

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2018 ROKU**

Jacek Głowacki – Prezes Zarządu

Michał Michalski – Członek Zarządu

Robert Nowak – Członek Zarządu

Warszawa, 8 sierpnia 2018 roku

Spis treści

1.	Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2018 roku	3
2.	Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn.....	8
3.	Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności	8
4.	Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym	8
5.	Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie pierwszego półrocza 2018 roku	11
6.	Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym w stosunku do wyników prognozowanych.....	14
7.	Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony.....	14
8.	Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu	20
9.	Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego:	20
10.	Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, z uwzględnieniem informacji w zakresie:	20
11.	Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależnej jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązаныmi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązany, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta	21
12.	Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej	22
13.	Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta	22
14.	Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej jednego kwartału.....	22

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2018 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za pierwsze półrocze oraz drugi kwartał 2018 roku.

Grupa Polenergia osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 57,3 mln zł oraz - 12,0 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do ubiegłego roku o odpowiednio 24,0 mln zł i 16,8 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	6M 2018	6M 2017	Różnica r/r	Różnica r/r [%]	2 kwartał 2018	2 kwartał 2017	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	1 573,8	1 342,5	231,2	17%	826,9	632,6	194,4	31%
Koszt własny sprzedaży	(1 546,3)	(1 298,0)	(248,3)	19%	(823,0)	(613,6)	(209,4)	34%
w tym koszty rodzajowe	(215,3)	(207,0)	(8,3)	4%	(105,0)	(100,9)	(4,0)	4%
Zysk brutto ze sprzedaży	27,4	44,5	(17,1)	-38%	3,9	19,0	(15,0)	-79%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(21,1)	(16,5)	(4,6)	28%	(11,9)	(8,3)	(3,7)	44%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(1,3)	5,7	(7,1)	-123%	(14,2)	4,4	(18,6)	-426%
A Zysk operacyjny (EBIT)	5,0	33,7	(28,7)	85%	(10,3)	15,0	(25,3)	168%
Amortyzacja	48,1	48,9	(0,8)	-2%	24,1	24,4	(0,4)	-2%
Odpisy aktualizujące	16,9	-	16,9	-	16,6	-	16,6	-
EBITDA	58,0	82,6	(24,6)	-30%	18,4	39,5	(21,0)	-53%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(0,7)	(1,4)	0,7	-50%	-	(0,7)	0,7	-100%
Skorygowana EBITDA*	57,3	81,3	(24,0)	-29%	18,4	38,8	(20,4)	-53%
B Przychody finansowe	3,1	3,8	(0,7)	-18%	1,8	1,1	0,7	64%
C Koszty finansowe	(35,9)	(31,1)	(4,8)	16%	(22,0)	(14,9)	(7,1)	47%
A+B+C Zysk (Strata) brutto	(27,8)	6,4	(34,2)	-532%	(30,5)	1,2	(31,7)	-2615%
Podatek dochodowy	(0,5)	(5,2)	4,7	-91%	2,1	(1,5)	3,7	-238%
Zysk (Strata) netto bez efektu sprzedaży FW offshore	(28,2)	1,2	(29,5)		(28,3)	(0,3)	(28,0)	
Zysk (Strata) netto na sprzedaży FW offshore	3,0	-	3,0	-	3,0	-	3,0	-
Zysk (Strata) netto z uwzględnieniem efektu sprzedaży FW offshore	(37,3)	1,2	(38,5)		(37,4)	(0,3)	(37,0)	
Rozliczenie ceny nabycia	3,6	3,0	0,6		2,1	1,5	0,6	
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	0,4	(0,8)	1,2		0,4	(0,0)	0,4	
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	7,4	1,4	6,0		6,7	0,7	6,0	
Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	16,8	-	16,8		16,8	-	16,8	
Eliminacja odpisu związanego z developmencem	0,0	-	0,0		(0,2)	-	(0,2)	
Eliminacja efektu netto na sprzedaży FW offshore	(3,0)	-	(3,0)		(3,0)	-	(3,0)	
Zysk na sprzedaży FW offshore	(12,0)	-	(12,0)		(12,0)	-	(12,0)	
Podatek dochodowy	9,0	-	9,0		9,0	-	9,0	
Skorygowany Zysk Netto*	(12,0)	4,8	(16,8)		(14,6)	1,9	(16,4)	
Skorygowana Marża EBITDA	3,6%	6,1%	-2,4%		2,2%	6,1%	-3,9%	
Przychody Segmentu Obrót	1 298,1	1 081,2	216,9		693,9	508,6	185,3	
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(1 314,9)	(1 074,9)	(240,0)		(711,9)	(505,4)	(206,6)	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	78,9	79,5	(0,7)		38,8	37,8	1,0	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	28,6%	30,4%	-1,8%		29,1%	30,5%	-1,3%	

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

W pierwszym półroczu 2018 roku Grupa Polenergia odnotowała wzrost przychodów ze sprzedaży o 17% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, na co wpływ miały przede wszystkim wyższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu.

