



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki za III kw. 2015

5 Listopad 2015

AGENDA

Podsumowanie III kw. 2015

3-4

1

Podsumowanie wyników finansowych

5-10

2

Kluczowe elementy Strategii Grupy

11-30

3

Aktualne trendy transformacyjne w sektorze energetycznym na świecie

31-43

4

Załączniki

A

Szczegółowe wyniki finansowe

45-55

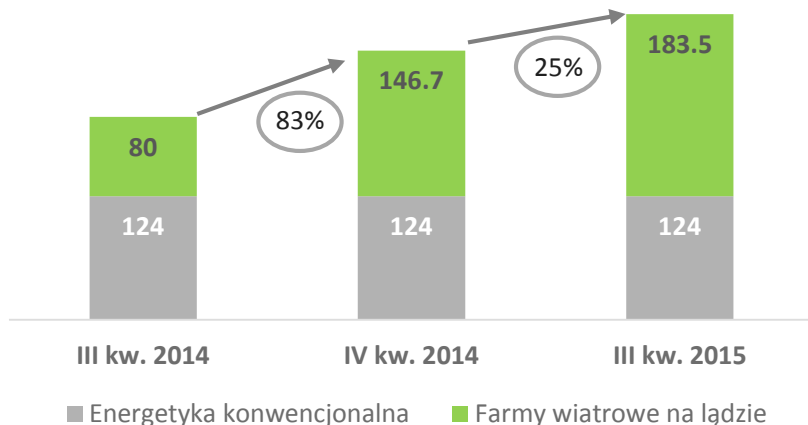
B

Strategia Grupy - uzupełnienie

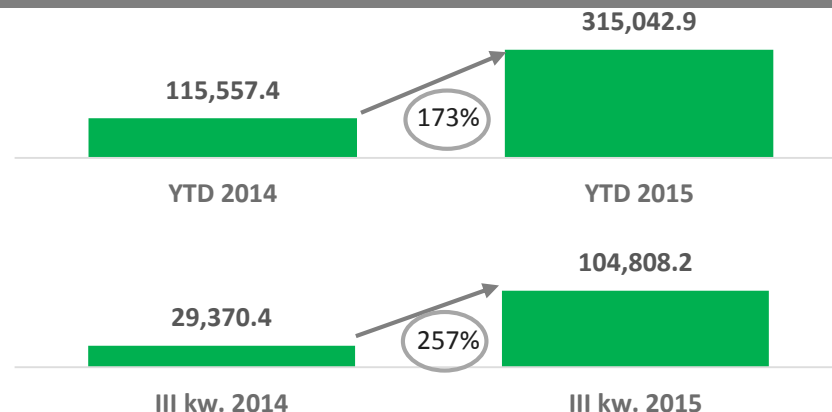
56-65

Podsumowanie III kw. 2015: znaczący wzrost zysków oraz wolumenów

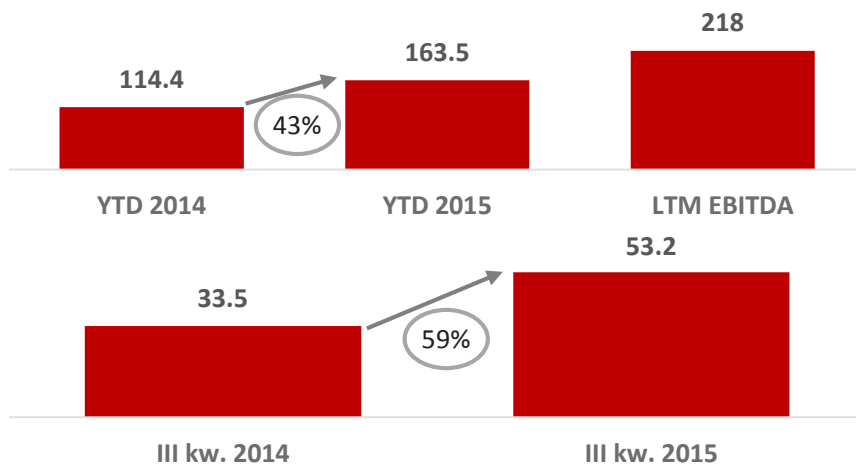
Całkowita moc (MW)



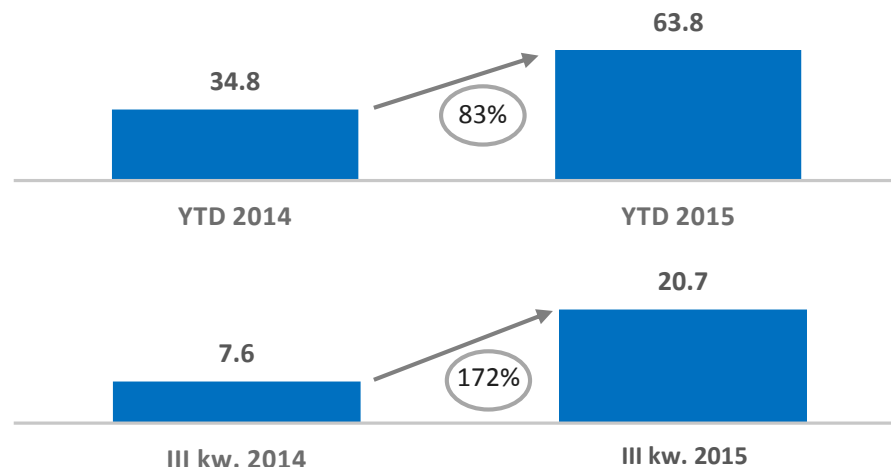
Wolumeny farm wiatrowych na lądzie (MWh)



Skorygowana EBITDA (PLNm)



Skorygowany zysk netto (PLNm)



Wzrost zysków: Farmy wiatrowe – lepsza wietrzność, Skurpie oddane przed terminem. Energetyka konwencjonalna – wyższa rekompensata gazowa.

Podsumowanie III kw. 2015: wzrost wspierany przez regulacje oraz trendy rynkowe

- **308MW mocy zainstalowanej na koniec III kw. 2015:** 183,5MW farm wiatrowych, 124MW ENS i kogeneracji. Do końca 2015r. moc zainstalowanych farm wiatrowych będzie na poziomie ok. 245MW (nr 2 w Polsce), z tego około 100MW oddanych w 2015 wygeneruje ok. 280GWh w 2016;
- **Budowa zakończona przed czasem poraz kolejny:** Skurpie (36,8 MW) wybudowane przed czasem. Cały projekt od zamknięcia finansowego do otrzymania pozwolenia na użytkowanie zajął jedynie ok. 13 miesięcy. Budowa pozostałych ok. 62MW przebiega zgodnie z planem;
- **ok. 280MW weźmie udział w pierwszej aukcji w 2016 – największy pakiet ze wszystkich pojedynczych uczestników rynku:** drobny spadek w porównaniu do wcześniejszych estymacji ze względu na standardowe przesunięcia developerskie w niektórych projektach;
- **Korzystne poziomy wstępnych cen referencyjnych¹:**
 - Wiatr na lądzie 385PLN/MWh: pozytywny nawet po potencjalnym dyskoncie w aukcji, ze względu na korzystne profile projektów, lepsze tzw. „load factor”, wewnątrzgrupowe synergie kosztów bilansowania jak również mocną pozycję negocjacyjną z dostawcami. Szczegółowe przygotowania zostały już zainicjowane w celu osiągnięcia najlepszych parametrów;
 - Wiatr na morzu 470PLN/MWh: przy oczekiwanych kosztach produkcji dla farm na morzu przed 2020 (sektorowy cel to US\$110/MWh) jest to poziom możliwy do osiągnięcia zakładając, że koszty przyłączenia realizuje operator sieci.
- **Rosnące ceny:** ceny CO2 rosną ze względu na przyjęcie mechanizmu MSR oraz przewidywania związane z COP 21 w Paryżu, ceny Zielonych Certyfikatów odraewują ze względu na zbliżający się impuls rynkowy w styczniu 2016 (redukcja podaży);
- **Potwierdzenie realizacji prognoz 2015:** potwierdzona realizacja prognozy 2015 (80% prognozy 2015 zostało już zrealizowane na poziomie EBITDA oraz 88% na poziomie zysku netto);
- **Rola ENS w polskim bezpieczeństwie energetycznym:** w sierpniu br., Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (ENS) przeprowadziła pierwsze w Polsce, systemowe uruchomienie węglowego bloku Elektrowni Połaniec poprzez zasilanie bezpośrednią linią z ENS i utworzenie wyspy z Krajowego Systemu Energetycznego. Powodzenie pilotażowego uruchomienia bloku w Połańcu pokazuje rolę, jaką ENS może odgrywać w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w południowej Polsce, co jest szczególnie ważne w kontekście niedawnych ograniczeń w dostawach i poborze energii w całym kraju.
- **Ewidentne globalne trendy - transformacja sektora energetycznego w kierunku czystej/inteligentnej energii:** koncentracja na odnawialnych/czystych technologiach oraz redukcji emisji – Polenergia aktywnie monitoruje rynek czystych/inteligentnych technologii.

¹⁾ Oparta na projekcie rozporządzenia, aktualnie w konsultacjach

01

Podsumowanie wyników finansowych

Wyniki 9M 2015 roku oraz wykonanie prognozy w 2015 roku

Dane w mln PLN	9M 2014 Wykonanie	9M 2015 Wykonanie	9M 14 / 9M 15 różnica	9M 14 / 9M 15 różnica %	III kw. 2014 Wykonanie	III kw. 2015 Wykonanie	III kw. 14 / III kw. 15 różnica	III kw. 14 / III kw. 15 różnica %
Skorygowana EBITDA	114,4	163,5	49,1	43%	33,4	53,2	19,8	59%
Skorygowany Zysk Netto	34,8	63,8	28,9	83%	7,6	20,7	13,1	172%

Dane w mln PLN	2015 Prognoza	% wykonania
Skorygowana EBITDA	204.0	80%
Skorygowany Zysk Netto	72.4	88%

Zarząd podtrzymuje realizację ogłoszonych w raporcie bieżącym z dnia 11 marca 2015 roku prognoz na 2015 rok.

Zrealizowano 80% prognoz EBITDA i 88% prognoz zysku netto.

Wyniki łączne za 9M 2015 roku – P&L

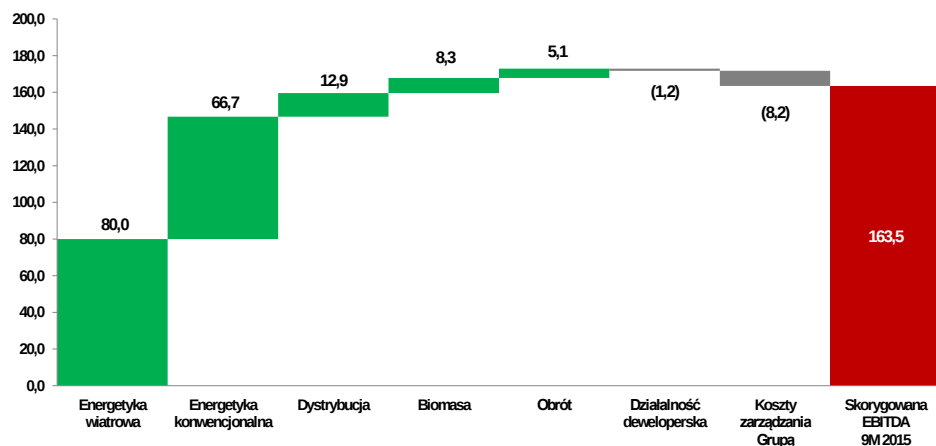
Zaprezentowane poniżej wyniki porównywalne za 9M 2014 zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty deweloperskie etc.) miała miejsce w dniu 1/1/2014, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

Wyniki Grupy Polenergia (dla danych porównywalnych przyjęto, iż datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) [mln PLN]	9M 2015	9M 2014	Różnica r/r	Różnica r/r [%]	3Q 2015	3Q 2014	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	2 032,3	2 013,7	19		677,0	569,1	108	
w tym Segment obrotu	1 517,7	1 539,2	(22)		511,8	419,9	92	
Koszt własny sprzedaży	(1 913,8)	(1 936)	23		(640,0)	(550)	(90)	
w tym Segment obrotu	(1 506)	(1 533)	27		(508)	(417)	(92)	
Zysk brutto ze sprzedaży	118,5	77,3	41,2	53%	37,0	19,3	17,7	92%
Skorygowana EBITDA	163,5	114,4	49,1	43%	53,2	33,4	19,8	59%
Skorygowany Zysk Netto	63,8	34,8	29,0	83%	20,7	7,6	13,1	172%
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	158,4	112,6	45,8	41%	51,6	31,1	20,5	66%
Skorygowana marża EBITDA (bez obrotu)	30,8%	23,7%	7,1%		31,2%	20,8%	10,4%	

- Połączone wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto prezentują istotny wzrost r/r, odpowiednio:
 - YTD EBITDA o 49,1 mln PLN (43%) oraz zysku netto o 29,0 mln PLN (83%)
 - III kw. EBITDA o 19,8 mln PLN (59%) oraz zysku netto o 13,1 mln PLN (172%)
- Poprawia się rentowność - jest to widoczne we wzroście marży EBITDA do ok. 31% (z wyłączeniem tradingu).

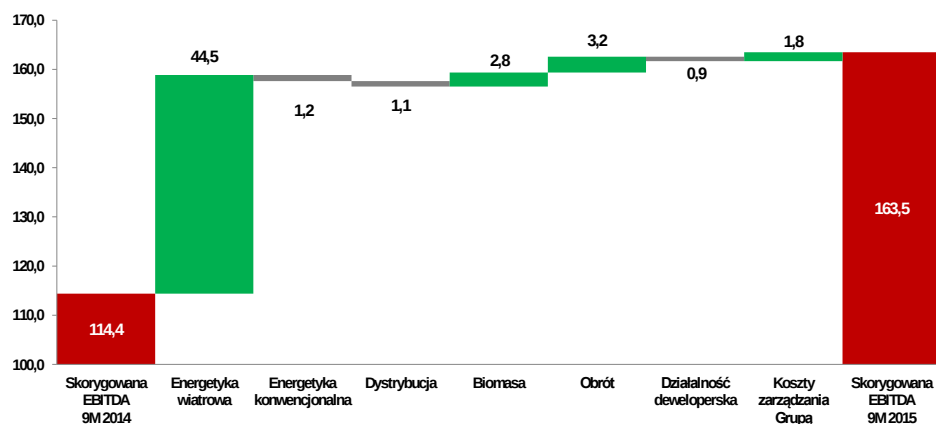
Wyniki łączne za 9M 2015 roku – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 9M 2015



- Energetyka konwencjonalna oraz dystrybucja gwarantują stabilny poziom EBITDA i CFO.
- Rośnie rola segmentu obrotu w Grupie.
- Obecnie w budowie znajdują się projekty wiatrowe o łącznej mocy 61,8 MWe (FW Mycielin, rozbudowa FW Gawłowice oraz FW Skurpie), których uruchomienie planowane jest do końca 2015 roku. Oczekiwana docelowa produkcja farm oddanych w 2015 (w tym Skurpie) wynosi około 280 GWh rocznie.
- Po przeprowadzonej restrukturyzacji operacyjnej segment biomasy generuje stabilne przepływy pieniężne.

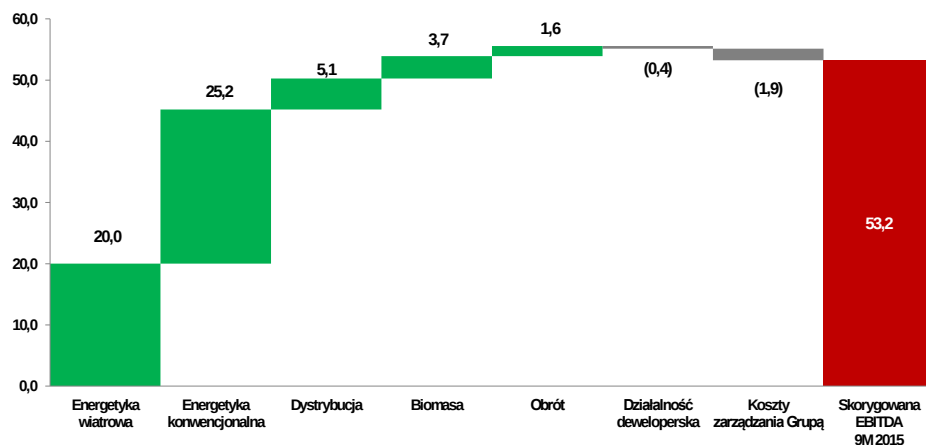
EBITDA Bridge 9M 2015/ 9M 2014



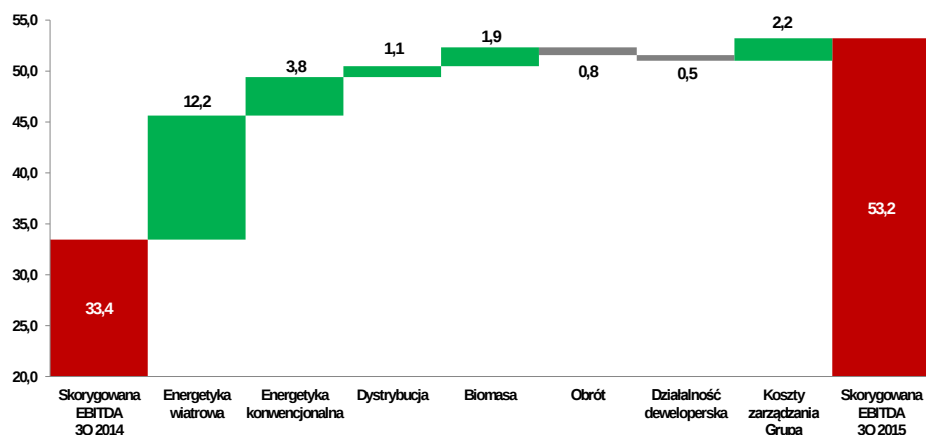
- Skokowy wzrost wyniku segmentu **energetyki wiatrowej** (o 44,5 mln PLN), związany z uruchomieniem nowych farm (Gawłowice, Rajgród) w drugiej połowie 2014 oraz Skurpie w III kw. 2015 roku oraz lepszych warunków wietrznych.
- Poprawa wyników **segmentu obrotu** (wzrost EBITDA o 3,2 mln PLN r/r) w wyniku optymalizacji obrotu energią w ramach GK i koncentracji na najbardziej rentownych segmentach rynku energii i gazu.
- Wynik segmentu **dystrybucji** był powyżej oczekiwań. Spadek r/r wynika z rozpoznania w 9M 2014 pozytywnych zdarzeń o charakterze jednorazowym.
- Zgodny z oczekiwaniami wynik segmentu **energetyki konwencjonalnej** jest pochodną wyższej korekty rekompensaty gazowej za 2014 r. oraz wyższych przychodów z tytułu żółtych certyfikatów (brak w okresie I-IV 2014 roku) skompensowanych niższymi przychodami z tytułu rekompensaty gazowej za 2015 i z rekompensaty kosztów osieroconych za rozwiązanie KDT.

Wyniki łączne za III kw. 2015 roku – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up III kw. 2015



EBITDA Bridge III kw. 2015/ III kw. 2014



Na wzrost wyniku EBITDA za III kw. 2015 w stosunku do III kw. 2014 o 19,8 mln PLN miały wpływ następujące czynniki:

- Wzrost wyniku segmentu **energetyki wiatrowej** (o 12,2 mln PLN) związany z uruchomieniem nowych farm (Gawłowice, Rajgród) w drugiej połowie 2014 roku oraz Skurpie w III kw. 2015 oraz lepszych warunków wietrznych; efekt ten został częściowo skompensowany aktualizacją wartości zapasów dokonaną na projektach Amon/Talia wynikającą z braku realizacji umów ich zakupu przez Polską Kompanię Handlową.
- Wynik segmentu **dystrybucji** był wyższy r/r głównie w wyniku rozwiązania rezerwy na rozliczenie z kontrahentem w PE-K a także dzięki obowiązywaniu od lipca 2015 nowej taryfy w PE-D przenoszącej między innymi 100% WRA, co pozwoliło skompensować niższe marże w obszarze sprzedaży energii do odbiorców końcowych
- Lepszy wynik **energetyki konwencjonalnej** był wynikiem wyższej korekty rekompensaty gazowej za 2014 r. otrzymanej w III kw. 2015 roku
- Nieznaczne pogorszenie wyników segmentu **obrotu** spowodowane w głównej mierze wzrostem kosztów koncesji i prowizji.
- Po przeprowadzonej restrukturyzacji operacyjnej segment biomasy generuje stabilne przepływy pieniężne.

Analiza rachunku przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych	9M 2015	3Q 2015
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I. EBITDA	162	53
II. Korekty razem	36	94
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	197	146
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	1	0
II. Wydatki	(376)	(119)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(375)	(118)
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I. Wpływy	270	101
II. Wydatki	(109)	(44)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	161	57
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(16)	85
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(16)	85
F. Środki pieniężne na początek okresu	417	316
G. Środki pieniężne na koniec okresu	401	401
Dług	975	975
Dług netto	574	574

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (48 mPLN dla 9M 2015 oraz 97 mPLN dla III kw. 2015) szczegółowo wyjaśnione w dalszej części prezentacji oraz podatek dochodowy (-12 mPLN dla 9M 2015 oraz -4 mPLN dla III kw. 2015).

Budowa farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice i Mycielin oraz dalszy development projektów.

