski rząd deklaruje chęć wdrożenia regulacji wspierających projekty offshore. 33

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

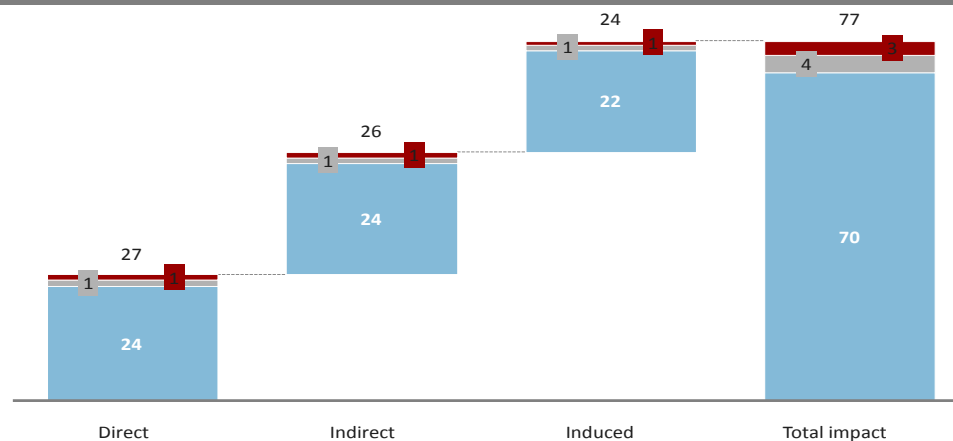
Potencjalny przychód
z podatków

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.

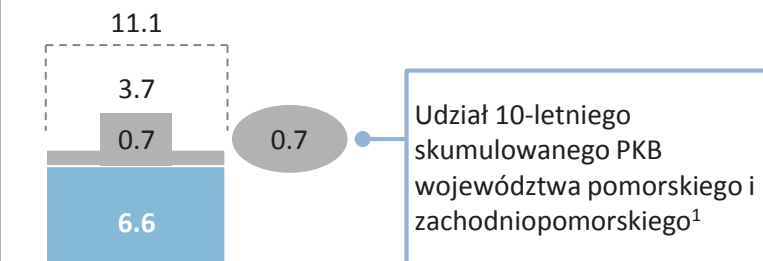
Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

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

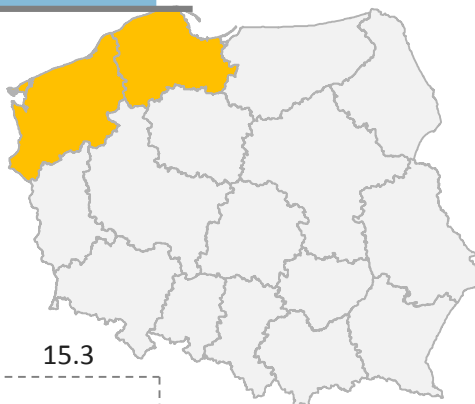
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

Pośredni i indukowany wpływ³ O&M (bezpośredni skutek) Budowa + eksport (bezpośredni skutek)

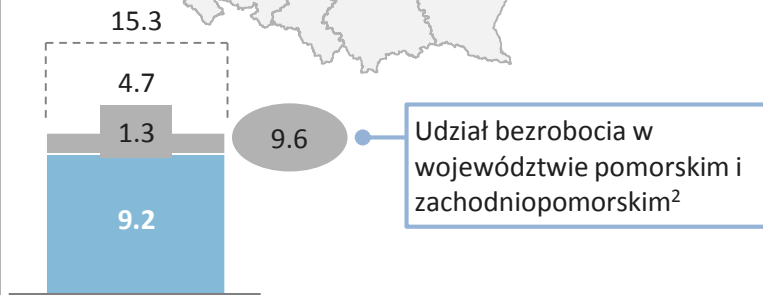
Skumulowany wpływ PKB 2020-2030 w mld zł



Udział 10-letniego skumulowanego PKB województwa pomorskiego i zachodniopomorskiego¹



Nowe miejsca pracy 2020-2030 Tysiące etatów



Udział bezrobocia w województwie pomorskim i zachodniopomorskim²



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 dystrybuujących ~285 GWh przez 110 km linii energetycznych, 87 podstacji i 143 transformatory

Wzrost wartości i korzyści dla klientów

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

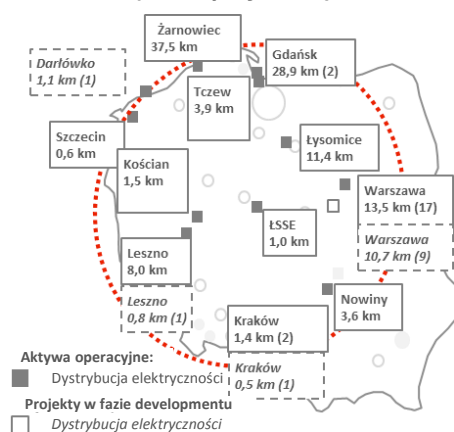
Unikalny pakiet korzyści dla klientów: Natychmiastowe rozliczenia lub redukcja kosztów infrastruktury elektrycznej, Konkurencyjne stawki taryfy za dystrybucję i przyłączenie do sieci, Wszystkie koszty związane z konserwacją infrastruktury pokrywane przez Polenergia Dystrybucja, Rozliczenie elektryczności 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

Długość sieci dystrybucji (liczba projektów)



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

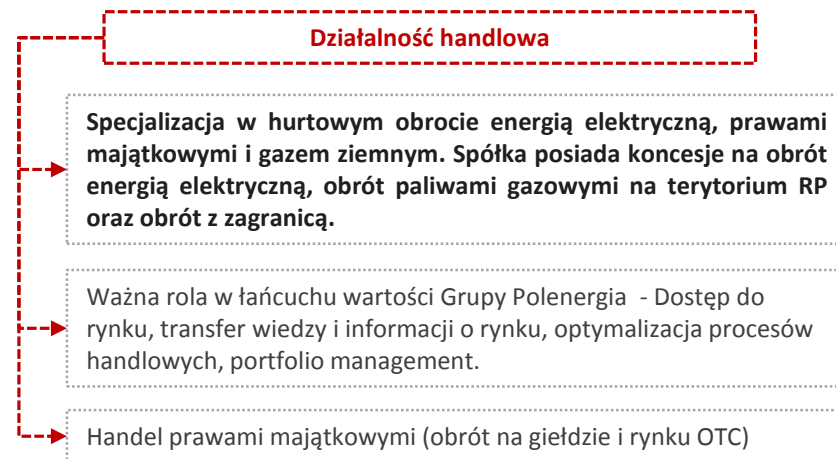
Polenergia Obrót specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi i świadectwami pochodzenia, jak również zarządza umowami na dostawę energii elektrycznej dla podmiotów z Grupy Polenergia i firm zewnętrznych

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 Polenegii 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