Skorygowany wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 57,3 mln zł i był niższy o 24,0 mln zł w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego głównie ze względu na stratę na tradingu energią elektryczną w segmencie obrotu, częściowo skompensowaną przez wyższy wynik w segmencie energetyki wiatrowej.

Natomiast w drugim kwartale 2018 roku Grupa Polenergia odnotowała wzrost przychodów ze sprzedaży o 31% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, na co wpływ miały przede wszystkim wyższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu.

Skorygowany wynik EBITDA w tym okresie wyniósł 18,4 mln zł i był niższy o 20,4 mln zł w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego głównie ze względu na stratę na tradingu energią elektryczną w segmencie obrotu, częściowo skompensowaną przez wyższy wynik w segmencie energetyki wiatrowej.

Segment Energetyki Wiatrowej zanotował wzrost wyniku EBITDA o 8,8 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego, a w samym drugim kwartale wzrost wyniku EBITDA o 6,1 mln zł. Na lepsze wyniki segmentu złożyły się wyższe średnie ceny zielonych certyfikatów oraz niższy koszt

podatku od nieruchomości oraz serwisu technicznego, skompensowane częściowo przez niższe wolumeny produkcji.

Wynik EBITDA segmentu Energetyki Konwencjonalnej był gorszy o 3,9 mln zł od wyniku osiągniętego w analogicznym okresie poprzedniego roku, a w samym drugim kwartale był niższy o 2,1 mln zł. Gorszy wynik segmentu jest konsekwencją wyższych cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ oraz niższymi przychodami z certyfikatów kogeneracyjnych, częściowo skompensowanych przez wyższe przychody z rekompensaty gazowej.

EBITDA segmentu Obrotu w pierwszym półroczu była o 23,3 mln zł niższa w porównaniu z analogicznym okresem 2017 roku, a w samym drugim kwartale 2018 była niższa o 21,3 mln zł w porównaniu z drugim kwartałem 2017 roku. Gorszy wynik jest głównie konsekwencją straty na portfelu handlowym energii elektrycznej z uwagi na gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej w drugim kwartale.

EBITDA segmentu Dystrybucji w pierwszym półroczu była niższa o 0,9 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku, co było spowodowane niższą marżą na sprzedaży energii elektrycznej będącą konsekwencją wyższych kosztów zakupu energii. Dodatkowo, na gorszy wynik wpływ miała niższa marża na dystrybucji wynikająca z przesunięcia wejścia w życie nowej taryfy (obowiązuje od 12.05.2018). Wynik EBITDA w drugim kwartale był niższy o 0,2 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku, głównie w związku z niższym wynikiem na sprzedaży energii elektrycznej spowodowana wyższymi kosztami zakupu energii, które przewyższyły wzrost cen po stronie klientów.

EBITDA segmentu Biomasy w pierwszym półroczu była niższa o 0,4 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Gorszy wynik jest spowodowany pogarszającą się sytuacją na rynku biomasy i wynikającym z tego niższym wolumenem sprzedaży oraz wyższą ceną surowca. Wynik EBITDA w drugim kwartale był wyższy o 0,3 mln zł ze względu na dodatni wynik na sprzedaży aktywów jednego z zakładów.

Niealokowane koszty zarządzania Grupą wzrosły o 4,6 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku w związku z dodatkowymi kosztami związanymi ze sprzedażą udziałów w spółkach prowadzących projekty morskich farm wiatrowych oraz wpływem rozliczenia podatku VAT za 2017 i 2018 rok.

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń skorygowana marża EBITDA z wyłączeniem segmentu Obrotu wyniosła 28,6% i była o 1,8 p.p. niższa od rozpoznanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Natomiast w drugim kwartale wartość tego wskaźnika wyniosła 29,1% i była o 1,3 p.p. niższa od rozpoznanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wynik z działalności finansowej za pierwszy półrocze oraz drugi kwartał był gorszy od wyniku ubiegłorocznego o odpowiednio 5,5 mln zł i 6,4 mln zł, na co wpływ miał przede wszystkim odpis kwoty wynikającej z wyceny kredytu metodą zamortyzowanego kosztu w Amonie i Talii (efekt reprofelowania zadłużenia), skompensowanych częściowo przez niższe koszty odsetkowe.