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na budowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice oraz Mycielin

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS, Dystrybucja i Obrót.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 października 2014 roku do 30 września 2015 roku) wyniosła 218,1 milionów PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 września 2015 roku wynoszącego 574,3 milionów PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 2,63x i był niższy niż na 1HY 2015 kiedy wyniósł 3,0x.
- W trakcie 2015 oczekiwany jest wzrost Wskaźnika Zadłużenia netto/EBITDA z powodu zaciągania kredytów na ukończenie budowy Farm Wiatrowych. Długoterminowym celem Zarządu (od momentu pełnego odzwierciedlenia w EBITDA obecnie realizowanych projektów inwestycyjnych) jest utrzymanie wskaźnika Zadłużenie netto/EBITDA poniżej poziomu 3,0x.
- Relacja długu netto do kapitałów własnych była równa 0,41x, natomiast relacja kapitałów własnych do aktywów wynosiła 0,46x.

02

Kluczowe elementy Strategii Grupy

Farmy wiatrowe na lądzie – portfel w operacji

Działające farmy wiatrowe

#	Lokalizacja	Moc (MW)	COD	Klienci
1	Puck	22,0	2007	Energa, Polenergia Obrót
2	Modlikowice	24,0	2012	Tauron Sprzedaż
3	Łukaszów	34,0	2011	Tauron Sprzedaż
4	Gawłowice	41,4	10.2014	Polenergia Obrót
5	Rajgród	25,3	11.2014	Polenergia Obrót
6	Skurpie	36,8	08.2015	Polenergia Obrót

**183,5
MW**

Farma wiatrowa oddana do użytku
w III kw. 2015



FW Puck

- Łączna moc projektu wynosi 22,0 MWe, składa się on z 11 turbin (Gamesa) po 2,0 MWe każda;
- 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 77 GWh;

FW Gawłowice

- Łączna moc projektu wynosi 41,4 MWe, składa się on z 18 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo kuj. – pom., powiat grudziądzki;
- Oddanie do użytku nastąpiło w listopadzie 2014;
- Planowana roczna produkcja około 128 GWh;
- W 2015 uruchomiona będzie rozbudowa tej FW o dodatkowe trzy turbiny o mocy 6,9 MW;

FW Rajgród

- Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo podlaskie, powiat grajewski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w październiku 2014;
- Planowana roczna produkcja około 64 GWh;

FW Skurpie

- Łączna moc projektu wynosi 36,8 MWe, składa się on z 16 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo warmińsko-mazurskie, powiat działdowski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w sierpniu 2015;
- Planowana roczna produkcja około 107 GWh.

Lądowe farmy wiatrowe – portfel w fazie rozwoju

Portfel developerski

- Portfel farm operacyjnych w III kw. 2015 roku osiągnął moc 183,5 MW;
- Do końca 2015 około 62 MW zostanie uruchomione. Budowa przebiega zgodnie z planem;
- Dodatkowy portfel farm wiatrowych o mocy 730 MW jest w fazie rozwoju, z czego:
 - 6 projektów o mocy 279 MW weźmie udział w pierwszej aukcji planowanej na 2016;
 - 451 MW weźmie udział w aukcjach w latach 2017-2019.

W trakcie budowy – uruchomienie w 2015

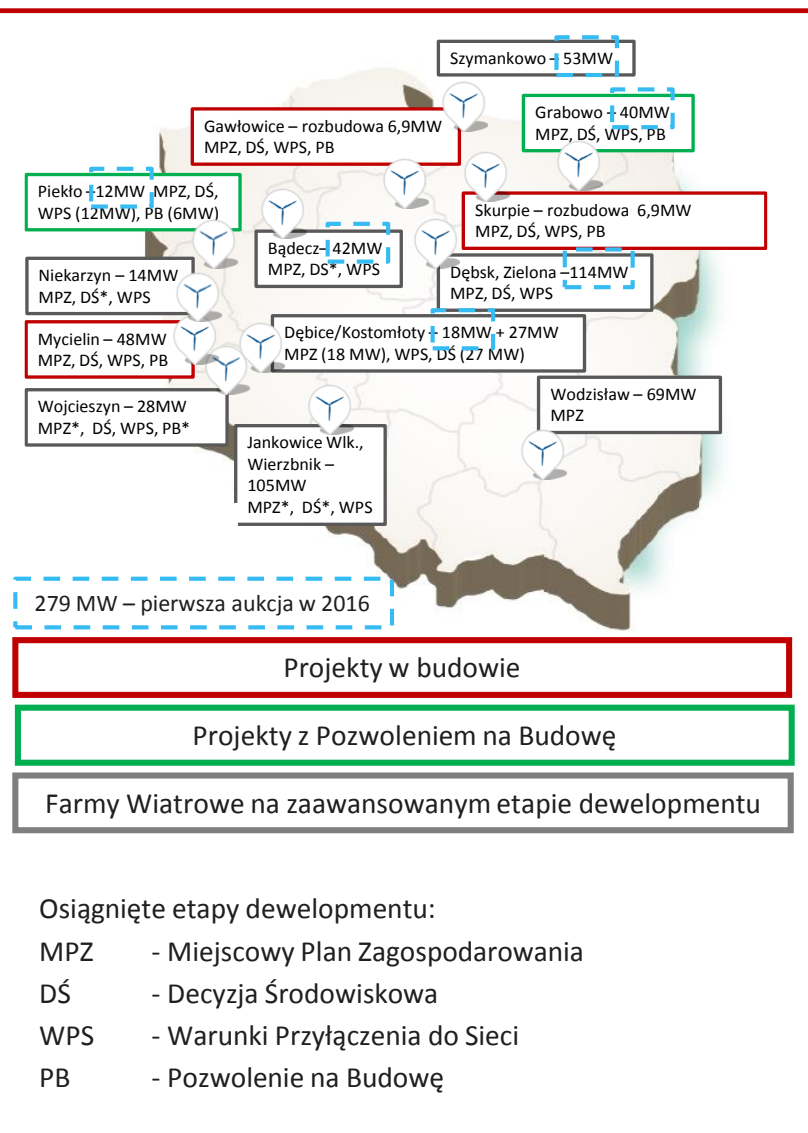
#	Lokalizacja	Moc (MW)	Status	Uruchomienie
6	Gawłowice (rozbudowa)	6,9	W trakcie budowy	2015
7	Skurpie (rozbudowa)	6,9	W trakcie budowy	2015
8	Mycielin	48	W trakcie budowy	2015

61,8 MW

Planowane przystąpienie do pierwszej aukcji w 2016 r.

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Pozwolenie na budowę	Możliwe uruchomienie
9	Piekło	12	1 kw'15	2017
10	Grabowo	40	1 kw'15	2017
11	Zielona	114	4 kw'15	2018
12	Kostomłoty	18	4 kw'15	2018
13	Bądecz	42	1 kw'16	2018
14	Szymankowo	53	3 kw'15	2019

279 MW

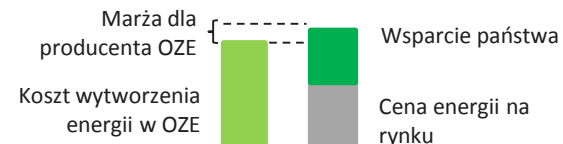


Nowa ustawa o OZE zapewnia stabilne warunki ekonomiczne

Mechanika wsparcia OZE ze strony Państwa

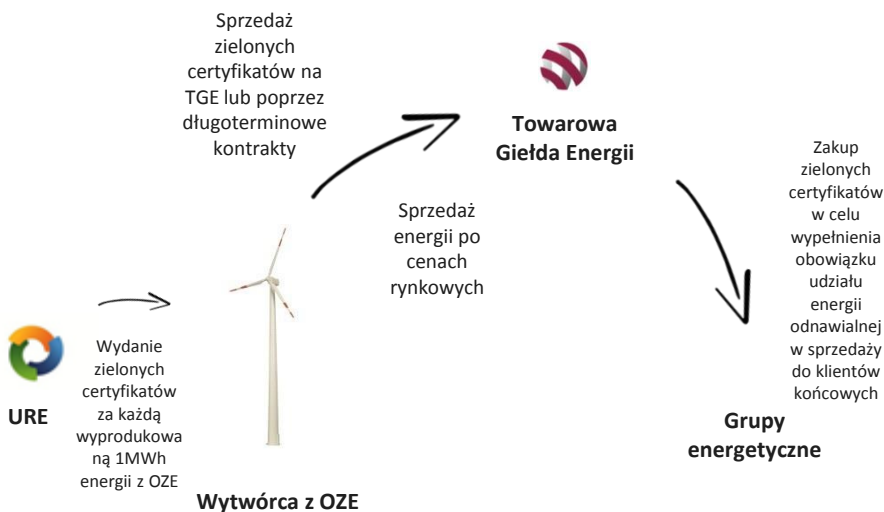
Koszt wytworzenia energii elektrycznej w OZE > Cena energii na rynku

Wsparcie ze strony państwa uregulowane w Ustawie o Odnawialnych Źródłach Energii podpisanej przez Prezydenta RP 11 marca br.



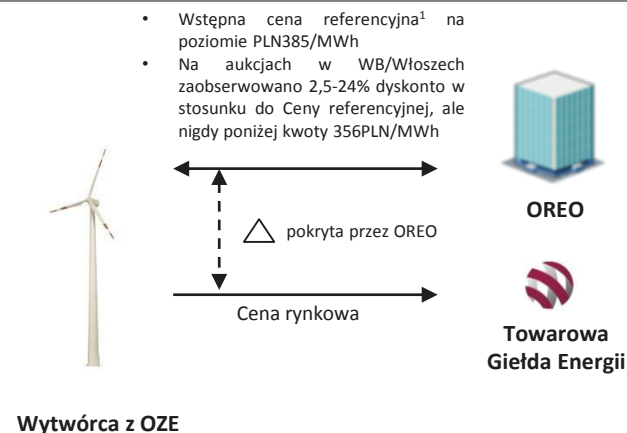
System zielonych certyfikatów

System zielonych certyfikatów dostępny dla wszystkich projektów oddanych do końca 2015 – wsparcie na 15 lat od daty rozpoczęcia wytwarzania energii



System aukcji

System aukcji zapewniający stałe indeksowane inflacją (CPI) ceny kontraktów wygranej aukcji na 15 lat



- Wstępna cena referencyjna¹ na poziomie PLN385/MWh
- Na aukcjach w WB/Włoszech zaobserwowano 2,5-24% dyskonto w stosunku do Ceny referencyjnej, ale nigdy poniżej kwoty 356PLN/MWh

Wytwórca z OZE

OREO
Towarowa Giełda Energii

*OREO – Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej
**jeżeli cena rynkowa > ceny referencyjnej wtedy wytwórca z OZE zwraca różnicę do OREO
¹) Oparta na projekcie ordynacji, aktualnie w konsultacjach

Efekt nowych regulacji OZE na dynamikę Zielonych Certyfikatów w 2016

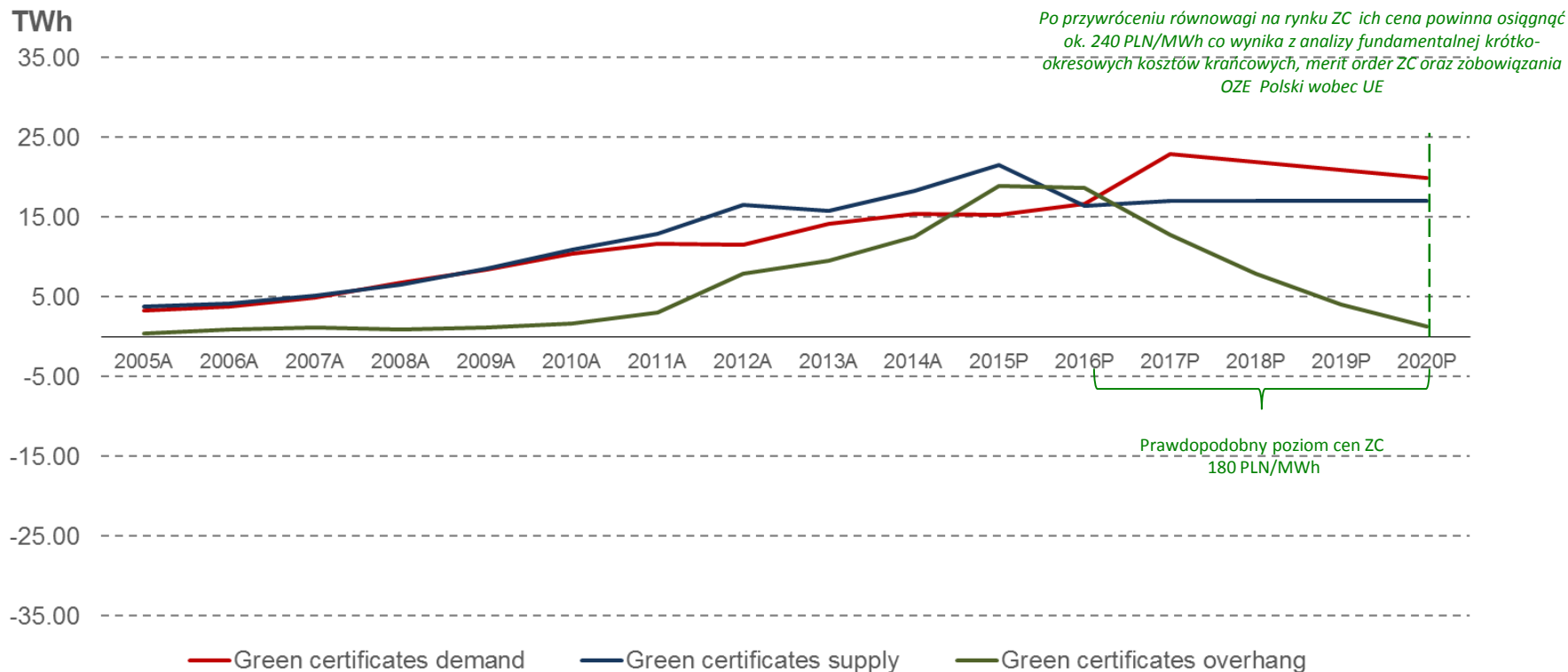
	2015	Zmiana jako rezultat regulacji OZE		2016
Podaż	21,6 TWh	5,2 TWh	(24%)	16,4 TWh
Popyt	15,2 TWh	1,4 TWh	9%	16,6 TWh

Znaczący spadek podaży oczekiwany w 2016 spowodowany jest wprowadzeniem mechanizmu obniżającego podaż:

- Odebranie wsparcia dla dużych elektrowni wodnych > 5 MW (założenie: od 2016);
- Znaczne ograniczenie wsparcia dla instalacji współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi do 0,5x certyfikatu;
- Oczekuje się że podaż spadnie o ok. 5 TWh w 2016 w efekcie wprowadzenia nowych regulacji OZE i „nawis” zielonych certyfikatów powinien zacząć się obniżać w 2016 ze względu na brak/ograniczoną produkcję niededykowanego współspalania;
- Popyt ZC będzie ustawiony na poziomie 15% w 2016 roku i według nowych regulacji OZE od 2017 zostanie zwiększony do 20%. W celu utrzymania równowagi, regulator będzie w stanie skorygować obowiązek rocznie wraz ze zmianami podaży. Szacujemy, że po 1-2 latach zwiększonej kwoty „nawis” będzie znacznie zmniejszony i stopniowa redukcja obowiązku będzie możliwa w 2019-2020.

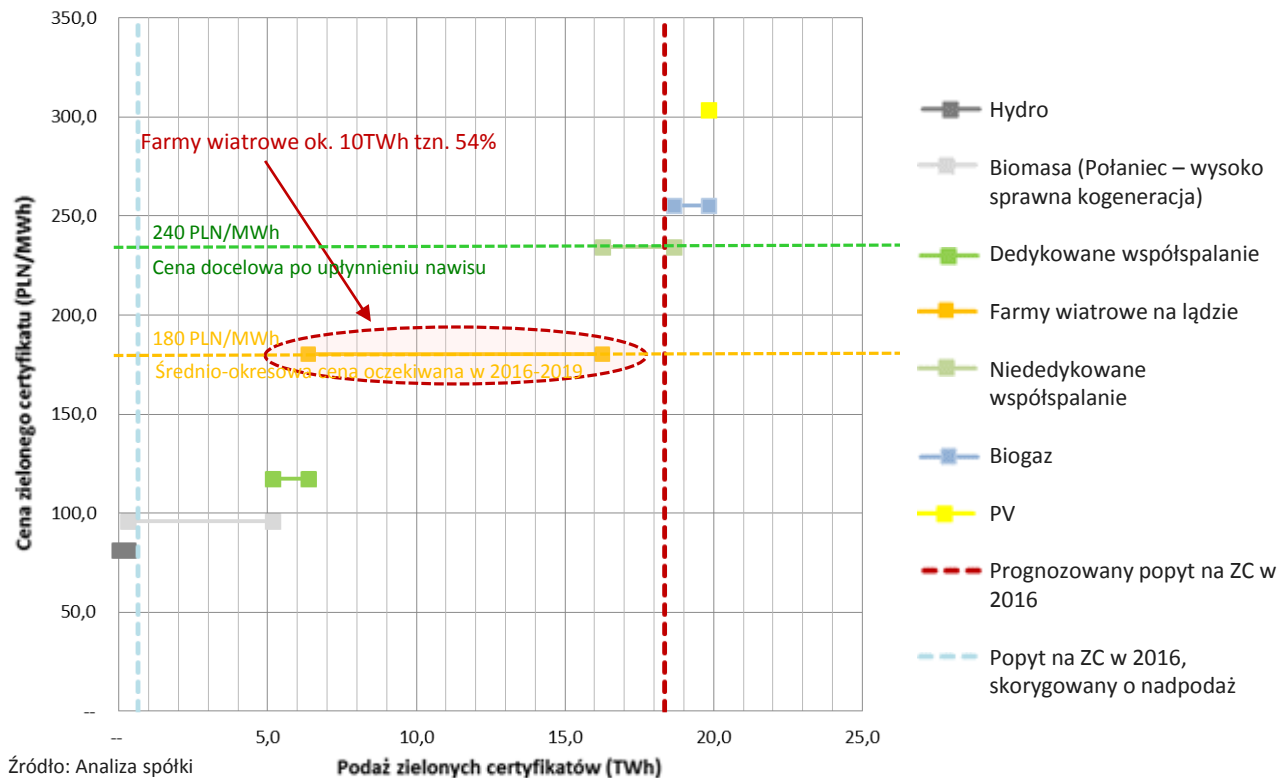
Nowe projekty wybudowane w systemie aukcyjnym nie będą miały wpływu na poziom popytu ZC, ponieważ energia elektryczna pochodząca z tych projektów będzie traktowana tak samo jak „czarna energia” i będzie wymagała odpowiedniej ilości zielonych certyfikatów.

Ograniczenie podaży i wzrost popytu zrównoważy rynek ZC



Nowe regulacje wprowadzone przez Ustawę OZE spowodują spadek rocznej produkcji zielonych certyfikatów o 5,2 TWh – to wywoła pierwszy, znaczący impuls pobudzający rynek, który wraz ze wzrostem popytu (napędzanym przez zwiększenie kontyngentu w Ustawie OZE) spowoduje redukcję „nawisu” i doprowadzi do wzrostu cen ZC.

Cena ZC powinna wrócić do poziomu wspieranego przez analizę fundamentalną¹



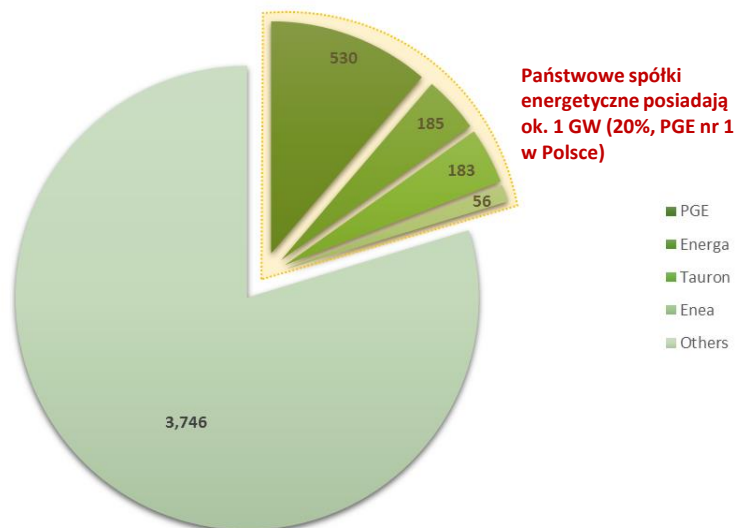
- Prognozowany roczny popyt na zielone certyfikaty rośnie do ok. 18,0 TWh w 2016 r. i 24,5TWh w 2020r. głównie na wskutek wzrostu obowiązku umarzania świadectw;
- Ze względu na ograniczenia wprowadzone w nowej ustawie o OZE (szczególnie w stosunku do współspalania), technologie o wymaganym wsparciu na poziomie niższym od farm wiatrowych (wodne, biomasa, współspalanie) będą w stanie zaspokoić jedynie ok. 35% popytu na ZC podczas gdy wolumen wytwarzany przez farmy wiatrowe będzie największy i będzie wynosił ok. 10TWh tj. 54% całkowitego zapotrzebowania.

- ✓ Po zniknięciu nawisu (2019/2020), cena zielonych certyfikatów osiągnie poziom wymagany przez krańcowego producenta zaspokajającego zapotrzebowanie tj. ok 240 PLN/MWh (niededykowane współspalanie) – co będzie konieczne do spełnienia celów udziału OZE w miksie energetycznym;
- ✓ Do momentu zniknięcia nawisu, cena powinna być ustalana przez farmy wiatrowe na lądzie, które są największym dostawcą zielonych certyfikatów;
- ✓ Bazując na powyższym, oczekujemy że w średnim okresie ceny ZC osiągną poziom 180 PLN/MWh i wzrost będzie kontynuowany do poziomu 240 PLN/MWh w długim okresie.

Państwo Polskie/Państwowe Grupy Energetyczne skorzystają ze zrównoważenia rynku ZC...