Zmiana poziomu podatku dochodowego w porównaniu do poprzedniego roku wynika z braku utworzenia aktywa na odroczony podatek dochodowy wynikający głównie z odpisów w segmencie biomasy.

Ponadto, na poziomie zysku netto, wynik został obciążony odpisem aktualizującym wartość aktywów w segmencie Biomasy – zgodnie z komunikatem z 2 lipca 2017 (raport bieżący 19/2018) na podstawie nowych uwarunkowań regulacyjnych oraz ekonomicznych projektów biomasowych podjęto decyzję o odpisie aktualizującym dotyczącym głównie wartości środków trwałych. Odpis ma charakter niegotówkowy.

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

Ponadto Grupa informuje, że w sposób ciągły monitorowana jest sytuacja zadłużenia spółek portfelowych. Zakończono prace dotyczące reprofilowania zadłużenia projektów Amon, Talia, Gawłowice, Skurpie oraz Rajgród. Podpisano nowe umowy kredytu.

Dokonano sprzedaży aktywów Biomasy Południe. Dodatkowo, w segmencie biomasy dokonano odpisu aktualizacyjnego w odniesieniu głównie do wartości aktywów trwałych, o czym poinformowano w raporcie bieżącym 19/2018.

Trwa przygotowanie projektów elektrowni wiatrowych na lądzie (185 MW), elektrowni biomasowej (31 MW) oraz elektrowni fotowoltaicznych (40 MW) do udziału w systemie aukcyjnym w kolejnych latach.

W segmencie Dystrybucji realizacja wdrożonego w 2016 roku programu inwestycyjnego przebiega zgodnie z harmonogramem. Spółka Polenergia Dystrybucja prowadzi prace nad nowym planem inwestycyjnym na lata 2019-2022.

Grupa przygotowuje do budowy dwie morskie farmy wiatrowe (Polenergia Bałtyk II i Polenergia Bałtyk III) zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 1 200 MW. Termin budowy farm uzależniony jest od wejścia w życie stosownego systemu regulacyjnego. Dodatkowo Grupa analizuje uwarunkowania z perspektywy wznowienia prac przygotowawczych związanych z projektem Polenergia Bałtyk I.

22 maja 2018 roku zawarto umowę przenoszącą 50% udziałów w spółkach prowadzących projekty developmentu i budowy morskich farm wiatrowych na Statoil Holding Netherlands B.V., o czym poinformowano w raporcie bieżącym 14/2018. Szczegółowy opis transakcji został przedstawiony w Nocie nr 17 w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w okresie drugiego kwartału 2018 oraz narastająco od początku roku w podziale na segmenty działalności.

6M 2018 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	71,0	148,6	1 298,1	43,5	10,6	0,0	1,4	0,7	1 573,8
Koszty operacyjne	(51,0)	(124,4)	(1 314,9)	(36,2)	(11,5)	(0,2)	(3,0)	(5,1)	(1 546,3)
w tym amortyzacja	(28,4)	(10,8)	(0,0)	(2,3)	(1,1)	-	(0,4)	(5,1)	(48,1)
Zysk brutto ze sprzedaży	20,0	24,2	(16,8)	7,3	(0,9)	(0,2)	(1,6)	(4,4)	27,4
Marża zysku brutto ze sprzedaży	28,1%	16,3%	-1,3%	16,7%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	"n/a"	1,7%
Koszty ogólnego zarządu	(1,4)	(3,3)	(5,0)	(2,7)	(0,7)	(0,2)	(7,6)	-	(20,8)
Pozostała działalność operacyjna	2,3	(0,6)	0,2	0,3	(15,8)	0,0	-	-	(13,6)
w tym odpisy aktualizujące	(0,0)	-	-	-	-	12,0	-	-	(16,9)
Zysk z działalności operacyjnej	20,9	20,2	(21,6)	4,8	(17,5)	(0,3)	(9,2)	(4,4)	(7,0)
EBITDA	49,3	31,1	(21,6)	7,1	0,5	(0,3)	(8,8)	0,7	58,0
Marża EBITDA	69,5%	20,9%	-1,7%	16,4%	4,3%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	3,7%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(0,7)
Skorygowana EBITDA	49,3	31,1	(21,6)	7,1	0,5	(0,3)	(8,8)	-	57,3
Marża na skorygowanej EBITDA	69,5%	20,9%	-1,7%	16,4%	4,3%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	3,6%
Wynik na działalności finansowej	(33,2)	(0,6)	(2,5)	(0,9)	(0,1)	0,0	4,4	-	(32,8)
Zysk (Strata) brutto	(12,3)	19,6	(24,1)	3,9	(17,6)	(0,3)	(4,8)	(4,4)	(39,8)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,5)
Zysk (Strata) netto na sprzedaży FW offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0
Zysk (strata) netto za okres									(37,3)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	3,6
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	-	-	-	-	-	-	-	-	7,4
Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	-	-	-	-	-	-	-	-	16,8
Eliminacja odpisu związanego z developmenetem	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Eliminacja efektu na sprzedaży FW offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,0)
Skorygowany Zysk Netto									(12,0)