Państwowe Grupy Energetyczne mają znaczny udział w generacji OZE

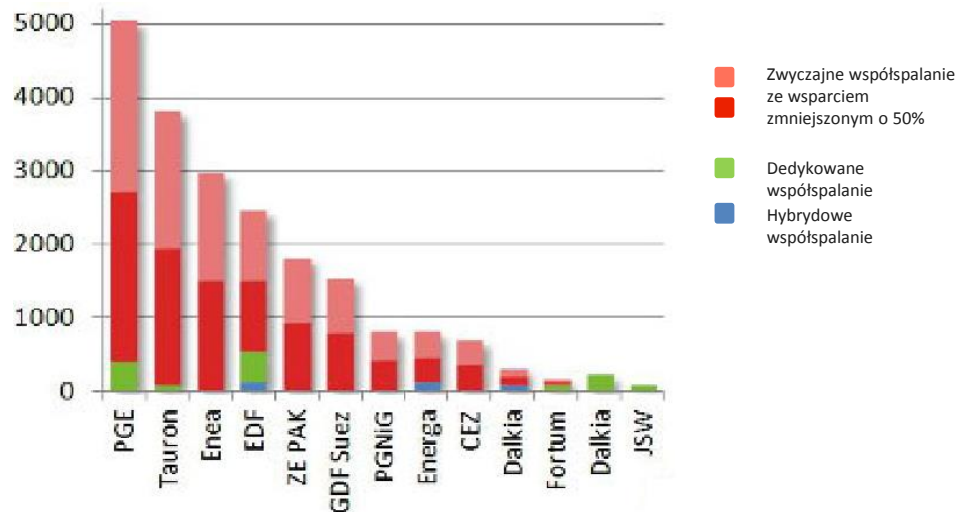
Udział państwowych grup energetycznych w mocy lądowych farm wiatrowych w 2015 [MW]



Źródło: analiza spółki

Państwowe Grupy Energetyczne posiadają większość mocy współspalania

Udział państwowych grup energetycznych w mocy przystosowanej do współspalania [MW]

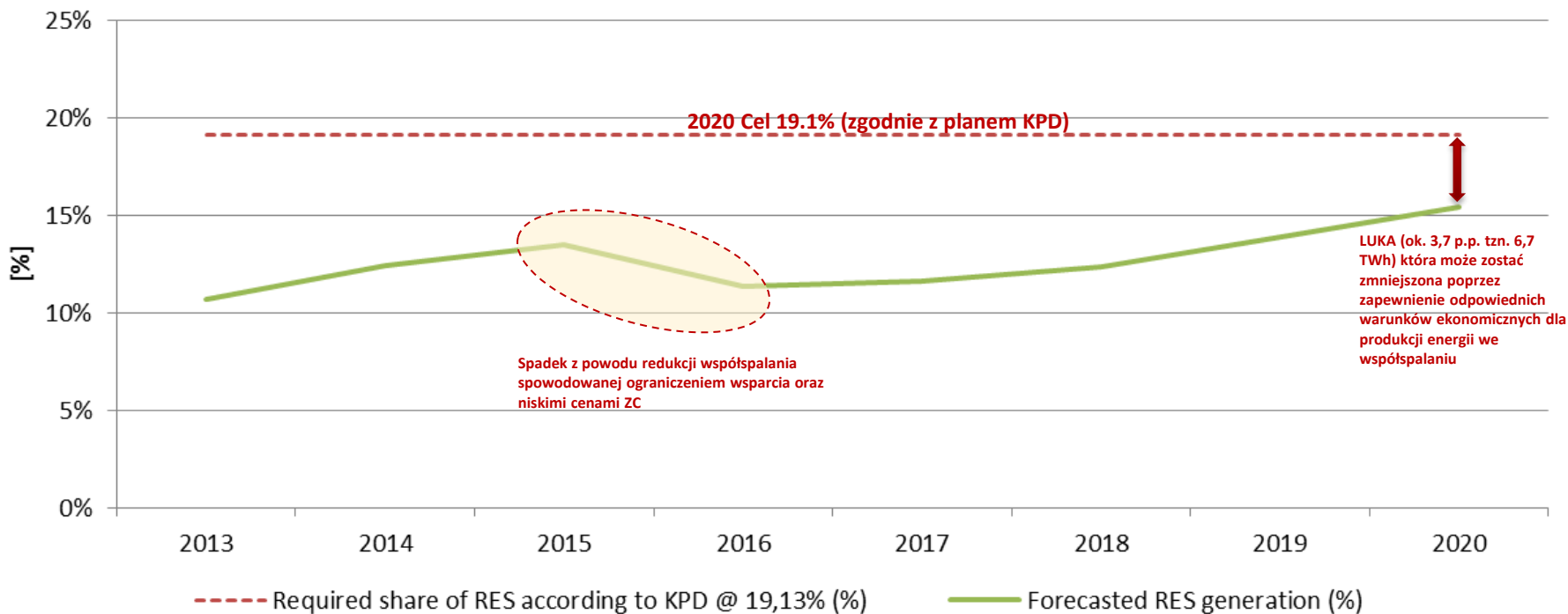


Źródło: Wysokie napięcie, <http://wysokienapiecie.pl/oze/548-kto-straci-na-wspolspalaniu>

- ✓ PGE, Energa, Enea i Tauron mają znaczący udział w dochodach budżetowych pochodzących z dywidend i podatków;
- ✓ 20% całkowitej mocy lądowych farm wiatrowych w 2015 i ok. 13 GW instalacji przystosowanych do współspalania powoduje, że państwowe grupy energetyczne już posiadają znaczący strumień przychodów bezpośrednio zależnych od cen ZC;
- ✓ Znaczenie odnawialnych źródeł w wynikach finansowych państwowych spółek energetycznych wzrośnie w przyszłości, gdy ekonomia generacji konwencjonalnej ulegnie pogorszeniu ze względu na wzrost cen CO2 oraz wsparcia dla górnictwa węgla kamiennego;
- ✓ Nowa Ustawa OZE zmniejszyła wsparcie dla niededykowanego współspalania (ok. 80% całkowitych mocy współspalania) o 50%, dlatego cena ZC musi osiągnąć poziom ok. 240 PLN/MWh aby uczynić tą technologię opłacalną i umożliwić spełnienie polskich zobowiązań wobec UE.

... oraz z zapobieżenia niebezpieczeństwu niedoboru energii z OZE wobec celu 19.1%

Share of RES generation in total electricity consumption (gross) till 2020



- ✓ Udział generacji OZE spadnie w 2016 z obecnego poziomu ok. 13,5% do 11,5% z powodu ograniczenia produkcji we współspalaniu. Nowe moce OZE pochodzące głównie z wiatru, nie będą w stanie zastąpić redukcji współspalania oraz zapewnić realizacji celu 19,1% w 2020;
- ✓ Produkcja energii z biomasy jest na skraju zyskowności i zostanie zamknięta jeżeli ceny ZC spadną poniżej obecnego poziomu. Powiększy to potencjalną lukę w generacji OZE;
- ✓ W celu osiągnięcia celu 19,1%, ceny ZC muszą wzrosnąć do poziomu ok. 240 PLN/MWh aby niededykowane współspalanie działało;
- ✓ Brak spełnienia przez Polskę Unijnego celu do 2020 będzie oznaczał naruszenie prawa UE i rozpoczęcie przez Komisję Europejską postępowania związanego z naruszeniem oraz/lub konieczność wykonania statystycznego transferu energii z krajów, które cel przekroczyły. Koszt statystycznego transferu został oszacowany w przedziale 50-100 EUR/MWh, co daje EUR 335-670m rocznych dodatkowych kosztów dla polskiej gospodarki.

Atrakcyjne warunki finansowania dla projektów które wygrać aukcję

Mechanizm kontraktów różnicowych (CFD), który jest bardzo stabilny i charakteryzuje się niskim ryzykiem

- 15-letni kontrakt różnicowy (CFD) ze stałą ceną indeksowaną CPI;
- Bardzo niskie ryzyko CFD, którym będzie Państwo Polskie (OREO), które odpowiada ryzyku polskich Obligacji Skarbowych;
- Polenergia rozpoczęła konsultację z bankami komercyjnymi oraz europejskimi instytucjami finansowymi odnośnie potencjalnych warunków finansowania projektów, które wygrać aukcje – prognozy są bardzo pozytywne, ponieważ banki wspierają najbardziej prawdopodobnych zwycięzców aukcji.

Wstępna Cena Referencyjna¹ ustawiona na osiągalnych poziomach

- 385 PLN, nawet po ewentualnej obniżce w aukcji, pozwoli Polenergii licytować konkurencyjnie ze względu na atrakcyjną charakterystykę projektów, poprawę współczynnika wykorzystania mocy, wewnątrzgrupowych synergii kosztowych oraz znaczącej siły negocjacyjnej odnośnie wysokości nakładów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych w celu osiągnięcia optymalnego współczynnika wykorzystania mocy oraz finalnego średnioważonego kosztu energii („LCOE”). Rozpoczęto już staranne przygotowania w celu osiągnięcia najlepszych parametrów;
- Obserwowane aukcje we Włoszech/UK sugerują dyskonto w zakresie 2-27%. Należy pamiętać, że najniższa cena w tych aukcjach wyniosła równowartość 356 PLN/MWh.

Polenergia jako czołowy deweloper oraz operator lądowych farm wiatrowych w Polsce

- 245MW w operacji do końca 2015 (Nr 2 w Polsce);
- Spółka najprawdopodobniej wystawi największą liczbę projektów do pierwszej aukcji ze wszystkich deweloperów w Polsce (około 280MW);
- W sumie ponad 600 MW projektów doprowadzonych do etapu „Gotowe do budowy” do tej pory, z istniejącym portfelem deweloperskim 730MW, z czego około 280MW będzie uczestniczyć w pierwszej aukcji, a pozostałe w kolejnych;
- Udowodniona zdolność efektywnej budowy: wszystkie historyczne realizacje inwestycji zakończone przed terminem;
- Znacząca siła negocjacyjna odnośnie wykonawców.

¹ Oparta na projekcie rozporządzenia, aktualnie w konsultacjach

Polenergia ma najlepsze warunki ze wszystkich graczy na polskim rynku energetyki wiatrowej aby wygrać maksymalną ilość zbliżających się aukcji.

Przeprowadzone aukcje w Europie wskazują na atrakcyjne poziomy cen

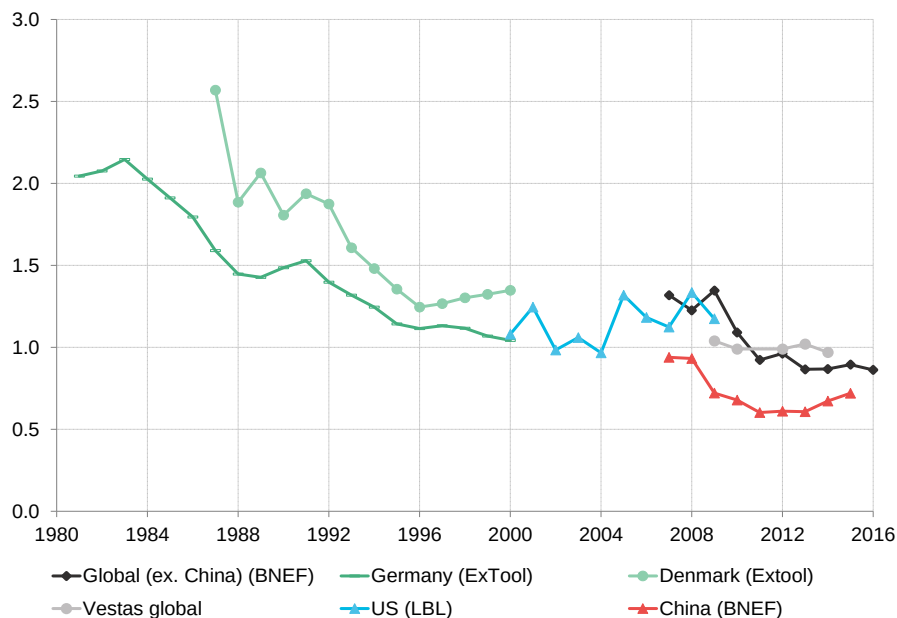
Aukcja dla farm wiatrowych na lądzie Włochy		
	<i>Wartość ceny referencyjnej dla aukcji</i>	<i>Taryfa ustalona w drodze aukcji</i>
2013	127€/MWh (PLN508/MWh)	96 €/MWh (PLN384/MWh) – 123,88€/MWh (PLN495/MWh)
2014	121€/MWh (PLN484/MWh)	102,87 €/MWh (PLN412/MWh) – 114,92 €/MWh (PLN460/MWh)
2015	121€/MWh (PLN484/MWh)	88,90 €/MWh (PLN356/MWh) – 93,50 €/MWh (PLN374/MWh)
Aukcja dla farm wiatrowych na lądzie Wielka Brytania		
	<i>Wartość ceny referencyjnej dla aukcji</i>	<i>Taryfa ustalona w drodze aukcji</i>
2015	£95/MWh (PLN532/MWh)	£82/MWh (PLN460/MWh)

Źródło: PSEW na podst. Assorinnovabili.it, rząd WB

- ✓ Dyskonto w stosunku do ceny referencyjnej w przeprowadzonych w Europie aukcjach wynosiło 2-27%;
- ✓ Najniższe taryfy gwarantowane nigdy nie były poniżej 88,90 €/MWh (ekwiwalent PLN356/MWh);
- ✓ W Wielkiej Brytanii taryfa gwarantowana przez 15 lat a we Włoszech 20 lat.

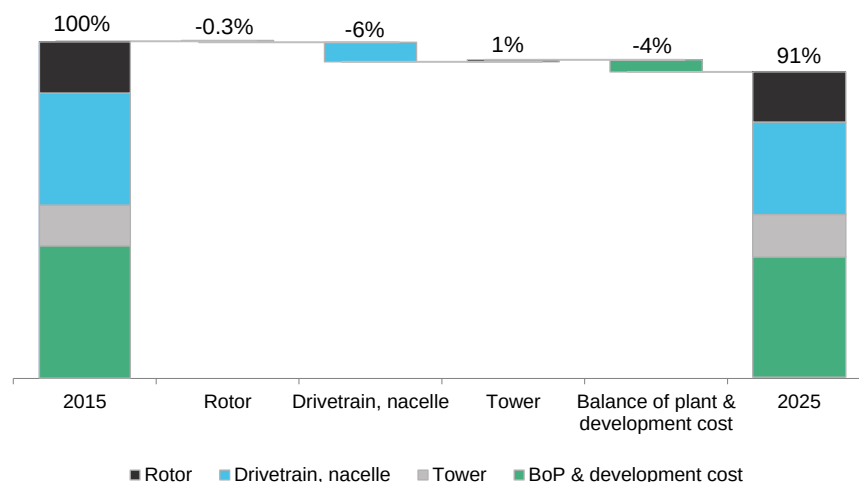
Spadek cen turbin wiatrowych będzie umożliwiać agresywne licytacje...

Ceny turbin wiatrowych (skorygowane o inflację do 2014), 1984-2016e (mEUR/MW)



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBL), ExTool study (Neij et al.2003), raporty roczne Vestas.

Czynniki redukcji nakładów inwestycyjnych dla projektów wiatrowych (na MW mocy, %)

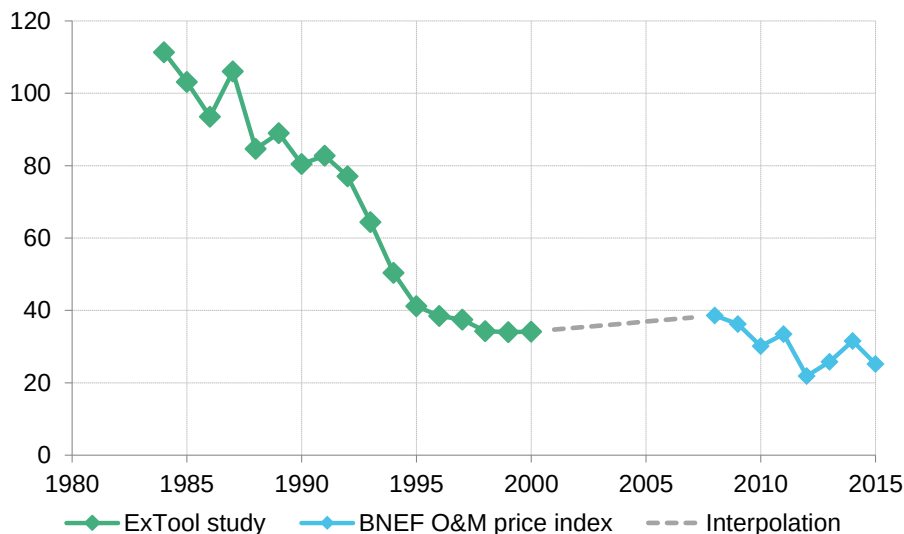


Źródło: Bloomberg New Energy Finance

BNEF szacuje znaczący spadek cen turbin (9% redukcja kosztów dla każdego podwojenia zainstalowanej mocy) – Polenergia ma najlepsze warunki do skorzystania z tego trendu ze względu na dobrą pozycję negocjacyjną.

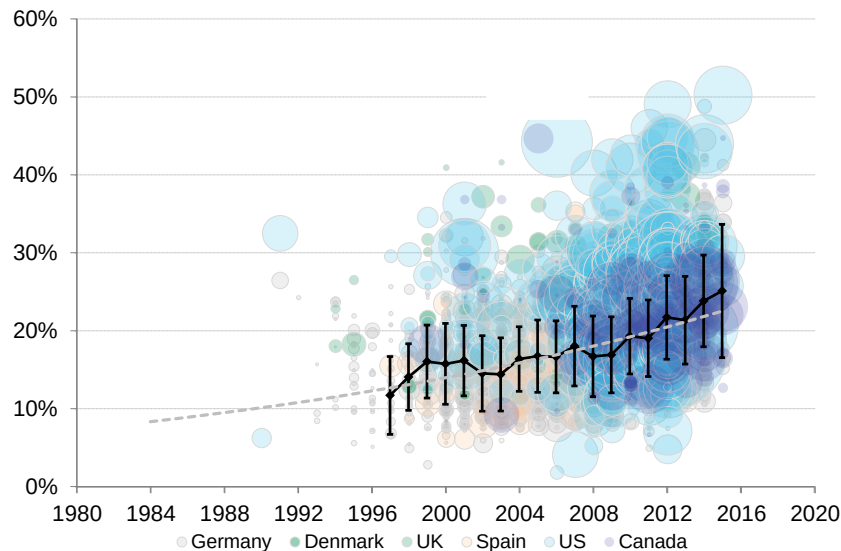
... jak i spadek O&M oraz coraz lepsze współczynniki wietrzności

Globalny (wyłączając Chiny) trend spadku kosztów O&M lądowych farm wiatrowych (skorygowanych o inflację do 2014), 1984-2015 (tysiąc EUR/MW/rocznie)



Źródło: Bloomberg New Energy Finance

Globalna (wyłączając Chiny) poprawa współczynnika wykorzystania mocy lądowych farm wiatrowych w latach, 1997-2015 (%)

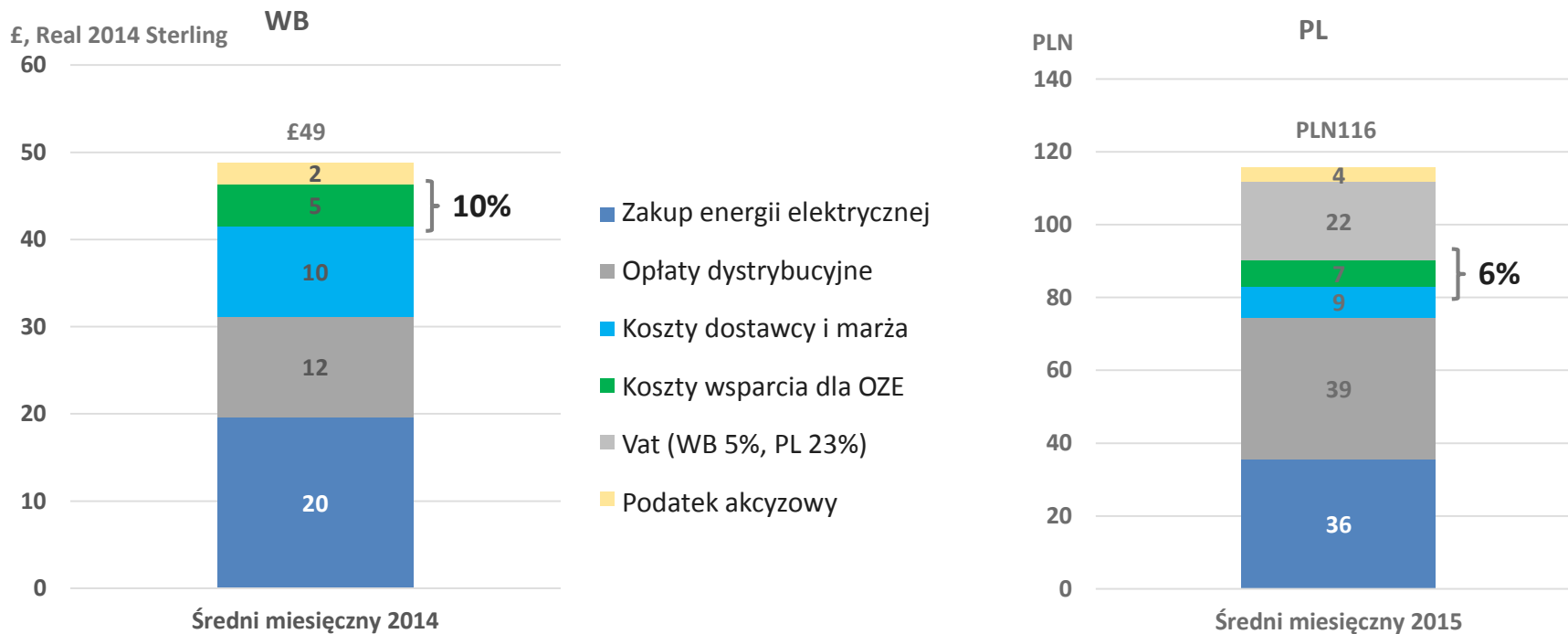


Źródło: Bloomberg New Energy Finance

Spadające koszty O&M dzięki efektowi korzyści skali oraz bardziej standaryzowane, dojrzałe technologie wraz z poprawą średniego globalnego współczynnika wykorzystania mocy pozwolą Polenergii na bardziej agresywną licytację w aukcjach.