6M 2017 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	65,2	134,0	1 081,2	43,2	15,9	0,0	1,6	1,4	1 342,5
Koszty operacyjne	(55,8)	(106,8)	(1 074,9)	(34,4)	(17,1)	(0,1)	(3,7)	(5,1)	(1 298,0)
w tym amortyzacja	(28,6)	(10,8)	(0,0)	(2,2)	(1,9)	-	(0,5)	(5,1)	(48,9)
Zysk brutto ze sprzedaży	9,5	27,1	6,3	8,7	(1,2)	(0,1)	(2,1)	(3,7)	44,5
Marża zysku brutto ze sprzedaży	14,5%	20,3%	0,6%	20,3%	-7,9%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	3,3%
Koszty ogólnego zarządu	(1,9)	(3,0)	(4,7)	(3,1)	(0,6)	(0,2)	(2,7)	-	(16,1)
Pozostała działalność operacyjna	4,4	0,0	0,1	0,1	0,8	(0,2)	0,1	-	5,3
w tym odpisy aktualizujące	-	-	-	-	0	-	-	-	-
Zysk z działalności operacyjnej	12,0	24,2	1,7	5,8	(1,1)	(0,5)	(4,7)	(3,7)	33,7
EBITDA	40,5	34,9	1,7	8,0	0,8	(0,5)	(4,2)	1,4	82,6
Marża EBITDA	62,1%	26,1%	0,2%	18,5%	5,2%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	6,2%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	(1,4)	(1,4)
Skorygowana EBITDA	40,5	34,9	1,7	8,0	0,8	(0,5)	(4,2)	-	81,3
Marża na skorygowanej EBITDA	62,1%	26,1%	0,2%	18,5%	5,2%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	6,1%
Wynik na działalności finansowej	(25,6)	(1,2)	(1,4)	(0,9)	(0,2)	0,0	1,9	-	(27,3)
Zysk (Strata) brutto	(13,6)	23,0	0,3	4,9	(1,3)	(0,5)	(2,7)	(3,7)	6,4
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(5,2)
Zysk (strata) netto za okres									1,2
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,8)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4
Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminacja odpisu związanego z developmenetem	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminacja efektu na sprzedaży FW offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto									4,8
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	8,8	(3,9)	(23,3)	(0,9)	(0,4)	0,3	(4,6)	-	(24,0)

2 kwartał 2018 roku (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	33,9	72,2	693,9	20,6	5,3	0,0	1,1	-	826,9
Koszty operacyjne	(22,4)	(61,7)	(711,9)	(17,2)	(5,8)	0,4	(1,9)	(2,5)	(823,0)
w tym amortyzacja	(14,2)	(5,4)	(0,0)	(1,1)	(0,5)	-	(0,2)	(2,5)	(24,1)
Zysk brutto ze sprzedaży	11,5	10,4	(18,0)	3,4	(0,5)	0,4	(0,8)	(2,5)	3,9
Marża zysku brutto ze sprzedaży	33,9%	14,5%	-2,6%	16,5%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	"n/a"	0,5%
Koszty ogólnego zarządu	(0,8)	(1,7)	(2,4)	(1,3)	(0,4)	(0,0)	(5,3)	-	(11,8)
Pozostała działalność operacyjna	1,2	(0,2)	0,0	0,2	(15,8)	0,3	0,0	-	(14,4)
Zysk z działalności operacyjnej	11,9	8,6	(20,4)	2,3	(16,6)	0,6	(6,1)	(2,5)	(22,3)
EBITDA	26,1	14,0	(20,4)	3,4	0,8	0,4	(5,9)	-	18,4
Marża EBITDA	77,1%	19,3%	-2,9%	16,7%	14,2%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	2,2%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	26,1	14,0	(20,4)	3,4	0,8	0,4	(5,9)	-	18,4
Marża na skorygowanej EBITDA	77,1%	19,3%	-2,9%	16,7%	14,2%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	2,2%
Wynik na działalności finansowej	(20,5)	(0,3)	(1,2)	(0,5)	(0,1)	0,1	2,3	-	(20,2)
Zysk (Strata) brutto	(8,6)	8,3	(21,6)	1,8	(16,7)	0,7	(3,8)	(2,5)	(42,5)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	2,1
Zysk (Strata) netto na sprzedaży FW offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	(37,4)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	2,1
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	-	-	-	-	-	-	-	-	6,7
Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasą	-	-	-	-	-	-	-	-	16,8
Eliminacja odpisu związanego z developmencem	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)
Eliminacja efektu na sprzedaży FW offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,0)
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	(14,6)

2 kwartał 2017 roku (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	30,4	64,2	508,6	20,9	6,8	0,0	1,0	0,7	632,6
Koszty operacyjne	(27,1)	(52,3)	(505,4)	(16,6)	(7,5)	(0,0)	(2,1)	(2,5)	(613,6)
w tym amortyzacja	(14,3)	(5,4)	(0,0)	(1,1)	(0,9)	-	(0,2)	(2,5)	(24,4)
Zysk brutto ze sprzedaży	3,2	11,8	3,3	4,3	(0,7)	(0,0)	(1,1)	(1,9)	19,0
Marża zysku brutto ze sprzedaży	10,7%	18,5%	0,6%	20,5%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	"n/a"	3,0%
Koszty ogólnego zarządu	(0,8)	(1,5)	(2,4)	(1,7)	(0,3)	(0,1)	(1,3)	-	(8,1)
Pozostała działalność operacyjna	3,4	0,4	0,1	(0,0)	0,5	(0,1)	(0,0)	-	4,2
w tym odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk z działalności operacyjnej	5,8	10,7	1,0	2,6	(0,5)	(0,2)	(2,5)	(1,9)	15,0
EBITDA	20,1	16,1	1,0	3,7	0,5	(0,2)	(2,3)	0,7	39,5
Marża EBITDA	66,0%	25,1%	0,2%	17,5%	7,1%	"n/a"	-238,4%	"n/a"	6,2%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)
Skorygowana EBITDA	20,1	16,1	1,0	3,7	0,5	(0,2)	(2,3)	-	38,8
Marża na skorygowanej EBITDA	66,0%	25,1%	0,2%	17,5%	7,1%	"n/a"	-238,4%	"n/a"	6,1%
Wynik na działalności finansowej	(13,4)	(0,6)	(0,5)	(0,4)	(0,1)	0,0	1,2	-	(13,8)
Zysk (Strata) brutto	(7,6)	10,1	0,5	2,1	(0,5)	(0,2)	(1,3)	(1,9)	1,2
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,5)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasą	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminacja odpisu związanego z developmencem	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminacja efektu na sprzedaży FW offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	6,1	(2,1)	(21,3)	(0,2)	0,3	0,6	(3,6)	-	(20,4)

2. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn

Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta został przedstawiony w nocie 7 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W omawianym okresie nie wystąpiły istotne zmiany w organizacji grupy kapitałowej emitenta poza wydarzeniami opisanymi w punkcie 3 poniżej.

3. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

W omawianym okresie nie nastąpiły istotne zmiany w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności, poza wydarzeniami, które zostały opisane poniżej:

W dniu 22 maja 2018 r. Polenergia S.A. oraz Statoil Holding Netherlands B.V. zawarły umowę przyrzeczoną przenoszącą własność 50% udziałów posiadanych przez Polenergię S.A. w każdej z następujących spółek (i) MFW Bałtyk II Sp. z o.o. (dawniej: Polenergia Bałtyk II sp. z o. o.) oraz (ii) w MFW Bałtyk III Sp. z o.o. (dawniej: Polenergia Bałtyk III sp. z o. o.), które prowadzą projekty budowy morskich farm wiatrowych („Projekt”) na Bałtyku. Sprzedaż udziałów w SPV ma być zrealizowana w ramach uzgodnionej przez strony współpracy w zakresie wspólnej realizacji projektu. Szczegółowy opis transakcji został przedstawiony w Nocie nr 17 w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

W maju 2018 roku dokonano nabycia aktywów farmy wiatrowej Krzęcin o mocy zainstalowej 6 MW. Od 24 maja 2018 projekt działa w ramach grupy kapitałowej i jest ujmowany w wynikach segmentu energetyki wiatrowej.

Dodatkowo, w wyniku sprzedaży aktywów, spółka Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Południe Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie zakończyła działalność operacyjną polegającą na produkcji pelletu z biomasy.

4. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez emitenta przedstawia poniższa tabela:

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe [mln PLN]	6M 2018	6M 2017	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	1 573,8	1 342,5	231,2
EBITDA	58,0	82,6	(24,6)
Skorygowana EBITDA	57,3	81,3	(24,0)
Zysk/Strata Netto	(37,3)	1,2	(38,5)
Skorygowany zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, niezrealizowanych różnic kursowych, odpisów aktualizujących, wyceny kredytów oraz zysku na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	(12,0)	4,8	(16,8)

Na wyniki za pierwsze półrocze 2018 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (spadek o 24,6 mln zł):

- Lepszy wynik segmentu Energetyki Wiatrowej (o 8,8 mln zł) za sprawą wyższych cen zielonych certyfikatów oraz niższego kosztu podatku od nieruchomości i serwisu technicznego, częściowo skompensowanych niższą produkcją;
- Niższy wynik segmentu Energetyki Konwencjonalnej (o 3,9 mln zł), wynikający przede wszystkim z wyższych cen gazu ziemnego, uprawnień do emisji CO₂ oraz mniejszymi przychodami z certyfikatów kogeneracyjnych, częściowo skompensowanymi przez wyższe przychody z rekompensaty gazowej;
- Niższy wynik segmentu Obrotu (o 22,3 mln zł) ze względu na stratę na zewnętrznym portfelu handlowym energii elektrycznej z uwagi na gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej w drugim kwartale;
- Niższy wynik segmentu Dystrybucji (o 0,9 mln zł) ze względu na niższą marżę na sprzedaży energii elektrycznej będącą konsekwencją wyższych kosztów zakupu energii elektrycznej. Dodatkowo, na gorszy wynik wpływ miała niższa marża na dystrybucji wynikająca z przesunięcia wejścia w życie nowej taryfy;
- Niższy wynik segmentu Biomasy (o 0,4 mln zł) z uwagi na pogarszającą się sytuację na rynku biomasy i wynikające z tego niższe wolumeny sprzedaży oraz wyższą cenę surowca;
- Niższe koszty segmentu Developmentu zaalokowane do rachunku zysków i strat (o 0,3 mln zł);
- Wzrost niealokowanych kosztów zarządzania Grupą (o 4,6 mln zł) w efekcie między innymi dodatkowych kosztów związanych ze sprzedażą udziałów w spółkach prowadzących projekty morskich farm wiatrowych oraz wpływem rozliczenia podatku VAT za 2017 i 2018 rok;

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (spadek o 24,0 mln zł):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik gorszy o 24,6 mln zł);
- Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia (minus 0,7 mln zł).

c) Na poziomie Zysku Netto (spadek o 38,5 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik gorszy o 24,6 mln zł);
- Niższa amortyzacja (o 0,8 mln zł) wynikająca przede wszystkim z braku amortyzacji projektu Biomasy Południe w efekcie odpisu zrealizowanego w 2017 roku;
- Wpływ odpisów aktualizujących (wzrost o 16,9 mln zł w stosunku do pierwszego półrocza ubiegłego roku) wynikający głównie z odpisu projektów biomasowych;
- Wyższe koszty finansowe (o 4,8 mln zł) w konsekwencji wyższych kosztów związanych z wyceną zobowiązań finansowych w efekcie odpisu historycznych kosztów związanych z wyceną kredytu przy użyciu stopy efektywnej w Amonie i Talii (7,1 mln zł), wyższych kosztów z tytułu różnic kursowych 0,5 mln zł, wyższych kosztów z tytułu opłat i prowizji (0,2 mln zł), wyższych pozostałych kosztów finansowych (0,3 mln zł), skompensowanych częściowo przez niższe koszty z tytułu odsetek (o 3,2 mln zł);
- Niższe przychody finansowe (o 0,7 mln zł), w związku z negatywnym wpływem różnic kursowych (0,8 mln zł), częściowo skompensowane przychodami finansowymi z tytułu odsetek (0,2 mln zł);
- Efekt sprzedaży WF offshore (3,0 mln zł, z czego 12 mln zł dotyczy wyniku na sprzedaży, a 9 mln zł dotyczy podatku dochodowego rozpoznanego na poziomie Polenergii S.A.);
- Niższy poziom podatku dochodowego (4,7 mln zł) wynikający głównie z niższego wyniku brutto

-
- d) Na poziomie skorygowanego zysku netto - z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, odpisów aktualizujących, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta (spadek o 16,8 mln zł):**
- Wpływ zysku netto (wynik gorszy o 38,5 mln zł);
 - Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (plus 0,6 mln zł);
 - Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych (plus 1,2 mln zł);
 - Eliminacja efektu wyceny kredytów (plus 6,0 mln zł);
 - Odwrócenie efektu odpisów aktualizujących (plus 16,9 mln zł);
 - Eliminacja efektu sprzedaży FW offshore (minus 3,0 mln zł, z czego 12 mln zł dotyczy wyniku na sprzedaży, a 9 mln zł dotyczy podatku dochodowego rozpoznanego na poziomie Polenergii S.A.).

5. Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie pierwszego półrocza 2018 roku

ENERGETYKA WIATROWA

Segment energetyki wiatrowej zanotował wzrost wyniku EBITDA o 8,8 mln PLN, w wyniku wyższych cen sprzedaży zielonych certyfikatów oraz niższych kosztów operacyjnych (w tym zdarzeń jednorazowych), częściowo skompensowanych przez niższą produkcję.

Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych farm:

Farma Wiatrowa Puck

Niższe wyniki operacyjne w 1 połowie 2018 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Produkcja energii elektrycznej w 1 połowie 2018 roku była niższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego co wpłynęło na spadek wyniku EBITDA.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

Produkcja energii elektrycznej w 1 połowie 2018 roku była niższa od produkcji w analogicznym okresie roku poprzedniego. Pomimo niższych wolumenów, wzrost cen zielonych certyfikatów wpłynął na wzrost przychodów i wyniku EBITDA.

W czerwcu 2018 roku zakończono reprofilowanie zadłużenia powyższych farm wiatrowych o czym mowa szerzej w Nocie nr 27 do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

Farmy Wiatrowe Gawłowice, Rajgród i Skurpie

Wyniki operacyjne farm wiatrowych Gawłowice, Rajgród i Skurpie w 1 połowie 2018 roku były niższe niż osiągnięte w analogicznym okresie poprzedniego roku ze względu na niższy wolumen produkcji. Efekt ten został częściowo skompensowany przez zaksięgowaną w czerwcu 2018 korektę deklaracji podatku od nieruchomości za pierwsze półrocze 2018.

W lipcu 2018 roku zakończono reprofilowanie zadłużenia powyższych farm wiatrowych o czym mowa szerzej w Nocie nr 27 do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

Farma Wiatrowa Mycielin

Wynik operacyjny FW Mycielin uzyskany w 1 połowie 2018 roku był wyższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Wynika to z wyższej wietrzności oraz wyższych cen sprzedaży certyfikatów i energii. Dodatkowo w kwietniu 2018 roku zostało podpisane porozumienie z firmą Vestas, które dotyczy rozliczenia z tytułu awarii turbiny na projekcie, co zaowocowało korektą historycznych kosztów serwisu o ok. 2,8mln. Na wynik FW Mycielin wpłynęła również korekta deklaracji podatku od nieruchomości, w wysokości ok. 2,1mln, ujęta w czerwcu.

Farma Wiatrowa Krzęcin

W maju Grupa dokonała przejęcia FW Krzęcin (6MW). Od tego czasu farma zanotowała pozytywny wynik operacyjny, który przyczynił się do wzrostu wyniku całego segmentu.

ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Wynik EBITDA segmentu energetyki konwencjonalnej zanotował spadek o 3,9 mln PLN, w związku ze wzrostem cen gazu i uprawnień do emisji CO₂ niższymi przychodami z certyfikatów kogeneracyjnych, częściowo skompensowanych przez wyższe przychody z rekompensaty gazowej w ENS.

ENS

Działalność operacyjna obiektu od początku 2018 roku przebiegała bez zakłóceń. Wynik spółki determinowany przez opisany powyżej czynnik.

EL Mercury

Działalność operacyjna obiektu od początku 2018 roku przebiegała bez zakłóceń.

OBRÓT

EBITDA segmentu Obrotu w pierwszym półroczu była o 23,3 mln zł niższa w porównaniu z analogicznym okresem 2017 roku. Gorszy wynik jest głównie konsekwencją straty na tradingu energią elektryczną z uwagi na gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej w drugim kwartale. W celu ograniczenia ekspozycji na ryzyko Grupa podjęła działania polegające na zamknięciu pozycji skutkujących stratą, ograniczeniu skali działalności tradingowej do czasu ustabilizowania sytuacji na rynku energii oraz rozszerzenia zakresu monitorowania i raportowania wyników oraz miar ryzyka.

Wynik segmentu Obrotu jest uzależniony od poziomu cen rynkowych, a w szczególności cen energii elektrycznej, świadectw pochodzenia, gazu i CO₂.