Koszty wspierania OZE dla klienta końcowego

Średni miesięczny rachunek za energię elektryczną dla odbiorców indywidualnych - rozbieżność w Wielkiej Brytanii oraz Polsce



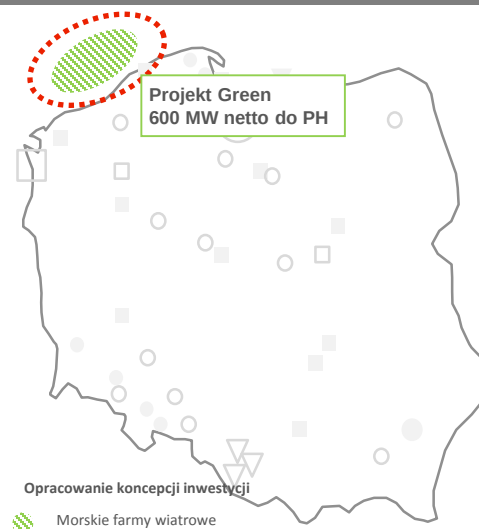
W 2014 w Wielkiej Brytanii w średnim miesięcznym rachunku za energię elektryczną (GBP49/gospodarstwo domowe), 10% stanowiło koszt dotacji OZE. W Polsce szacunkowy rachunek miesięczny wynosi 116 PLN i 6% stanowi koszt dotacji. Pozycja ta nie stanowi istotnego obciążenia w budżecie gospodarstwa domowego.

Kluczowy element strategii - pionierski projekt morskich farm wiatrowych w Polsce

Opis

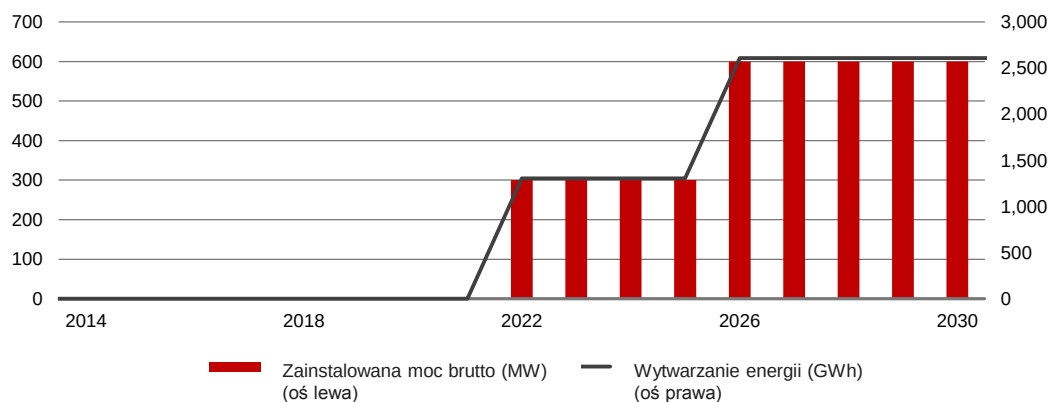
- Dwa projekty o łącznej mocy ok. 1,2 GW
- Plan zakłada współpracę z doświadczonym graczem w sektorze (50/50 JV)
- Dodatkową opcję stanowi trzeci projekt o mocy 1,6 GW z ważnym pozwoleniem na lokalizację
- Offtake zabezpieczony na okres 15 lat poprzez kontrakt w ramach systemu aukcji: zapisy odnoszące się do morskich farm wiatrowych uwzględnione w aktualnej Ustawie o OZE świadczą o przychylności rządzących
- W sierpniu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.

Lokalizacja i moc



Nazwa projektu	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Faktyczna planowana moc (MW)	600	600
Liczba turbin	ok. 60-75	ok 40-60
Odległość od brzegu	22 km	37 km
Obszar	116,6 km ²	122 km ²
Głębokość	25-39m	23-41m
Średnia prędkość wiatru	9 – 10 m/s	9 – 10 m/s

Zainstalowana moc i wytwarzanie elektryczności (udział PH)

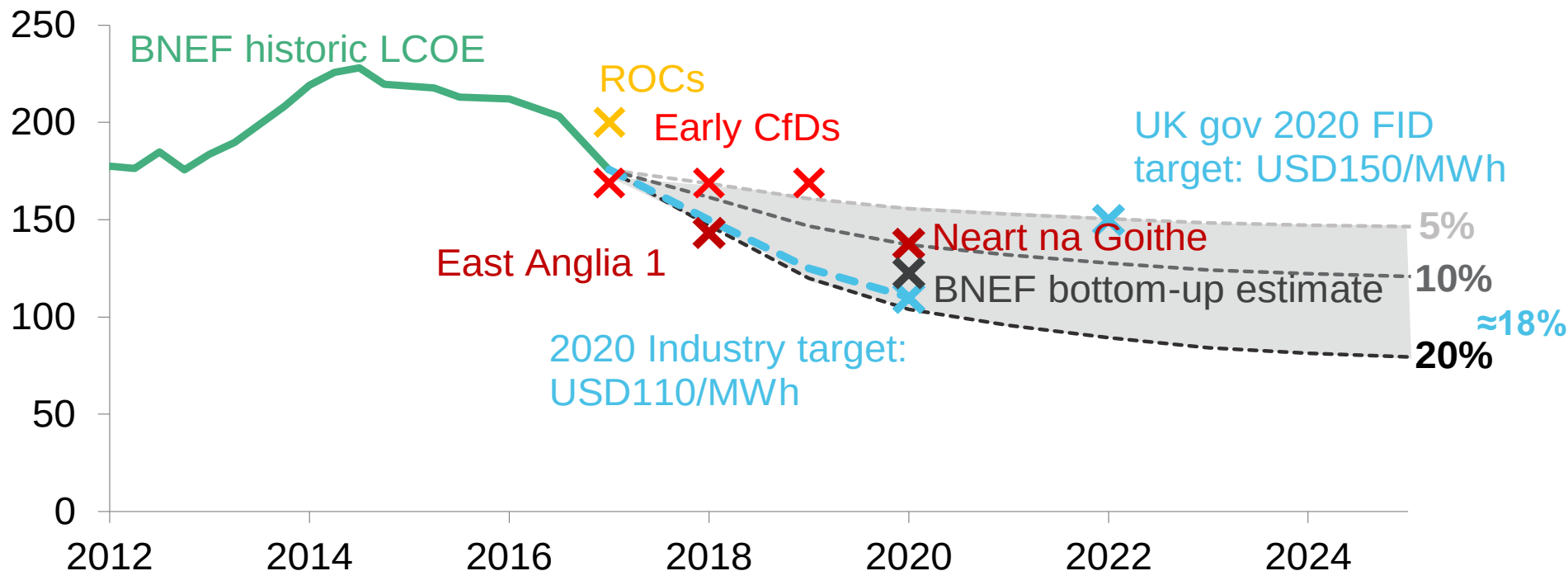


Planowane terminy	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Decyzja środowiskowa	1 kw 2016	3 kw 2016
Rozpoczęcie budowy	2020	2023
Data uruchomienia farmy	2022	2026

Wiodący developer morskich farm wiatrowych w Polsce, wspierany przez polepszającą się atrakcyjną ekonomikę projektu

Energia z morskich farm wiatrowych za US\$110/MWh - cel na 2020 (BNEF)

Historyczne i prognozowane „LCOE” przy założeniu różnych „learning rates” w zależności od roku rozruchu (USD/MWh)



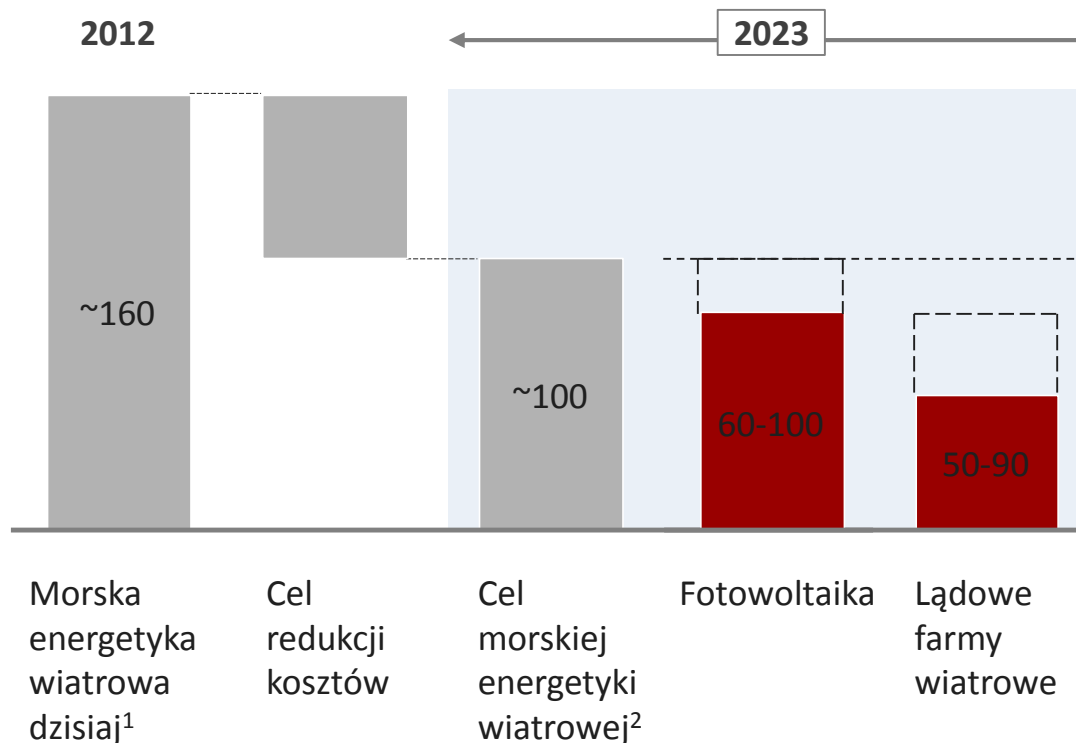
Note: Reading off the chart will give the LCOE at the time of commissioning. For example, the historic LCOE reaches until 2017 because for a project commissioned in 2017 it reflects the calculated LCOE at pre-construction 2 years prior. Calculations based on forecasted number of units rather than installed capacity. Conversion rate of USD/GBP = 1.5 and USD/EUR = 1.1 (last 3 month average).

Docelowa cena energii z morskich farm wiatrowych na poziomie US\$110/MWh w zestawieniu z wstępną ceną referencyjną dla offshore w Polsce (470PLN/MWh) pozwala w pełni na realizację projektów przez Polenergię.

LCOE – morskie farmy jak poprzednio wiatrowe na poziomie 100EUR/MWh - cel na 2020 (McKinsey)

Porównanie kosztów technologii

EUR/MWh, koszt kapitału (WACC) odpowiedni dla technologii, uruchomienie w 2012 i 2023



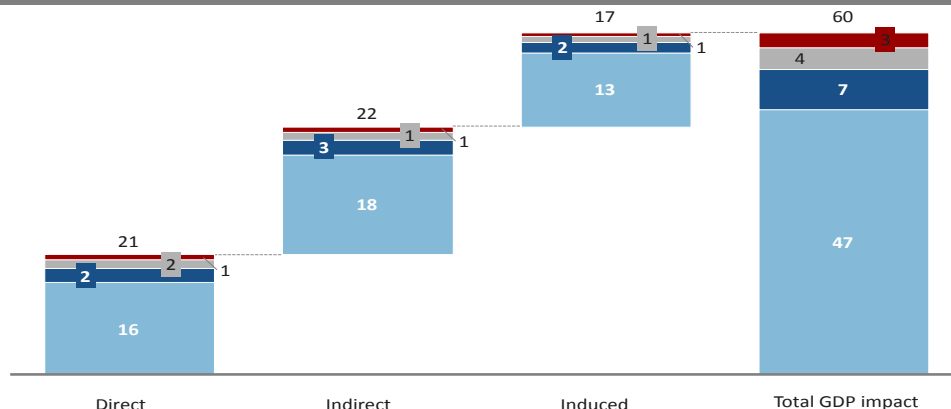
¹ 2012 off-take price Walney II (UK)

² UK market – 2020 FID, włączając koszty transmisji z uruchomieniem w 2023

Ponadto McKinsey szacuje docelowy poziom 100EUR/MWh – zgodnie z szacunkami BNEF. Finalny poziom LCOE „netto” będzie znacznie niższy, jeżeli uwzględnimy pozytywny wpływ na wzrost PKB.

Morskie farmy wiatrowe będą miały 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

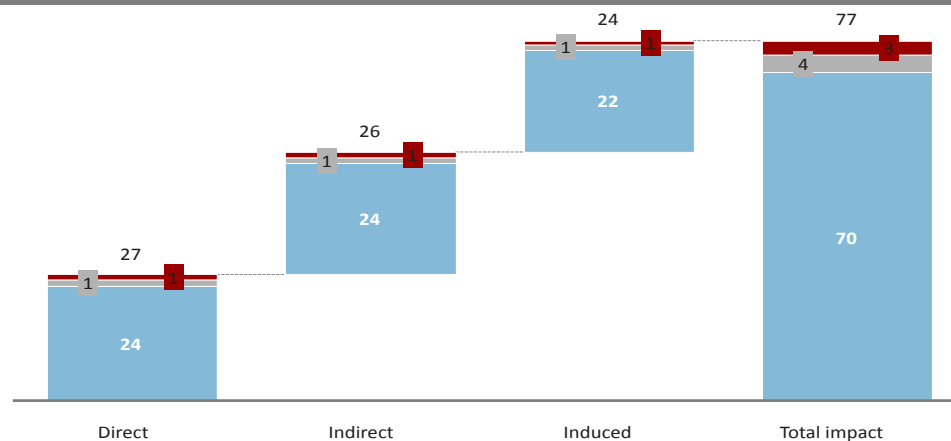
Potencjalny przychód
z podatków

0.35

PLN 15mld

Infrastruktura Eksport
O&M Capex

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



Procent
bezrobocia¹

5.2

1 za 1 kwartał 2015 roku - łącznie 17,3 mln zatrudnionych, bezrobotnych 1,5 mln Źródło: GUS; McKinsey

Ponad 60mld PLN do PKB oraz do 70 tysięcy dodatkowych miejsc pracy w całej Polskiej gospodarce kompensujących efekty restrukturyzacji polskich kopalni. Stanowi to realną alternatywę dla Polskiego Rządu.

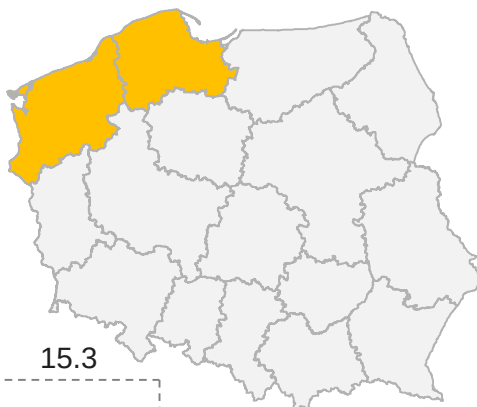
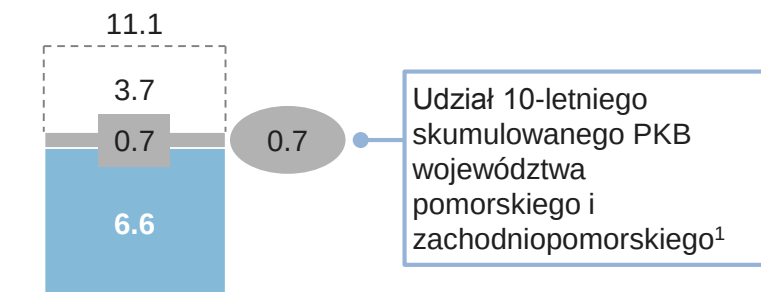
Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

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

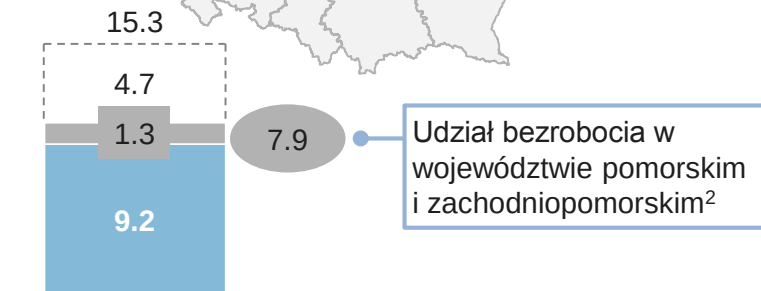
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

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



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

2 Na podstawie danych GUS Q1 2015

3 Udział pośredni i indukowany oszacowano na podstawie udziału w PKB Polski w 2012 roku w województwie pomorskim (5,8%) i zachodniopomorskim (3,8%)

Potencjalna wycena projektów morskich farm wiatrowych

- Polenergia posiada projekty dwóch morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 1,2GW, których uruchomienie planowane jest kolejno na 2022 i 2026 rok;
- Przyjmując za punkt odniesienia wartość projektu na moment rozpoczęcia budowy (tzn. z pozwoleniem na budowę) Polenergia ocenia obecny stan zaawansowania projektu morskich farm wiatrowych na 45% (m.in. uzyskano pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, ułożenie i otrzymywanie kabli podmorskich, podpisano umowę przyłączeniową z PSE). Do końca 2016 roku Spółka planuje uzyskanie decyzji środowiskowej;
- Bazując na rzeczywistych transakcjach na rynku europejskim w ostatnim czasie, potencjalna wartość projektów farm morskich na moment zamknięcia finansowego może wynieść ok. 260 tys. EUR* / 1MW;
- Przyjmując taką wycenę możemy ustalić potencjalna wartość projektu na koniec 2016:


$$1200 \text{ MW} \times \text{€}260\text{k} / \text{MW} \times 4,2 \text{ EUR} / \text{PLN} = \underline{1.310 \text{ m PLN @ 45\%}} \\ = \underline{590\text{m PLN}}$$

- Powyższa wartość odzwierciedla wartość projektu na moment zamknięcia finansowego, który obie farmy BS II i BS III osiągną w 2019 r.

*Mnożnik z transakcji zakupu farmy Gode Wind I i II przez Dong Energy od PNE Wind w 2012 wg danych opublikowanych przez Bloomberg New Energy Finance

03

Aktualne trendy transformacyjne w sektorze energetycznym na świecie

“The gazelle does not have to outrun the cheetah - It has to outrun the slowest gazelle”



Zdjęcie: Denis Donohue / Shutterstock

Clean energy

Coal

Oil Sands

Oil

Gas

Źródło: BNEF

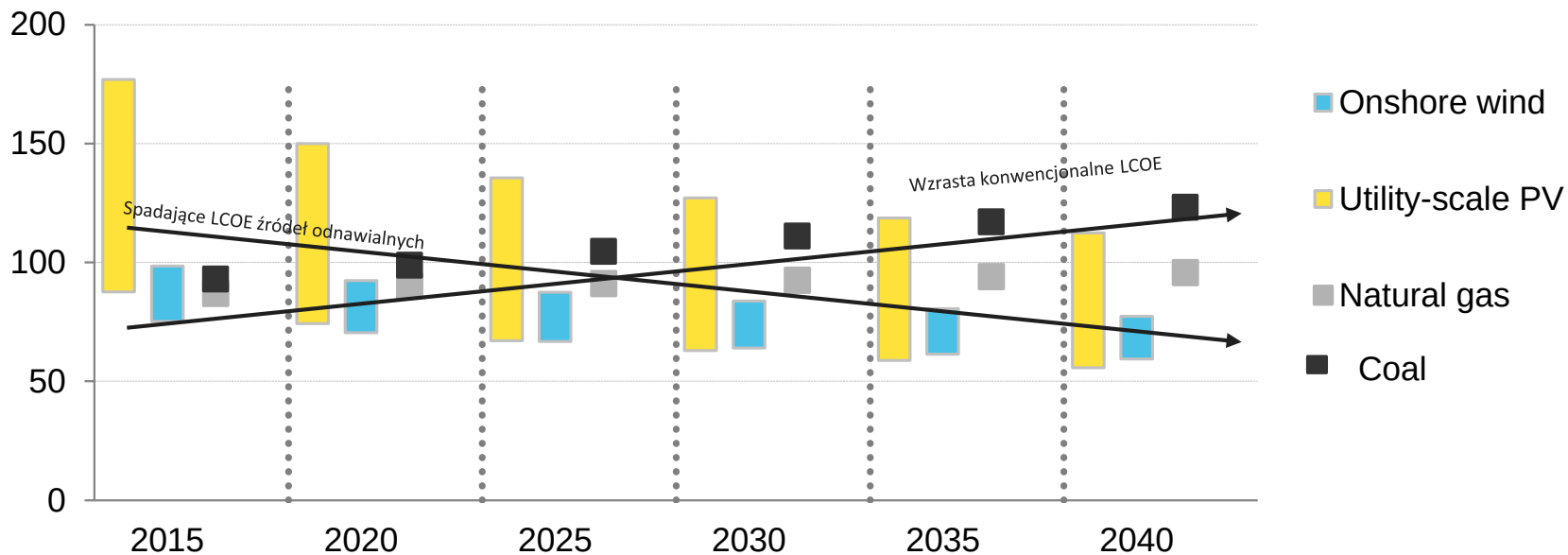
Życie opiera się na wszechobecnym wykorzystywaniu paliw kopalnych, z których wszystkie mają wady i z których każde będzie (w czasie) droższe, ponieważ jest to zasób ograniczony (chyba że nastąpi przeciwdziałanie poprzez redukcję kosztów/innowację):

- **Węgiel:** najtańszy i najbardziej obfity, ale najbardziej zanieczyszczające źródło, przyczyniając się do wzrostu emisji.
- **Ropa naftowa:** podatne na wstrząsy geopolityczne i zmowy cenowe producentów.
- **Gaz:** głównie dostarczany przez rurociągi, często z poważnym bagażem politycznym, jak w przypadku uzależnienia Europy od Rosji.
- **Atom (uran):** nękany przez kłopoty polityczne, zastrzone przez po wypadku w elektrowni Fukushima w Japonii w 2011 roku.

Odnawialne źródła energii/czystej energii, takie jak wiatr i energia słoneczna, beneficjenci dotacji, którzy do tej pory odgrywali marginalną rolę, ale teraz zaczynają się zbliżać do parytetu kosztowego ze źródłami konwencjonalnymi (w niektórych częściach świata już tam są).

Ten obraz jest nieunikniony i już się dzieje – analogicznie do zmian wprowadzonych przez internet w sektorze telekomunikacji. Inteligentne rozwiązania, wraz ze źródłami odnawialnymi, umożliwiają większą kontrolę w rękach konsumentów.

Europejskie LCOE OZE spada, podczas gdy na wytwarzaniu konwencjonalnym wzrasta



Nota: US\$/MWh. Współczynniki mocy – morski wiatr: 25-35%; solar: 10-15%

Źródło: BNEF

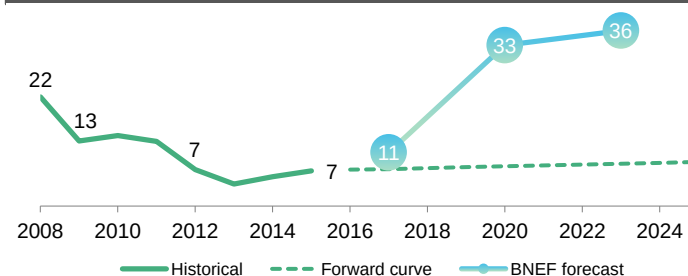
W Europie lądowa energetyka wiatrowa jak i słoneczna osiągnęły już parytet sieci, w porównaniu do gazu naturalnego i oczekuje się, że staną się tańszymi technologiami, niż węgiel kamienny w latach 2020-25. Oczekuje się, że LCOE węgla kamiennego wzrośnie z powodu rosnących cen CO₂, niższego wykorzystania ze względu na zmieniające się warunki rynkowe oraz rosnące koszty finansowania.

Paryż 2015 COP21 i mechanizm MSR

- W 2015 COP21, (Konferencja Klimatyczna w Paryżu 2015), **po raz pierwszy, planuje zawarcie wiążących umów klimatycznych mających na celu ograniczenie wzrostu średniej temperatury do poziomu poniżej 2°C.**
- Oczekuje się **blisko 50.000 uczestników, w tym 25.000 oficjalnych delegatów** rządów, organizacji międzyrządowych, agencji ONZ, organizacji pozarządowych i społeczeństwa obywatelskiego.
- **Mechanizm MSR działa poprzez zdejmowanie z rynku uprawnień do emisji do momentu, w którym nadwyżka spadnie do poziomu 833 Mt.** Jeżeli nadwyżka spadnie poniżej 400 Mt, wolumen z rezerwy będzie ponownie wprowadzany na rynek.
- **EU ETS potrzebuje nadwyżki, aby działać poprawnie.** W przybliżeniu jest to ekwiwalent wolumenu posiadanego przez spółki w ramach działalności hedgingowej. Gdy spółki zabezpieczają sprzedaż energii kontraktami terminowymi, to również kupują paliwa oraz CO₂ w celu zabezpieczenia produkcji. Ta „niezbędna” nadwyżka wynosi około 1Gt.
- **Ponieważ cel MSR (833 Mt) jest niższy niż wymagane zabezpieczenia dla spółek - 1 Gt, spowoduje to wzrost popytu a tym samym wzrost cen uprawnień CO₂ w latach 2020-30.**



Ceny EUA 2008-25 (€/t)



COP 21 wraz z MSR doprowadzi do redukcji emisji w sektorze energetycznym i wzrostu cen uprawnień do emisji powyżej 30 €/t do 2021.

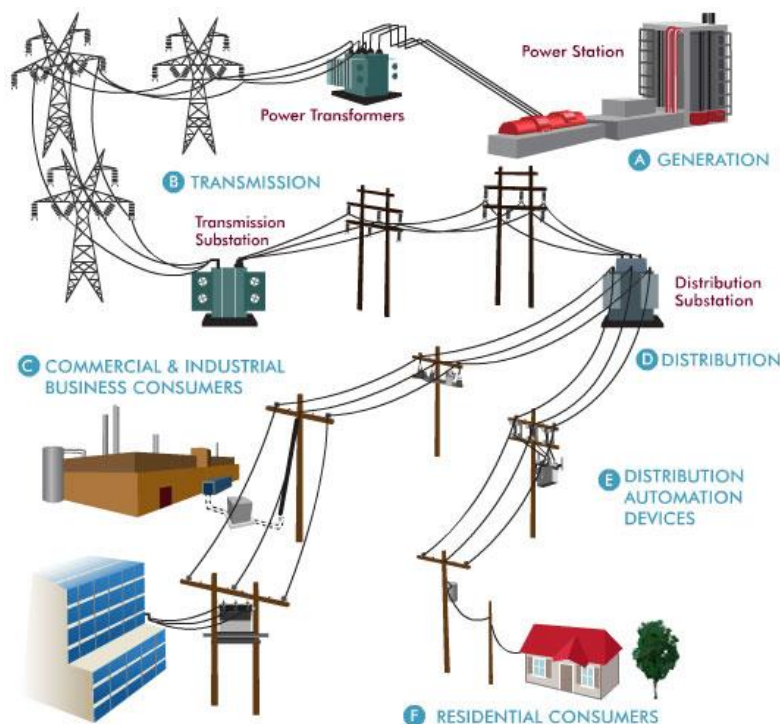
Zmieniające się modele biznesowe spółek energetycznych

1. **Zmieniający się popyt**: w odpowiedzi na zmieniające się wzorce popytu, rozwój źródeł odnawialnych oraz usprawnienia w efektywności energetycznej, grupy energetyczne zaczęły adaptować strategie biznesowe.
2. **Znaczące obciążenia**: grupy energetyczne stoją przed perspektywą utrzymania i modernizacji przestarzałej sieci energetycznej aby zrekompensować zmienność źródeł odnawialnych, tracąc w tym samym czasie przychody ze względu na niższy popyt.
3. **Kurczące się przychody & zwiększone koszty stałe**: ze względu na konwergencję niższego popytu wywołanego przez recesję z 2008 oraz gwałtowny spadek kosztów wytwarzania energii odnawialnej wraz ze wzrostem ich penetracji.
4. **Utrata wartości**: w Europie, grupy energetyczne straciły blisko 50% wartości rynkowej pomiędzy grudniem 2008 a grudniem 2013.
5. **Przyjęte strategie**:
 - lobbing na rzecz zmian regulacyjnych w celu zahamowania wzrostu odnawialnych źródeł energii lub reformy systemu wsparcia aby pogorszyć ekonomikę tych tendencji;
 - eksperymentowanie z nowymi modelami biznesowymi, takie jak inwestycje w spółki energetyki odnawialnej oraz zbliżanie się do klienta końcowego (O&M, billing, akwizycja klientów);
 - inne grupy energetyczne skupiły się na zupełnie nowych obszarach, takich jak inteligentny dom, magazynowanie energii oraz łączone oferty sprzedaży energii elektrycznej wraz z innymi usługami (np. telekomunikacja).

Coraz więcej graczy rynkowych staje się bardziej proaktywnym, co prowadzi do nowych modeli biznesowych i usług.

Tradycyjny model rynkowy grup energetycznych pod presją

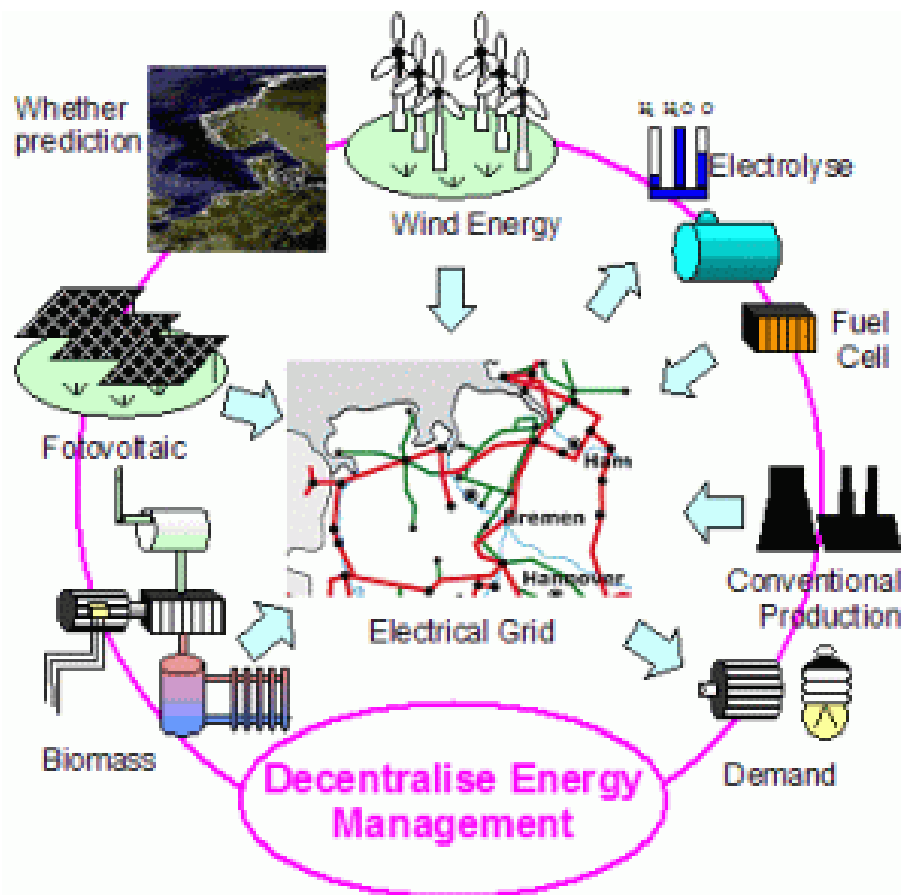
Podstawowy model opierał się na przesyłach po liniach wysokiego napięcia na duże dystanse do pasywnych klientów. Elektrownie były duże i kosztowne, zbudowane w pobliżu kopalń węgla, portów, rafinerii ropy naftowej lub w przypadku elektrowni wodnych – zbiorników.



Źródło: <http://venturebeat.com/2010/12/08/smartgrid-europe-renewables/>

Wiele z tych miejsc było daleko od ośrodków przemysłowych oraz zaludnionych obszarów, które używały energii. Głównym problemem grup energetycznych było dostarczanie energii, szczególnie aby sprostać zapotrzebowaniu w szczycie.

Energetyka konwencjonalna będzie odgrywać mniejszą rolę w przyszłości

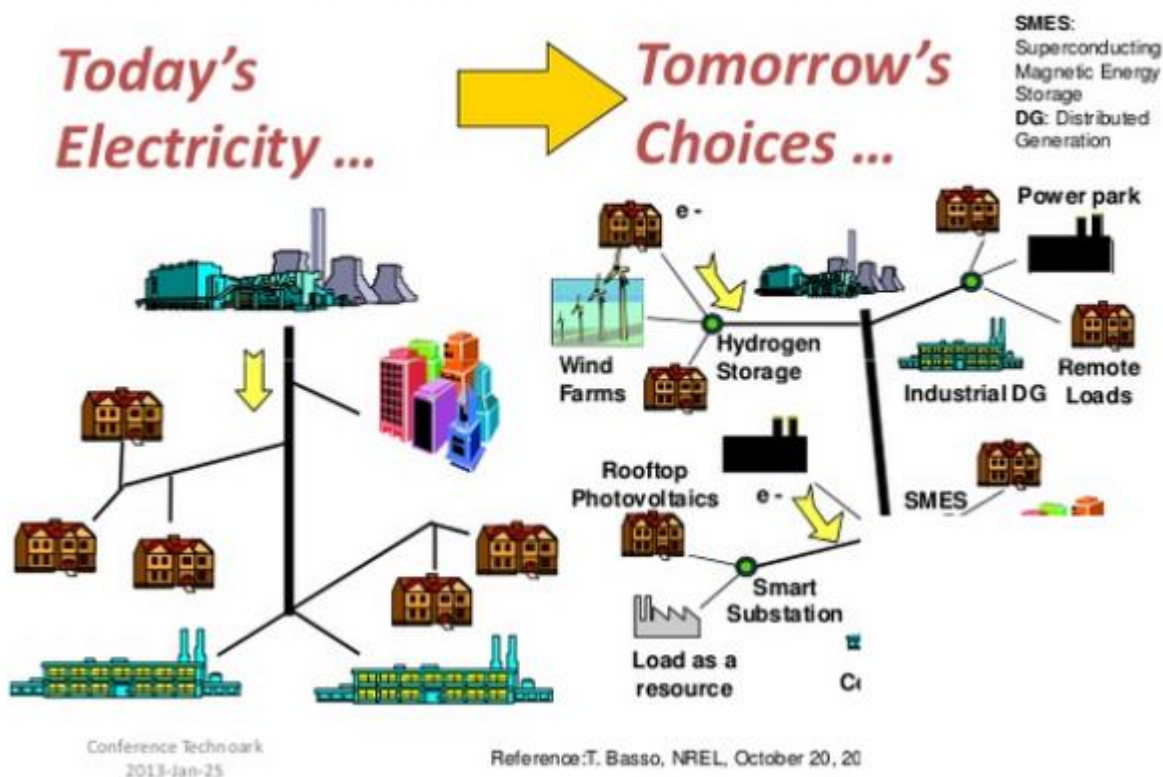


- **Wytwarzanie konwencjonalne przyjmie mniej znaczącą pozycję:** niższe wykorzystanie, ze względu na rosnący popyt oraz dostępność odnawialnych źródeł energii.
- **Grupy energetyczne będą zobowiązane do wzmocnienia ich roli w bilansowaniu źródeł energii:** szczególnie źródeł odnawialnych oraz mikrogeneracji.
- **Grupy energetyczne będą musiały wypracować nowe modele biznesowe:** w celu utrzymania rentowności tradycyjnych źródeł generacji tzn. zwiększenie elastyczności mocy w celu umożliwienia zarabiania na wahaniach cen i z opłat za dostępność, a nie jedynie z energii sprzedawanej na rynku.

Dni pionowo zintegrowanych modeli są policzone – dzięki energii odnawialnej rynek energii coraz bardziej przypomina gospodarkę internetu gdzie koszty krańcowe są równe zero. Przyszły model będzie znacznie bardziej rozdrobniony. Rozproszona generacja oraz nowi gracze już rewolucjonizują sposób w jaki energia elektryczna jest sprzedawana i używana.

Koncentracja na zdecentralizowanej mocy oraz dystrybucji

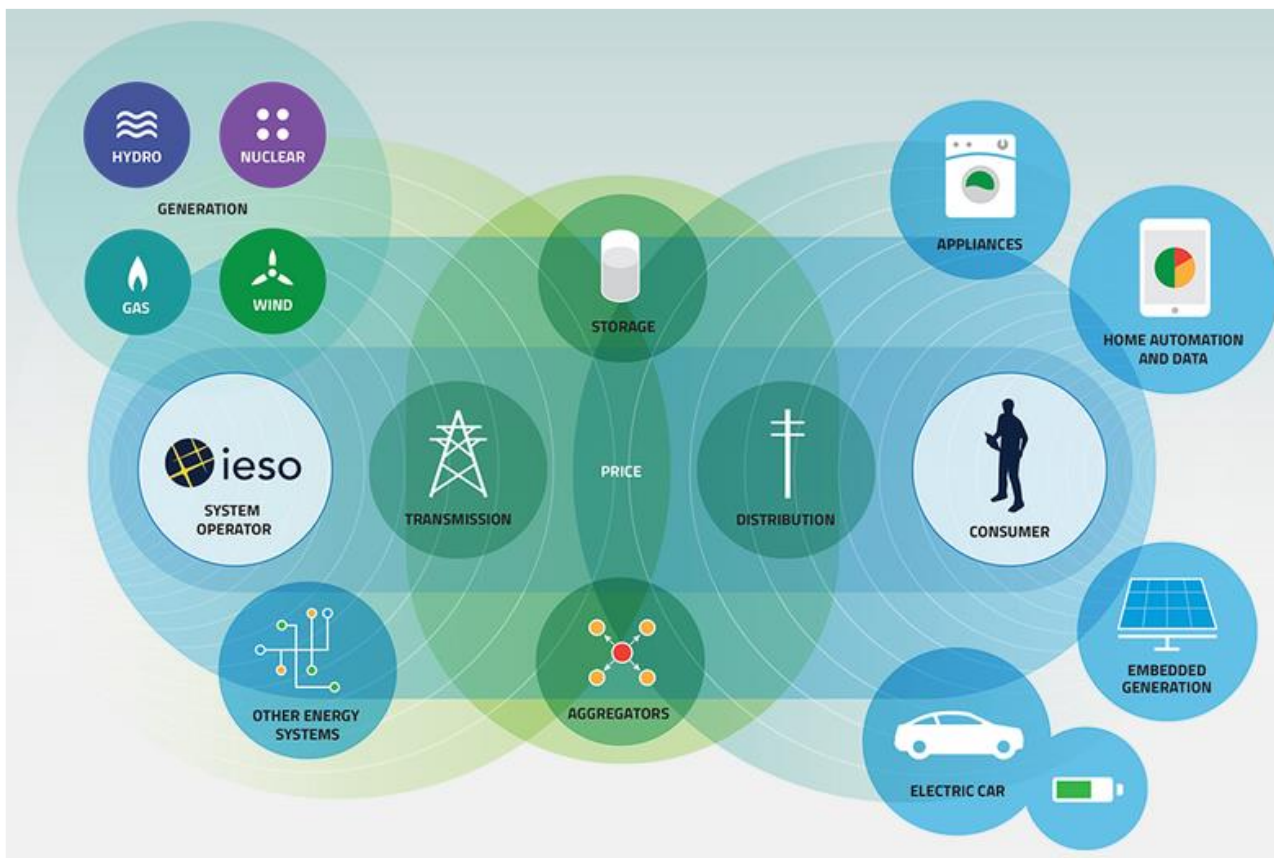
Modernization of The Electric Grid



- **System rozprawdzania energii:** zdecentralizowana i odnawialna generacja mocy ostatecznie zastąpi konwencjonalne elektrownie, redukując rolę bilansowania w sieci i przesuwając ciężar na inteligentną dystrybucję;
- **Lokalne wytwarzanie:** stare scentralizowane systemy, które zapewniają jednokierunkową dostawę energii elektrycznej będą w coraz większym stopniu wypierane przez lokalną generację, energię produkowaną przez konsumentów, połączonych poprzez sieć dystrybucyjną obejmującą wszystko począwszy od dachowych turbin wiatrowych i paneli słonecznych do potencjalnych mikro elektrociepłowni.

... w rezultacie, sieć energetyczna staje się coraz bardziej skomplikowana. W coraz większej mierze opiera się na przesyłaniu energii przy niskich napięciach na krótkich dystansach, wykorzystując elastyczne rozwiązania: przeciwieństwo tradycyjnego modelu – jest to podobne do tego co dzieło się w informatyce: analogia do zmiany z jednostek centralnych i terminali do strategii opartej o internet.

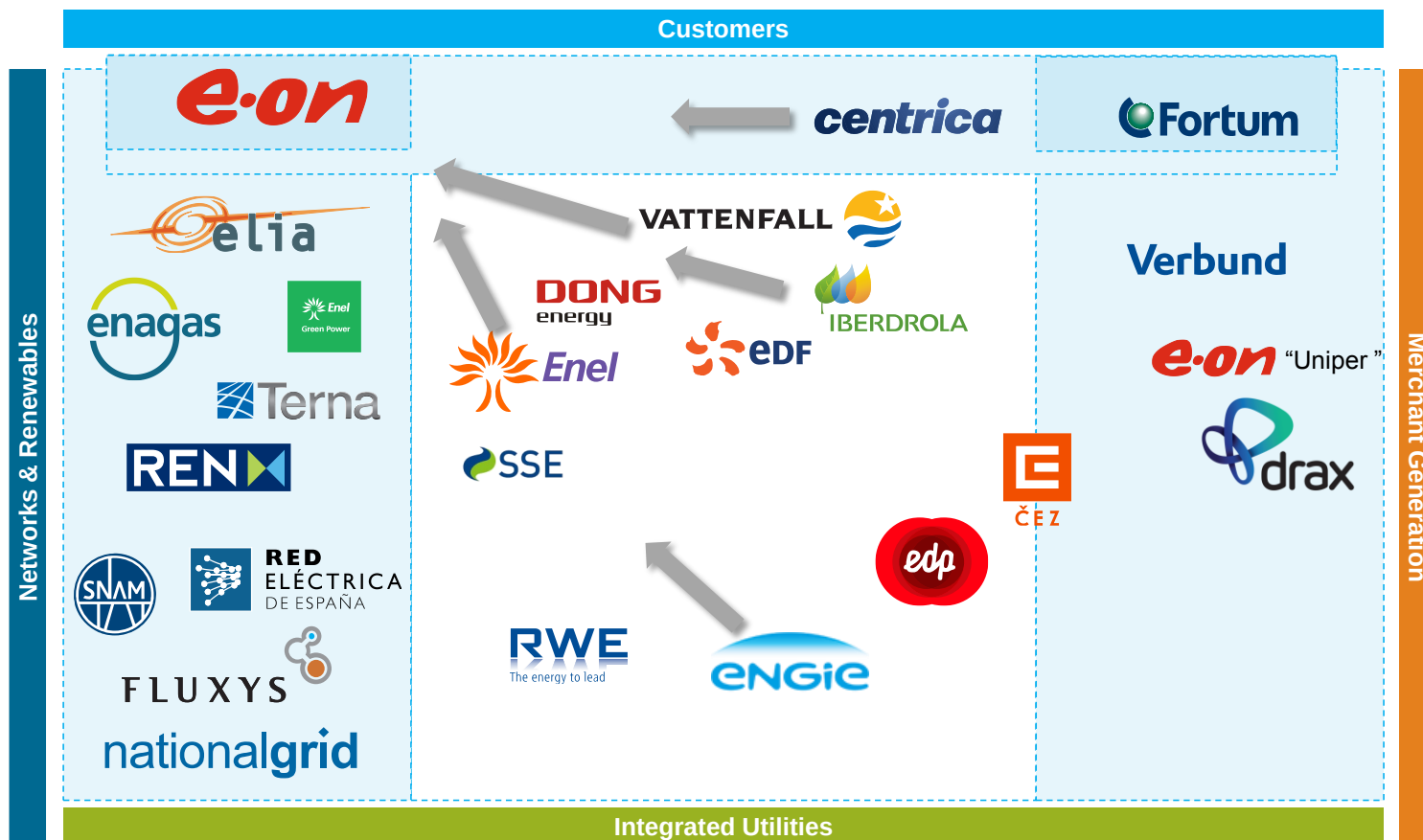
Sieć staje się inteligentniejsza, nie głupsza – „internet rzeczy”



Źródło: BNEF

Inteligentna sieć wykorzystuje moc technologii informacyjnych w celu monitorowania, kontroli i optymalizacji wykorzystania systemu energetycznego – **stawiając „inteligentny dom” w centrum tej zmiany**. Te wysiłki są podejmowane w celu zwiększenia efektywności, redukcji przerw, integracji szerszej gamy odnawialnych technologii wytwarzania i **umożliwienia konsumentom efektywniejszej kontroli zużycia energii**.

Grupy energetyczne dokonują fundamentalnych zmian w reakcji na nowe otoczenie...



Źródło: Barclays

Powiązanie rozproszonej oraz zmiennej generacji, taniejące koszty magazynowania energii oraz rosnące inteligentne zużycie stworzyło bardzo trudne warunki dla grup energetycznych, szczególnie tych w Europie. Coraz więcej tradycyjnych grup energetycznych rozważa zmianę modelu biznesowego rozdzielając konwencjonalną generację od obsługi klienta, sieci oraz źródeł odnawialnych – walka toczy się o integrację odnawialnych źródeł energii i uczynienie ich dostępnym w zintegrowany sposób dla konsumenta.

... poprzez walkę o konsumenta usług oraz kompleksowe oferty...



Źródło: BNEF

Grupy energetyczne rozpoznają potrzebę innowacji/partnerstwa często poprzez łączenie usług.

... aby odeprzeć atak nowych graczy & start upów.



Źródło: BNEF

Nowi gracze wchodzi na rynek atakując obszary tradycyjnych grup energetycznych.

Proaktywne podejście grup energetycznych w Europie i USA do nadchodzącej zmiany

Podejście EON (Europa)

E.ON (spółka energetyczna w Niemczech) postanowiła zerwać **naturalne połączenie pomiędzy sprzedażą detaliczną a generacją i dokonać śmiałego kroku w przyszłość** – zachowując swoją markę. Inwestorzy zainteresowani wytwarzaniem konwencjonalnym mogą zainwestować w Uniper.



Podejście NRG (USA)

NRG, jeden z największych zintegrowanych niezależnych producentów energii elektrycznej (IPP) w Stanach Zjednoczonych, ogłosił że **oddzieli swój segment detaliczny oparty na zielonej energii od segmentu konwencjonalnego**, umieszczając go w „GreenCo”, dla którego będzie poszukiwać zewnętrznych inwestorów.



E.ON zachowuje	Uniper dostaje	Motywy podziału	GreenCo dostaje	NRG zachowuje	Motywy podziału
- Wszystkie aktywa OZE - Sieć dystrybucji - Efektywność energetyczną - Większość zadłużenia - Markę E.ON	- Wytwarzanie oparte na paliwach kopalnych - Część portfela nuklearnego - Nową nazwę	- Konwencjonalna generacja nękana przez niskie ceny energii w Niemczech - Polityka rządu zachęca do zielonych technologii - Ułatwia to wycenę biznesu - Potrzeba „specjalizacji” w sektorze	- Development energetyki odnawialnej - Ładowanie samochodów elektrycznych - Fotowoltaika domowa - Nową nazwę	- Wszystkie aktywa oparte o paliwa kopalniane - Główną markę NRG	- Inwestorzy zainteresowani biznesem opartym o OZE byli zniechęceni całą grupą - Ułatwi to wycenę biznesu

04

Załączniki

A

Szczegółowe wyniki finansowe

Wyniki łączne za 9M 2015 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejścia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) w tys. PLN			
	9 miesięcy 2015	9 miesięcy 2014	Różnica r/r
Przychody ze sprzedaży	1 953 582	1 948 447	5 135
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	78 739	65 268	13 471
Przychody ze sprzedaży	2 032 321	2 013 715	18 606
w tym Segment obrotu	1 517 667	1 539 208	(21 541)
Koszt własny sprzedaży	(1 913 813)	(1 936 378)	22 565
w tym Segment obrotu	(1 506 417)	(1 533 259)	26 842
Zysk brutto ze sprzedaży	118 508	77 337	41 171
Pozostałe przychody operacyjne	6 326	5 546	780
Koszty ogólnego zarządu	(23 709)	(23 317)	(392)
Pozostałe koszty operacyjne	(2 785)	(2 524)	(261)
Zysk operacyjny	98 340	57 042	41 298
Amortyzacja	63 174	62 351	823
EBITDA	161 514	119 393	42 121
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1 809	(4 991)	6 800
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	173		173
Skorygowana EBITDA*	163 496	114 402	49 094
Przychody finansowe	5 828	7 923	(2 095)
Koszty finansowe	(34 225)	(30 267)	(3 958)
Zysk (Strata) brutto	69 943	34 698	35 245
Podatek dochodowy	(17 206)	(1 607)	(15 599)
Zysk (Strata) netto	52 737	33 091	19 646
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	7 614	814	6 800
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(262)	279	(541)
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	-	(386)	386
Eliminacja efektu wyceny kredytów	3 557	1 041	2 516
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	140	-	140
Skorygowany Zysk Netto*	63 786	34 839	28 947
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	158 435	112 580	45 855
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,8%	23,7%	7,1%

Zaprezentowane poniżej wyniki porównywalne za 9M 2014 zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty deweloperskie etc.) miała miejsce w dniu 1/1/2014, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Niższe przychody finansowe z powodu niższego salda środków pieniężnych.

Wyższe koszty z tytułu odsetek związane z uruchomieniem nowych projektów, w części skompensowane przez spadek zadłużenia w pozostałych operujących projektach oraz niższe stopy %.

Wzrost obciążenia z tytułu CIT wynika z rozpoznania w wyniku 2014 roku rozwiązania rezerwy z tytułu podatku odroczonego od przychodów spółek SKA oraz braku ujęcia aktywa (podejście konserwatywne) na części strat podatkowych osiągniętych w 2015 roku.

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

A Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (przy założeniu, że nabycie zostało rozliczone 1 stycznia 2014 roku)

B Niezrealizowane różnice kursowe na kredycie walutowym

C Eliminacja przychodów z tytułu rozliczenia dyskonta od należności długoterminowej

D Wycena kredytów metodą AMC

E Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego

Zaprezentowane poniżej wyniki porównywalne za III kw. 2014 zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty deweloperskie etc.) miała miejsce w dniu 1/1/2014, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

Wyniki łączne za III kw. 2015 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejścia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) w tys. PLN	3 kwartał 2015	3 kwartał 2014	Różnica r/r
Przychody ze sprzedaży	648 641	549 233	99 408
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	28 334	19 914	8 420
Przychody ze sprzedaży	676 975	569 147	107 828
w tym Segment obrotu	511 805	419 882	91 923
Koszt własny sprzedaży	(640 028)	(549 812)	(90 216)
w tym Segment obrotu	(508 384)	(416 644)	(91 740)
Zysk brutto ze sprzedaży	36 947	19 335	17 612
Pozostałe przychody operacyjne	3 453	1 956	1 497
Koszty ogólnego zarządu	(8 767)	(8 425)	(342)
Pozostałe koszty operacyjne	(654)	(1 004)	350
Zysk operacyjny	30 979	11 862	19 117
Amortyzacja	21 615	20 985	630
EBITDA	52 594	32 847	19 747
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	603	603	-
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	30	-	-
Skorygowana EBITDA*	53 227	33 450	19 777
Przychody finansowe	872	2 013	(1 141)
Koszty finansowe	(11 295)	(10 521)	(774)
Zysk (Strata) brutto	20 556	3 354	17 202
Podatek dochodowy	(3 825)	1 156	(4 981)
Zysk (Strata) netto	16 731	4 510	12 221
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	2 538	2 538	-
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	214	155	59
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	-	(131)	131
Eliminacja efektu wyceny kredytów	1 150	514	636
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	24	-	-
Skorygowany Zysk Netto*	20 657	7 586	13 071
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	51 599	31 056	20 543
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	31,2%	20,8%	10,4%

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Niższe przychody finansowe z powodu niższego salda środków pieniężnych.

Wyższe koszty z tytułu odsetek związane z uruchomieniem nowych projektów, w części skompensowane przez spadek zadłużenia w pozostałych operujących projektach oraz niższe stopy %.

Wzrost obciążenia z tytułu CIT wynika z rozpoznania w wyniku 2014 roku rozwiązania rezerwy z tytułu podatku odroczonego od przychodów spółek SKA. Efektywna stawka podatku CIT za III kw. 2015 wyniosła 18,6%.

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

A Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (przy założeniu, że nabycie zostało rozliczone 1 stycznia 2014 roku)

B Niezrealizowane różnice kursowe na kredycie walutowym

C Eliminacja przychodów z tytułu rozliczenia dyskonta od należności długoterminowej

D Wycena kredytów metodą AMC

E Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego

Wyniki 9M 2015 – Segmenty

9 miesięcy 2015 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	247,6	0,3	45,5	98,5	119,1	1 517,7	1,6	2,0	2 032,3
Koszty operacyjne	-188,5	-0,8	-40,4	-55,6	-105,6	-1 506,4	-5,0	-11,4	-1 913,8
w tym amortyzacja	-13,7	-	-3,0	-35,0	-2,9	-0,0	-1,0	-7,6	-63,2
Zysk brutto ze sprzedaży	59,1	-0,5	5,2	42,9	13,5	11,3	-3,4	-9,4	118,5
Koszty ogólnego zarządu	-5,2	-0,5	-0,7	-1,6	-3,6	-6,4	-5,7	-	-23,7
Pozostała działalność operacyjna	-0,9	-0,2	0,9	3,7	0,1	0,2	-0,2	-	3,5
Zysk z działalności operacyjnej	53,0	-1,2	5,3	45,0	10,0	5,0	-9,4	-9,4	98,3
EBITDA	66,7	-1,2	8,3	80,0	12,9	5,1	-8,4	-1,8	161,5
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							0,2		0,2
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								1,8	1,8
Skorygowana EBITDA	66,7	-1,2	8,3	80,0	12,9	5,1	-8,2	-	163,5
Wynik na działalność finansowej	-6,6	0,1	-0,8	-22,6	-1,3	-1,0	3,9	-	-28,4
Zysk (Strata) brutto	46,4	-1,1	4,5	22,4	8,6	4,0	-5,5	-9,4	69,9
Podatek dochodowy									-17,2
Zysk (strata) netto za okres									52,7
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									7,6
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-
Eliminacja efektu wyceny kredytów									3,6
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									0,1
Skorygowany Zysk Netto									63,8
9 miesięcy 2014 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	268,3	0,7	50,8	45,2	104,4	1 539,2	0,1	5,0	2 013,7
Koszty operacyjne	-227,8	-0,6	-47,7	-29,9	-89,5	-1 533,3	-0,0	-7,6	-1 936,4
w tym amortyzacja	-32,1	-0,0	-2,8	-16,9	-2,9	-0,0	-	-7,6	-62,4
Zysk brutto ze sprzedaży	40,5	0,1	3,1	15,3	14,9	5,9	0,1	-2,6	77,3
Koszty ogólnego zarządu	-4,5	-0,7	-	-	-4,5	-4,2	-9,5	-	-23,3
Pozostała działalność operacyjna	-0,2	0,3	-0,4	3,3	0,6	0,0	-0,6	-	3,0
Zysk z działalności operacyjnej	35,9	-0,3	2,7	18,6	11,0	1,8	-10,0	-2,6	57,0
EBITDA	68,0	-0,3	5,5	35,5	14,0	1,8	-10,0	5,0	119,4
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								-5,0	-5,0
Skorygowana EBITDA	68,0	-0,3	5,5	35,5	14,0	1,8	-10,0	-	114,4
Wynik na działalność finansowej	-2,6	0,9	-1,2	-13,9	-1,3	-0,8	-3,4	-	-22,3
Zysk (Strata) brutto	33,3	0,6	1,5	4,7	9,7	1,0	-13,4	-2,6	34,7
Podatek dochodowy									-1,6
Zysk (strata) netto za okres									33,1
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									0,8
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,3
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-0,4
Eliminacja efektu wyceny kredytów									1,0
Skorygowany Zysk Netto									34,8
Skorygowana EBITDA rdr	-1,2	-0,9	2,8	44,5	-1,1	3,2	1,8	0,0	49,1

Wyniki III kw. 2015 – Segmenty

3 kwartał 2015 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	80,4	-0,2	14,1	27,1	39,8	511,8	1,9	2,0	677,0
Koszty operacyjne	-57,6	-0,1	-11,7	-19,7	-35,2	-508,4	-2,2	-5,2	-640,0
w tym amortyzacja	-4,4	-	-1,0	-12,4	-0,9	-0,0	-0,4	-2,5	-21,6
Zysk brutto ze sprzedaży	22,8	-0,3	2,4	7,4	4,6	3,4	-0,4	-3,1	36,9
Koszty ogólnego zarządu	-1,7	-0,2	-0,2	-1,0	-1,3	-2,0	-2,4	-	-8,8
Pozostała działalność operacyjna	-0,4	0,0	0,5	1,2	0,8	0,2	0,4	-	2,8
Zysk z działalności operacyjnej	20,8	-0,4	2,7	7,7	4,1	1,6	-2,3	-3,1	31,0
EBITDA	25,2	-0,4	3,7	20,0	5,1	1,6	-1,9	-0,6	52,6
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							0,0		0,0
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								0,6	0,6
Skorygowana EBITDA	25,2	-0,4	3,7	20,0	5,1	1,6	-1,9	-	53,2
Wynik na działalność finansowej	-2,1	0,1	-0,2	-8,3	-0,3	-0,3	0,8	-	-10,4
Zysk (Strata) brutto	18,6	-0,3	2,5	-0,7	3,8	1,3	-1,5	-3,1	20,6
Podatek dochodowy									-3,8
Zysk (strata) netto za okres									16,7
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									2,5
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-
Eliminacja efektu wyceny kredytów									1,2
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									0,0
Skorygowany Zysk Netto									20,7

3 kwartał 2014 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	85,9	0,7	16,0	11,4	35,9	419,9	0,1	-0,6	569,1
Koszty operacyjne	-73,7	-0,3	-15,0	-10,2	-31,4	-416,6	0,0	-2,5	-549,8
w tym amortyzacja	-10,9	-	-0,9	-5,6	-1,0	-0,0	-	-2,5	-21,0
Zysk brutto ze sprzedaży	12,2	0,3	1,0	1,1	4,5	3,2	0,1	-3,1	19,3
Koszty ogólnego zarządu	-1,6	-0,3	-	-	-1,5	-0,9	-4,2	-	-8,4
Pozostała działalność operacyjna	-0,1	0,1	-0,1	1,1	0,1	0,0	-0,0	-	0,9
Zysk z działalności operacyjnej	10,5	0,1	0,9	2,2	3,1	2,4	-4,1	-3,1	11,9
EBITDA	21,4	0,1	1,8	7,8	4,0	2,4	-4,1	-0,6	32,8
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								0,6	0,6
Skorygowana EBITDA	21,4	0,1	1,8	7,8	4,0	2,4	-4,1	-	33,5
Wynik na działalność finansowej	-1,4	0,3	-0,3	-4,6	-0,4	-0,2	-1,9	-	-8,5
Zysk (Strata) brutto	9,1	0,4	0,5	-2,4	2,6	2,2	-6,0	-3,1	3,4
Podatek dochodowy									1,2
Zysk (strata) netto za okres									4,5
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									2,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,2
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-0,1
Eliminacja efektu wyceny kredytów									0,5
Skorygowany Zysk Netto									7,6
Skorygowana EBITDA rdr	3,8	-0,5	1,9	12,2	1,1	-0,8	2,2	0,0	19,8

Wyniki raportowane na GPW

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe	Okres od 1 stycznia do 30 września 2015	Okres od 1 stycznia do 30 września 2014	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	2 032,3	289,5	1 742,8
EBITDA	161,5	51,6	109,9
Skorygowana EBITDA nie uwzględniająca efektu rozliczenia ceny nabycia	163,5	45,0	118,5
Zysk/Strata Netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	52,7	15,1	37,6
Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia	60,3	9,2	51,2
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	63,8	10,1	53,7

[A]

Uzgodnienie do łącznego wyniku za 9M na poziomie EBITDA

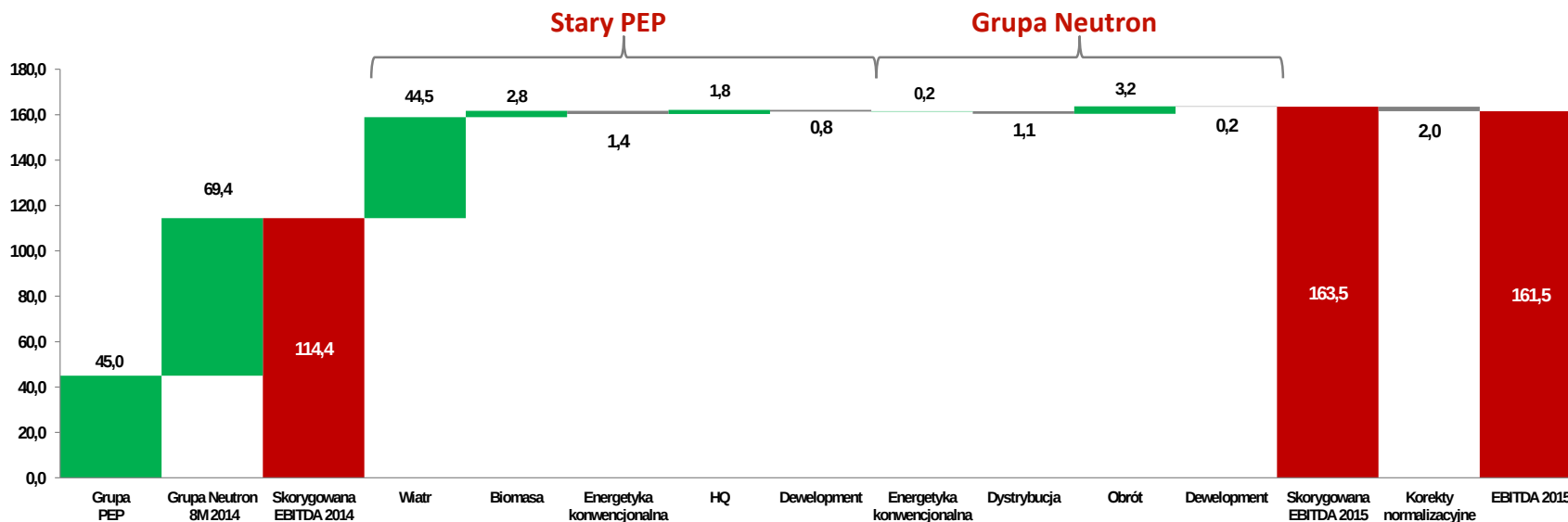
Wynik wniesionych aktywów na poziomie skorygowanej EBITDA za 8M	n/d	69,4	-69,4
Skorygowana EBITDA za 9M [A+B]	163,5	114,4	49,1

[B]

Wyniki „statutowe” za 2014 rok raportowane na GPW obejmują wyniki „starej Grupy PEP” oraz Grupy Neutron za wrzesień 2014 roku bez uwzględnienia wyniku aktywów Grupy Neutron wniesionych w 3 kwartale 2014 roku, których wynik na poziomie EBITDA za 8M 2014 roku wyniósł 69,4 mln PLN.

Wyniki raportowane na GPW – omówienie zmian r/r - EBITDA

EBITDA Bridge 9M 2015/2014

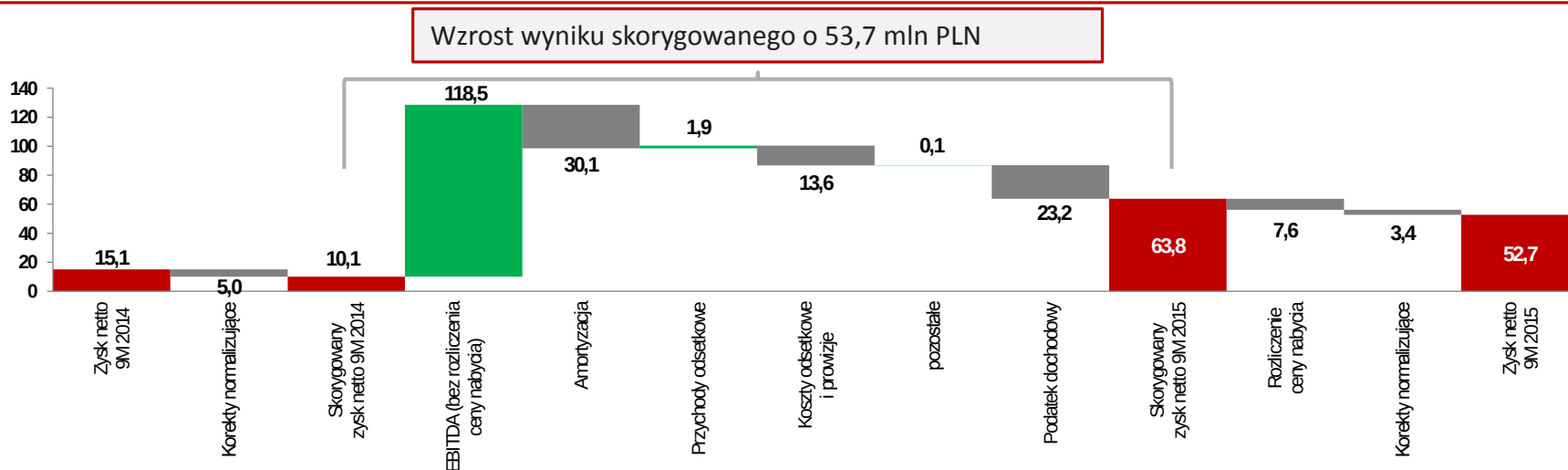


Na wynik za 9M 2015 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego (**wzrost 118,5 mln PLN**) wpływ miały następujące czynniki:

- Udział Neutrona za 8M nie ujęty w raportowanych wynikach w 2014 roku (69,4 mln PLN)
- Lepszy wynik segmentu energetyki odnawialnej spowodowany przede wszystkim oddaniem nowych mocy wytwórczych (łącznie EBITDA wyższa o 44,5 mln PLN);
- Wyższa EBITDA segmentu Biomasy (o 2,8 mln PLN);
- Nieznacznie niższa EBITDA segmentu energetyki konwencjonalnej w „PEP” (o 1,4 mln PLN);
- Koszty centrali niższe o 1,8 mln PLN r/r;
- Wyższe koszty dewelopmentu (o 0,8 mln PLN);
- Wyższa EBITDA r/r aktywów Grupy Neutron (ENS, PE-Dystrybucja, PE-Kogeneracja, PE-Obrót, projekty developerskie – o 2,2 mln PLN) głównie w wyniku wyższej marży EBITDA na segmencie Obrotu;
- Korekty normalizacyjne (2,0 mln PLN) na poziomie EBITDA tj. efekt rozliczenia PPA oraz koszty pozyskania finansowania.

Wyniki raportowane na GPW – omówienie zmian r/r – Zysk netto

Zysk netto za 9M 2015/2014



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik wzrósł o 53,7 mln PLN, co było spowodowane:

- Wpływem EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia (wynik lepszy o 118,5 mln PLN-analiza na poprzedniej stronie);
- Wyższą amortyzacją (o 30,1 mln PLN) z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia, co jest przede wszystkim związane z uwzględnieniem amortyzacji wniesionych aportem aktywów oraz uruchomieniem 2 projektów wiatrowych;
- Wyższymi przychodami z tytułu odsetek (o 1,9 mln PLN) wynikającymi z wyższego średniorocznego salda gotówki;
- Wyższymi kosztami z tytułu odsetek i prowizji (o 13,6 mln PLN) – efekt kosztów obsługi długu wniesionych aktywów Grupy Neutron oraz uruchomienie nowych projektów wiatrowych;
- Ujemnym wpływem podatku dochodowego (23,2 mln PLN);
- Pozostałe (efekt dodatni 0,1 mln PLN).

Korekty normalizujące obejmują eliminację:

- Wyceny kredytów,
- Przychodów fin. z tytułu dyskonta należności,
- Niezrealizowanych różnic kursowych
- Kosztów pozyskania finansowania.

Sytuacja majątkowa i struktura finansowania Grupy Polenergia

Aktywa (mln zł)	Na dzień 30.09.2015 r.	Na dzień 31.12.2014 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 300	1 968	332
Rzeczowe aktywa trwałe	2 028	1 707	321
Wartości niematerialne	49	57	(8)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	25	9	16
Należności długoterminowe	4	4	0
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	9	6	3
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	714	764	(50)
Zapasy	45	41	4
Należności z tytułu dostaw i usług	128	109	19
Należności z tytułu podatku dochodowego	2	2	(0)
Pozostałe należności krótkoterminowe	42	69	(27)
Rozliczenia międzyokresowe	13	9	4
Krótkoterminowe aktywa finansowe	83	117	(34)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	401	417	(16)
Aktywa razem	3 014	2 732	282

Budowa farm wiatrowych oraz development projektów.

Przed wszystkim wzrost należności handlowych w segmentach Obrotu i Dystrybucji.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót

Zmiana stanu środków pieniężnych została przedstawiona na kolejnym slajdzie.

Pasywa (mln zł)	Na dzień 30.09.2015 r.	Na dzień 31.12.2014 r.	Różnica
Kapitał własny	1 390	1 334	56
Zobowiązania długoterminowe	1 155	992	163
Kredyty bankowe i pożyczki	886	695	191
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	60	57	3
Rezerwy	2	2	0
Rozliczenia międzyokresowe	64	68	(4)
Pozostałe zobowiązania	142	170	(28)
Zobowiązania krótkoterminowe	469	406	63
Kredyty bankowe i pożyczki	89	92	(3)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	166	129	37
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	7	1	6
Pozostałe zobowiązania*	175	158	17
Rezerwy	4	3	1
Rozliczenia międzyokresowe	28	23	5
Pasywa razem	3 014	2 732	282

Zmiana stanu kredytów bankowych i pożyczek została przedstawiona na kolejnym slajdzie.

Przed wszystkim zobowiązanie ENS z tyt. rozliczeń KDT i zobowiązania długoterminowe w PE-Obrót

Głównie wzrost zobowiązań handlowych w segmentach Obrotu oraz Dystrybucji.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót i zobowiązanie ENS z tyt. rozliczeń KDT

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 X 2014 roku do 30 IX 2015 roku) wyniosła 218,1 mln PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 XI 2015 roku wynoszącego 574,3 mln PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 2,63x i był niższy niż na 1HY 2015 kiedy wyniósł 3,0x.
- Długoterminowym celem Zarządu jest utrzymanie wskaźnika Zadłużenie netto/EBITDA poniżej poziomu 3,0x.
- Relacja długu netto do kapitałów własnych była równa 0,41x, natomiast relacja kapitałów własnych do aktywów wyniosła 0,46x.

Analiza rachunku przepływów pieniężnych za 9M 2015

Rachunek przepływów pieniężnych (mln zł) 30.09.2015 r.

A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej	
I. EBITDA	162
II. Korekty razem	36
1. Podatek dochodowy	-12
2. Zmiana stanu rezerw	1
3. Zmiana stanu zapasów	-4
4. Zmiana stanu należności	23
5. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	31
6. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	-4
7. Inne korekty	1
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+II)	197
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej	
I. Wpływy	1
II. Wydatki	(376)
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	-375
2. Na aktywa finansowe, w tym:	-1
3. Inne wydatki inwestycyjne	0
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	-375
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej	
I. Wpływy	270
1. Wpływy netto z emisji akcji i innych instrumentów kapitałowych	0
2. Kredyty i pożyczki	270
II. Wydatki	(109)
1. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	0
2. Spłaty kredytów i pożyczek	-81
3. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	-1
4. Odsetki	-25
5. Inne wydatki finansowe	-3
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	161
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(16)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(16)
F.Środki pieniężne na początek okresu	417
G.Środki pieniężne na koniec okresu	401

Głównie podatek CIT w ENS oraz w operujących farmach wiatrowych.

Zmiana stanu należności i zobowiązań (54 mPLN), wynika głównie z:

- Niższych należności (16 mPLN) w ENS z tytułu otrzymania rekompensaty kosztów gazu,
- wyższych zobowiązań (7 mPLN) w ENS z tytułu rekompensaty kosztów osieroconych
- Wyższych zobowiązań (19 mPLN) w segmencie obrotu z tytułu większych obrotów oraz zakupów od dostawców z dłuższymi terminami płatności.

Budowa farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice i Mycielin oraz dalszy development projektów.

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na budowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice oraz Mycielin.

Spłata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS, Dystrybucja i Obrót.

Analiza rachunku przepływów pieniężnych za III kw. 2015

Rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)		3Q 2015
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I. EBITDA		53
II. Korekty razem		94
1. Podatek dochodowy		-4
2. Zmiana stanu rezerw		0
3. Zmiana stanu zapasów		-4
4. Zmiana stanu należności		10
5. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów		90
6. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych		4
7. Inne korekty		-3
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+II)		146
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy		0
II. Wydatki		(119)
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		-119
2. Na aktywa finansowe, w tym:		0
3. Inne wydatki inwestycyjne		0
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)		-118
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I. Wpływy		101
1. Wpływy netto z emisji akcji i innych instrumentów kapitałowych		0
2. Kredyty i pożyczki		101
II. Wydatki		(44)
1. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli		0
2. Spłaty kredytów i pożyczek		-35
3. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego		0
4. Odsetki		-8
5. Inne wydatki finansowe		-1
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)		57
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)		85
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych		85
F. Środki pieniężne na początek okresu		316
G. Środki pieniężne na koniec okresu		401

Głównie podatek CIT w ENS oraz w operujących farmach wiatrowych.

Zmiana stanu należności i zobowiązań (100 mPLN), wynika głównie z:

- Rozliczeń VAT w segmencie obrotu (6 mPLN) oraz na FW Skurpie (17 mPLN)
- Wyższych zobowiązań w segmencie biomasy (6 mPLN) związanych z zakupem słomy z odroczonym terminem płatności
- Niższych należności (12 mPLN) w ENS z tytułu rekompensaty kosztów gazu
- Wyższych zobowiązań (27 mPLN) w ENS z tytułu rekompensaty kosztów osieroconych
- Wyższych zobowiązań (15 mPLN) w segmencie obrotu z tytułu większych obrotów oraz zakupów od dostawców z dłuższymi terminami płatności

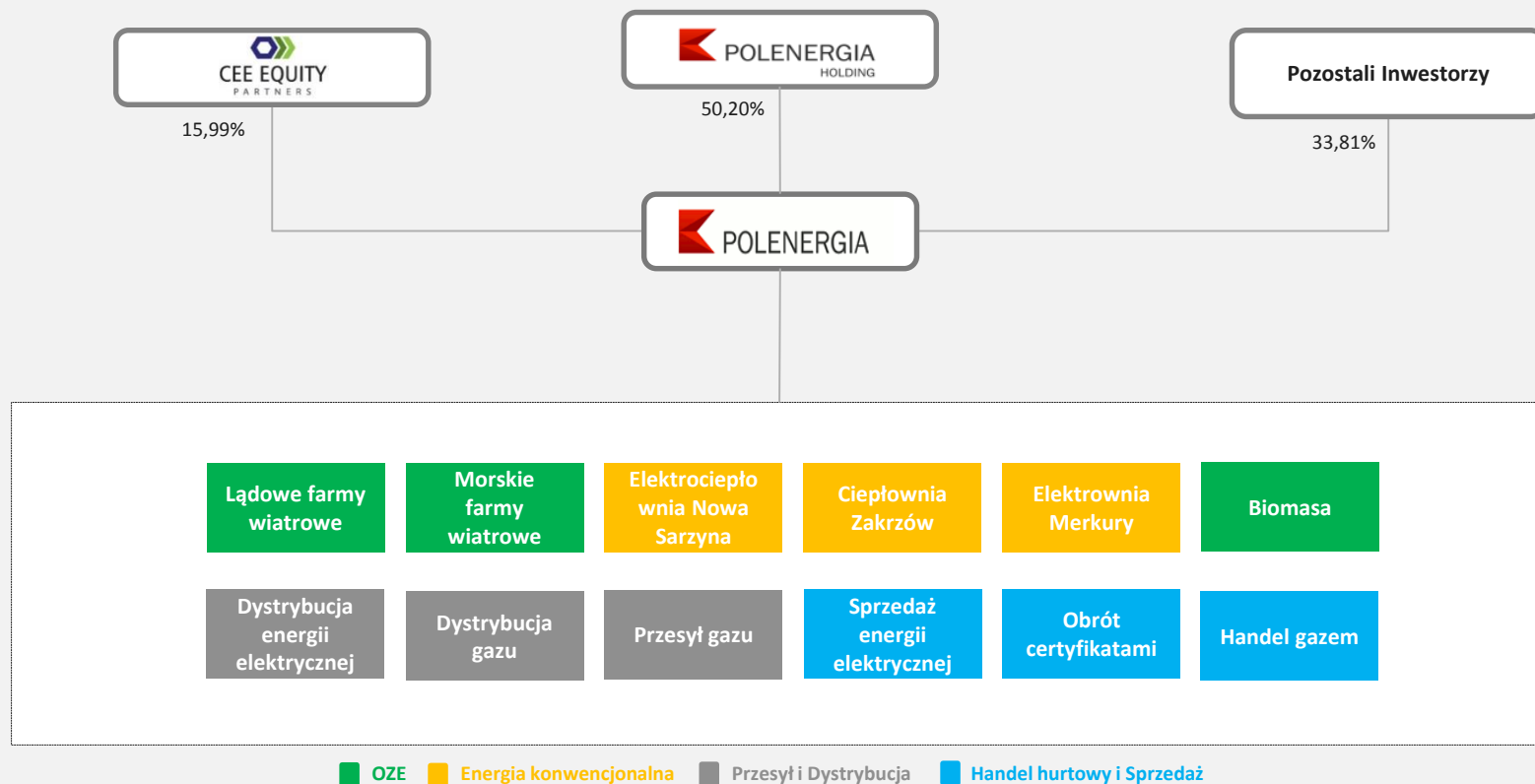
Rozbudowa farm wiatrowych Skurpie i Gawłowice, budowa FW Mycielin oraz dalszy development projektów.

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na rozbudowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice oraz Mycielin

Spłata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS, Dystrybucja i Obrót.

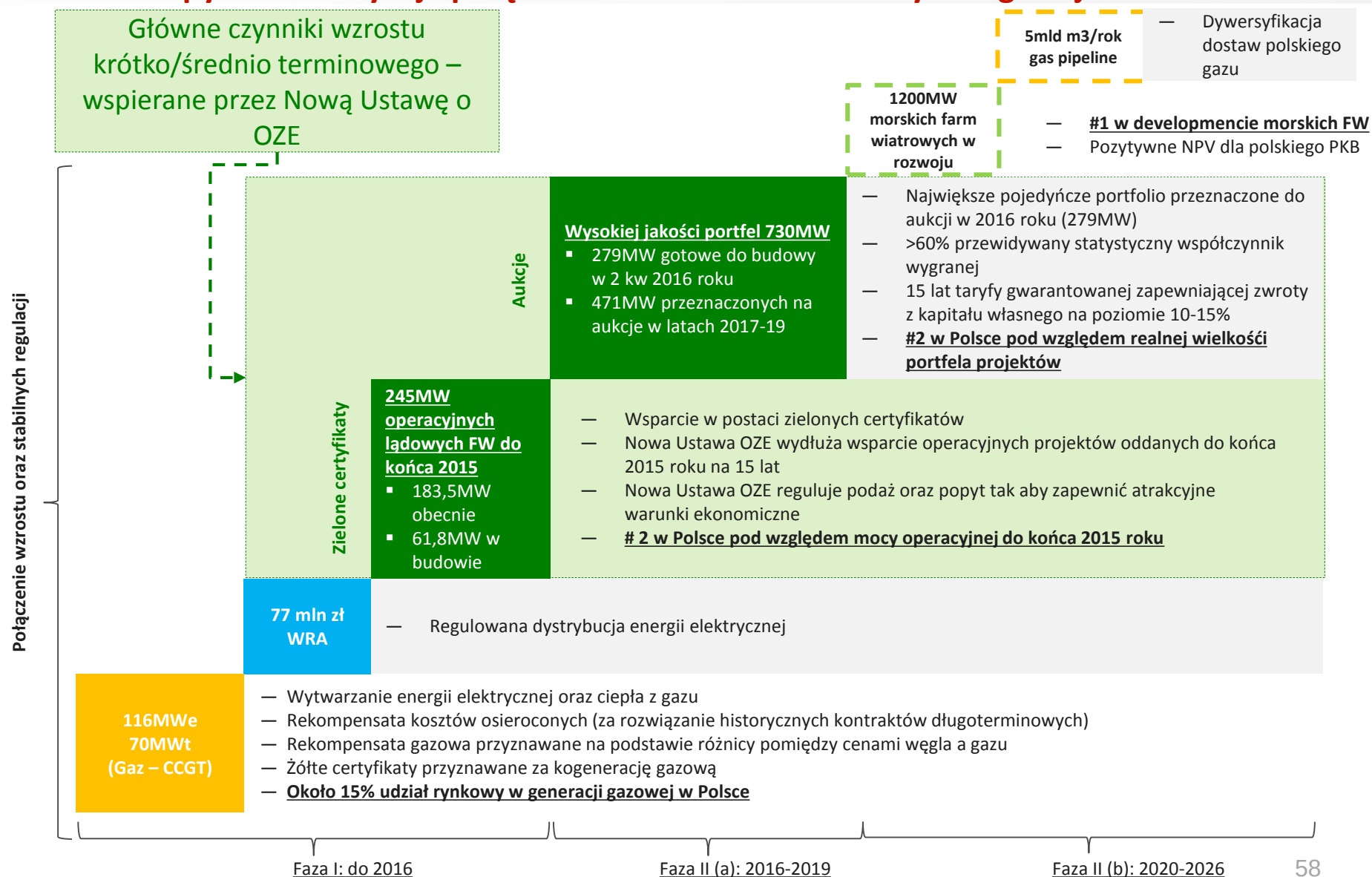
**B**

Strategia Grupy - uzupełnienie

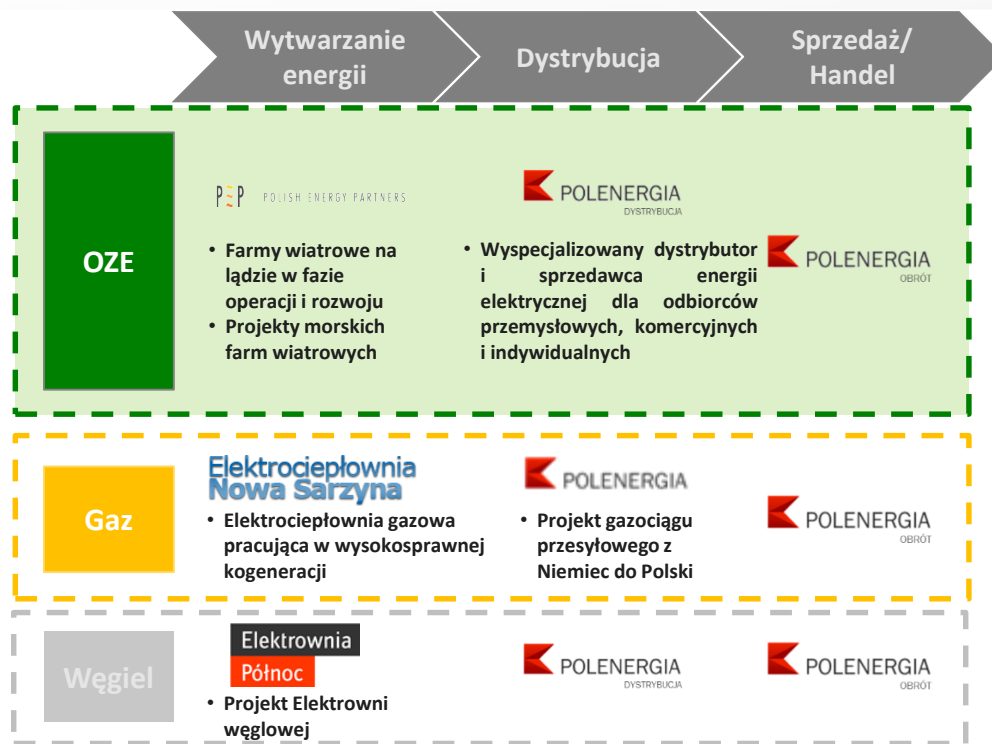


- ✓ **18 sierpnia 2014 r.** nastąpiła integracja aktywów Grupy Polenergia Holding S.à.r.l z Polish Energy Partners S.A. w wyniku czego powstała Grupa Polenergia S.A.
- ✓ Równocześnie, w wyniku objęcia nowych 15,99% nowych akcji przez CEE Equity Partners został pozyskany kapitał w kwocie 240 mln zł.
- ✓ Prospekt emisyjny dla akcji nowej emisji został zatwierdzony w **lutym 2015**, a akcje zostały dopuszczone do obrotu na GPW od **3 III 2015**.
- ✓ Grupa realizuje długoterminową strategię jako zintegrowana grupa energetyczna obecna we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej.

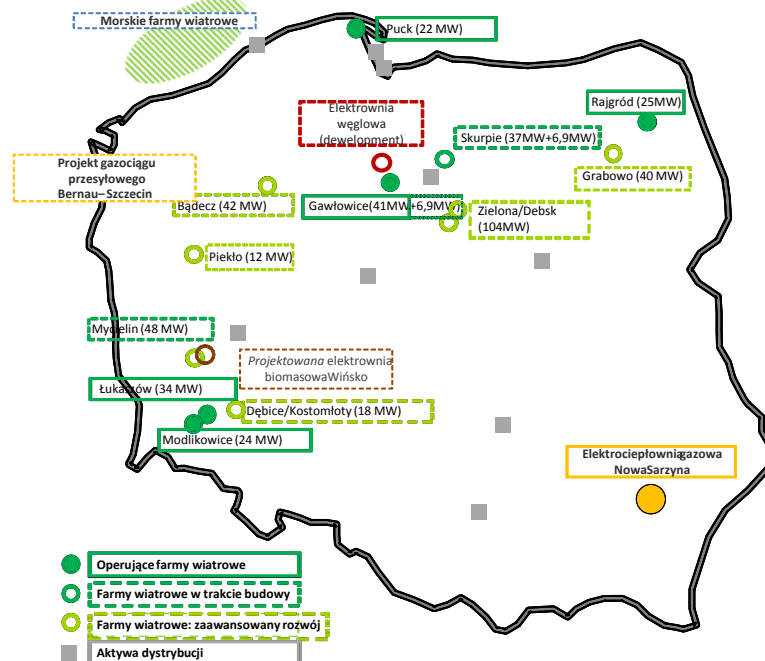
Profil Grupy charakteryzuje połączenie wzrostu oraz stabilnych regulacji



Oparta o źródła odnawialne zintegrowana grupa energetyczna oferująca stabilne dochody i znaczący wzrost wartości w krótkim okresie



Mapa aktywów



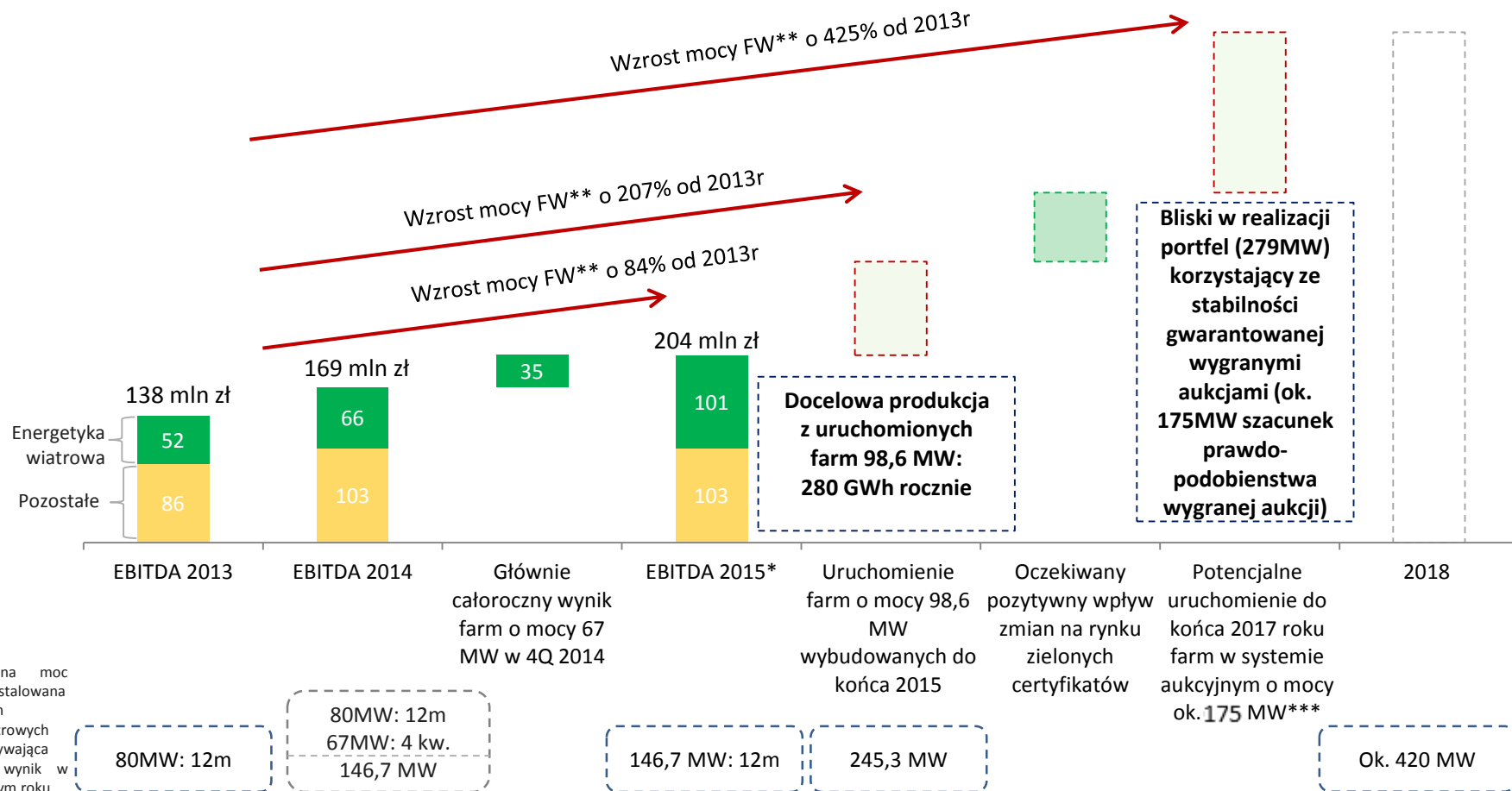
Faza I: 2013-2016:

- budowa 61,8 MW farm, do końca 2015 Grupa planuje posiadać ok. 245 MW farm wiatrowych w operacji;
- gotowość do wystąpienia w aukcji 279 MW farm na lądzie;
- decyzja środowiskowa dla 1 200 MW morskich farm wiatrowych (Grupa posiada podpisaną umowę przyłączeniową);
- zakończenie dewelopmentu rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 miliardów m³/rocznie.

Faza II: 2017-2022:

- partycypacja w aukcjach pozostałym portfelem ok. 450 MW;
- potencjalne uruchomienie 600 MW morskich farm wiatrowych oraz zakończenie dewelopmentu kolejnych 600 MW;
- potencjalne uruchomienie rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 mld m³ rocznie.

Istotny wzrost EBITDA/Cash Flow w kolejnych latach



* Oficjalna prognoza Spółki skorygowanej EBITDA na 2015 rok; skorygowany zysk netto = 72,4 mln zł

** Wzrost łącznej mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych Spółki mającej wpływ na wynik w danym roku w stosunku do łącznej mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych mającej wpływ na całoroczny wynik w 2014 roku, tj. w stosunku do 80MW, gdyż kolejne 67 MW zostało uruchomione w 4 kw. 2014

*** Zgodnie z założonym prawdopodobieństwem wygrania aukcji. Możliwa jest również sprzedaż do 100% wybranych projektów lądowych farm wiatrowych realizowanych po 2015 r. w systemie aukcyjnym, przed lub po wygranej aukcji, w celu zwiększenia potencjalnych dywidend

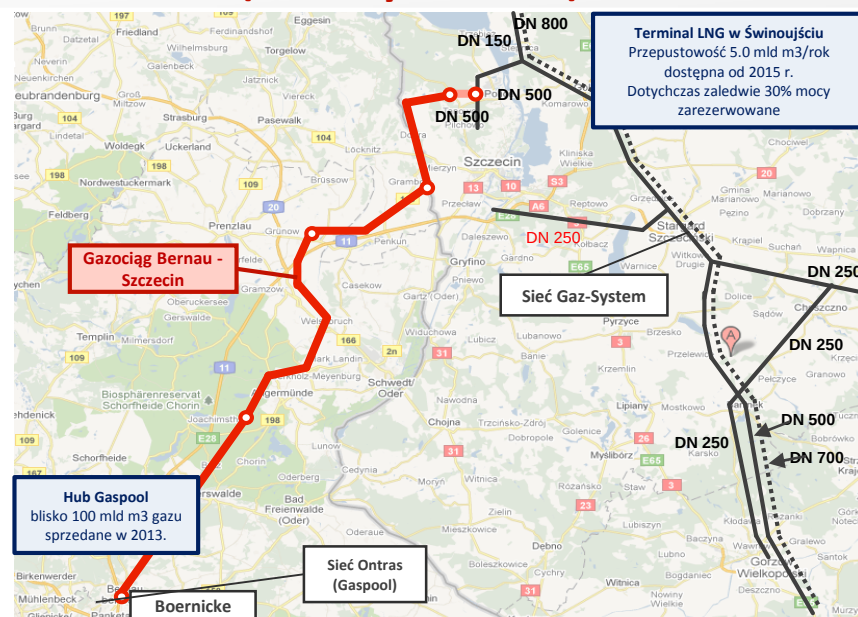
Opinia analityków rynkowych podkreśla potencjał na wzrost wartości:

- **Societe Generale:** 12m Target Price 42.4 za akcje (maj 2015),
- **BZ WBK:** 12m Target Price 41.3 za akcje (kwiecień 2015),
- **PKO BP:** 12m Target Price 36.9 za akcję (lipiec 2015).

Kluczowy element strategii - Gazociąg Bernau – Szczecin (Niemcy - Polska)

Opis

- Projekt gazociągu optymalnie łączy zachodnioeuropejski rynek gazu z odizolowanym rynkiem polskim oraz pozostałych krajów Europy wschodniej (Ukraina, Litwa).
- Połączenie to zapewni dostęp do infrastruktury importowej w Niemczech i stanie się jednym z kluczowych przedsięwzięć otwierających rynek gazu Europy wschodniej.
- Konsumenci w Polsce (i potencjalnie w sąsiadujących krajach na wschód i południe Polski) uzyskają dostęp do płynnego rynku gazu, który pozwala im kupować gaz po niższych cenach i od różnych dostawców, poprawiając w ten sposób ich bezpieczeństwo energetyczne i zapewniając dostawy tego strategicznego surowca w zróżnicowany sposób.
- Do realizacji projektu w Polsce i Niemczech zostaną zaproszeni partnerzy strategiczni, jednak firma zakłada, że będzie posiadać większościowy udział (min. 51%) w niemieckiej części biznesu.
- Projekt zapewnia atrakcyjny zwrot oparty o wskaźnik WRA



Gazociąg Bernau – Szczecin

Przepustowość	3,0 - 5,0 mld m ³ rocznie
Kompresory	3 x 5,4 MW
Długość	ok. 150km (30km w Polsce, 120km w Niemczech)

Status projektu

Projekt FEED	Zakończony
Pozwolenia na budowę	Zakończone dla całości odcinka niemieckiego
Służebności gruntowe	Zabezpieczone ok. 50%
Zwolnienie z TPA/Unbundlingu	W toku
Zamknięcie komercyjne	W toku
Przyłączenie do sieci	W toku
EPC	Do uzupełnienia
Finansowanie	Do uzupełnienia

Opis

WYJŚCIE Z POLSKI/WEJŚCIE DO NIEMIEC

10% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów krótkoterminowych (do 1 roku) oferowanych na aukcjach zgodnie z zasadami kodeksu sieciowego CAM

90% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów rocznych (z możliwością rezerwacji 15 kolejnych lat) oferowanych na aukcjach zgodnie z zasadami kodeksu sieciowego CAM

5,0 mld m³ rocznie ciągłe lub warunkowo ciągłe moce przesyłowe

3,5 mld m³ rocznie ciągłe lub przerywane moce przesyłowe

WYJŚCIE Z NIEMIEC/WEJŚCIE DO POLSKI

10% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów krótkoterminowych (do 1 roku) oferowanych na aukcjach wg zasad CAM

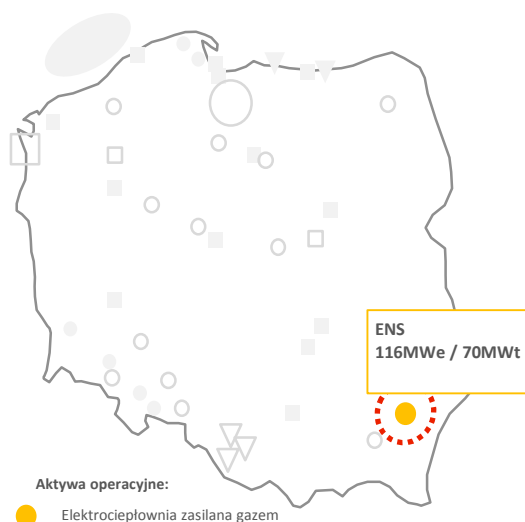
90% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów rocznych (z możliwością rezerwacji 20 kolejnych lat) oferowanych na aukcjach zwolnionych z regulacji CAM (w tym 1,5 mld m³ rocznie zarezerwowane dla POLENERGIA)

Elektrociepłownia gazowa Nowa Sarzyna – portfolio operacyjne

Opis

- Elektrociepłownia zasilana gazem ziemnym o mocy 116 MWe i 70MWt.
- Nowoczesne aktywo, które rozpoczęło działalność komercyjną w 2000r.
- Działając z wysoką sprawnością jednostka działa jako elektrownia systemowa.
- Wytwarzana energia jest wyprowadzana przez trzy naziemne linie transmisyjne o mocy 110kV.
- Elektrownia spełnia polskie normy środowiskowe.
- Stały dochód i przepływ gotówki z kosztów osieroconych do 2020 r.
- Po 2020 roku ENS będzie pracował jedną turbiną gazową i turbiną parową produkując energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu. Zarząd zakłada, że druga turbina będzie wykorzystywana jako źródło mocy interwencyjnej dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na podstawie umowy na udostępnienie mocy z operatorem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Dodatkowo Elektrociepłownia Nowa Sarzyna jako źródło będzie mogła świadczyć usługę odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na podstawie umowy zawartej z operatorem systemu;

Lokalizacja i moc



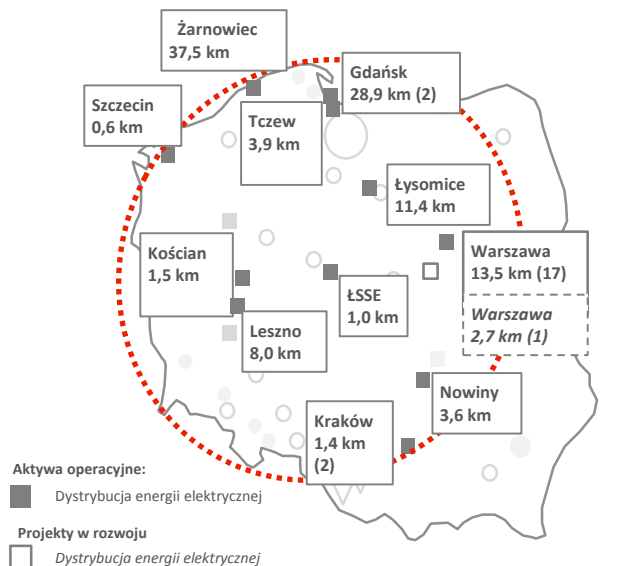
Parametry techniczne

Zainstalowana moc	116MWe, 70MWt
Moc netto	113MWe
Śr. wytwarzanie netto	Elektryczność ok. 760MWh Ogrzewanie ok. 530TJ
Technologia	CCGT
Paliwo	Gaz ziemny / ropa jako backup
Wydajność	HHV (48,6%), LHV (54,0%)
Typ	2*1 CCGT Thomassen (GE) frame 6
Uruchomienie	2000
Dostępność	93,80%

Formuła rekompensat

- ENS generuje dochody przez sprzedaż energii i ciepła, dodatkowo otrzymuje rekompensatę kosztów osieroconych, rekompensatę gazową oraz żółte certyfikaty.
- Gwarantowana rekompensata za koszty osierocone pozwala na pokrycie wszystkich kosztów paliwa i operacyjnych (EBIT=0). Jest obliczana w taki sposób, by bilansować sprzedaż energii i ciepła minus koszty paliwa i działalności.
- Amortyzacja (wliczona do rekompensaty) pozwala na obsługę długu i kosztów odsetek.
- Rekompensata gazowa i żółte certyfikaty bezpośrednio podwyższają zysk przed podatkiem.

Długość sieci dystrybucji, (liczba projektów)



	W użytku	W rozwoju	Ogółem
Moc dystrybucji	75 MW	1 MW	76 MW
Wolumen dystrybucji	276 GWh	3 GWh	c. 265 GWh
Liczba projektów	29	1	30
Odbiorcy końcowi	9,7tys.	0,4tys.	ok. 8,6tys.
Długość linii średniego napięcia (km)	111,3	2,7	114
Liczba podstacji	86		
Liczba transformatorów	143		

Polenergia Dystrybucja

Opis

- Polenergia Dystrybucja to niszowy dystrybutor energii do klientów przemysłowych, indywidualnych oraz odbiorców komercyjnych tj. osiedla mieszkalne, fabryki, biurowce i centra handlowe.
- Jednostka regulowana na bazie WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi.

Projekty w rozwoju

- 1 projekt oparty na kontraktach z deweloperami mieszkań i parterem przemysłowym.
- Wszystkie regulowane zgodnie z systemem WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi.
- Doskonała platforma do ekspansji na większą skalę w zakresie dystrybucji energii.

Wzrost wartości i korzyści dla klientów

Wzrost wartości

- Pozyskanie licencji na dystrybucję energii elektrycznej dla infrastruktury elektrycznej (tzw. „ostatnia mila”) w budynkach niemieszkalnych tj. centra handlowe i biurowce.
- Skuteczne wykorzystanie współpracy między regulowaną działalnością (dystrybucja energii elektrycznej) a komercyjną (sprzedaż energii).
- Oferowanie partnerom możliwości optymalizacji kosztów infrastruktury elektrycznej w trakcie konstrukcji oraz konserwacji.
- Skuteczne wykorzystanie współpracy w ramach Grupy.

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.
- Ryzyko opóźnień w płatnościach za elektryczność przeniesione na firmę.
- Możliwość zmiany sprzedawcy (TPA) przez odbiorców.

Działalność handlowa (Polenergia Obrót)

Przegląd Polenergii Obrót (trading)

- Centralna platforma zarządzania obrotem i ryzykiem zlokalizowana w Warszawie.
- W styczniu 2013r. firma przejęła dawny zespół Vattenfall Trading działający na rynkach energetycznych w regionie CEE.

Polenergia Obrót (2014)

Sprzedana energia	12,7 TWh
Sprzedany gaz ziemny	95 GWh

Działalność handlowa

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

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

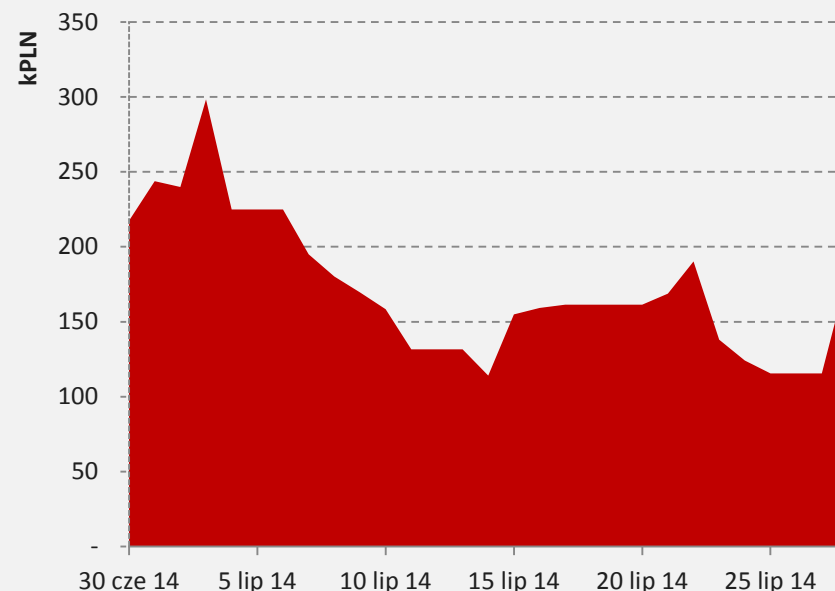
Proprietary trading (obróć na giełdzie i rynku OTC)

Niski profil ryzyka

Handel oparty na fizycznej dostawie produktu

Ograniczony profil ryzyka – monitorowany codziennie

Historyczna wartość narażona na ryzyko Polenergii Obrót (kPLN)



- Polenergia Obrót ma bardzo konserwatywną politykę zarządzania ryzykiem.
- Dzielne ryzyko na ostrożnym poziomie VaR 99% ok. 200kPLN
- Historyczne VAR pozostaje poniżej wyznaczonych limitów

Pozostałe aktywa operacyjne i realizowane projekty

Elektrownia węglowa – Elektrownia Północ

- 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.

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

Elektrownia zasilana biomasą

- 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 MWe
Uruchomienie	2020
Klient	Dostawa do sieci
Produktywność (load factor)	92%
Sprawność	Elektryczna 33%
Okres działania	30 lat

Ciepłownia Zakrzów

- Ciepłownia z produkcją ciepła o mocy 23 MWt zlokalizowana we Wrocławiu
- Energia jest wytwarzana z gazu ziemnego dostarczanego poprzez sieć dystrybucyjną PGNiG
- Zbudowana w 2000r. w celu dostarczania energii elektrycznej i ciepła do Whirlpool na mocy długoterminowego kontraktu (ważny do ok. 2020r.)
- Zbudowana przez Polenergię pod klucz, wraz z niezbędną infrastrukturą (rurociągi gazowy i przyłącza)
- Whirlpool pozostaje wyłącznym użytkownikiem wytwarzanej energii cieplnej

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 dostawę gazu z pieca koksowniczego i odbiór elektryczności. Kontrakt jest ważny do 31 grudnia 2021r.

Produkcja pelletu

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

	Fabryka Północ	Fabryka Południe	Fabryka Wschód
Uruchomienie	2009	2010 i 2011	2012
Produkcja roczna (tony)	36 tys.	52 tys.	50 tys.