DYSTRYBUCJA

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji był niższy o 0,9 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego, co było w głównej mierze spowodowane niższą marżą na sprzedaży energii elektrycznej będącą konsekwencją wyższych kosztów zakupu energii. Dodatkowo, na gorszy wynik wpływ miała niższa marża na dystrybucji wynikająca z przesunięcia wejścia w życie nowej taryfy.

BIOMASA

Wynik EBITDA segmentu biomasy był gorszy od rezultatów osiągniętych w analogicznym okresie roku ubiegłego z powodu niższych wolumenów sprzedaży i cen pelletu oraz wyższych kosztów surowca.

Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

Wolumen produkcji pelletu w ukształtował się na poziomie niższym od ubiegłorocznego. Dodatkowo, w wyniku spadku średnich cen sprzedaży oraz wzrostu cen surowca, rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej.

W konsekwencji zmian w otoczeniu regulacyjnym wynikających z przyjętej nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz sytuacji biznesowej i ekonomicznej segmentu biomasy 2 lipca 2018 roku dokonano odpisu aktualizacyjnego w odniesieniu głównie do aktywów trwałych zakładu Biomasa Energetyczna Wschód. Odpis został ujęty w sprawozdaniu za pierwsze półrocze 2018 roku.

Biomasa Energetyczna Południe

Działalność projektu nie jest kontynuowana. Dokonano sprzedaży aktywów Biomasy Południe.

Biomasa Energetyczna Wschód

Wolumen produkcji peletu ukształtował się na poziomie podobnym do ubiegłorocznego, przy jednoczesnym wzroście średnich ceny sprzedaży peletu. Jednak ze względu na wzrost cen surowca, rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej. Ze względu na zakończenie kontraktu na odbiór pelletu trwa analiza sytuacji zakładu i możliwych rozwiązań biznesowych.

W konsekwencji zmian w otoczeniu regulacyjnym wynikających z przyjętej nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz sytuacji biznesowej i ekonomicznej segmentu biomasy 2 lipca 2018 roku dokonano odpisu aktualizacyjnego w odniesieniu głównie do aktywów trwałych zakładu Biomasa Energetyczna Wschód. Odpis został ujęty w sprawozdaniu za pierwsze półrocze 2018 roku.

DZIAŁALNOŚĆ DEWELOPERSKA

Farmy wiatrowe on-shore

Spółka posiada portfel projektów o łącznej mocy 185 MW będących w końcowej fazie rozwoju, które posiadają pozwolenie na budowę. Projekty te będą startowały w aukcji oczekiwanej w IV kwartale 2018r.

Farmy fotowoltaiczne

Dla części portfela farm wiatrowych we wcześniejszej fazie rozwoju (o łącznej mocy 26 MW) została podjęta decyzja o realizacji w to miejsce projektów fotowoltaicznych w oparciu o istniejące warunki przyłączenia oraz umowy dzierżawy. Prace rozwojowe tych projektów będą kontynuowane w 2018 i 2019 roku.

Łączna moc wszystkich projektów fotowoltaicznych przygotowywanych przez Grupę do aukcji wynosi 40 MW.

Dewelopment morskich farm wiatrowych

Grupa przygotowuje do budowy dwie morskie farmy wiatrowych (Polenergia Bałtyk II i Polenergia Bałtyk III) zlokalizowane na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 1.200 MW. Termin budowy farm uzależniony jest od wejścia w życie stosownego systemu regulacyjnego. Dodatkowo Grupa analizuje uwarunkowania z perspektywy wznowienia prac przygotowawczych związanych z projektem Polenergia Bałtyk I.

22 maja 2018 roku zawarto umowę przenoszącą 50% udziałów w spółkach prowadzących projekty developmentu i budowy morskich farm wiatrowych na Statoil Holding Netherlands B.V., o czym poinformowano w raporcie bieżącym 14/2018.

Elektrownia biomasowa

Grupa przygotowuje do realizacji projekt budowy i eksploatacji elektrowni biomasowej o mocy 31 MW, przyłączonej do sieci energetycznej. W roku 2017 projekt otrzymał ostateczne pozwolenie na budowę wraz linią wyprowadzającą moc do sieci Tauron. W drugim kwartale roku 2018 uzyskana została decyzja URE o dopuszczeniu do aukcji (prekwalifikacja) oraz uzyskane zostało Pozwolenie Zintegrowane.

Spółka dopuszcza możliwość pozyskania inwestora zainteresowanego zakupem tego projektu przed aukcją lub po wygranej aukcji.

6. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym w stosunku do wyników prognozowanych

Spółka nie publikuje prognozy wyników finansowych.

7. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony

Brak istotnych zmian w stosunku do ryzyk przedstawionych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za rok zakończony dnia 31 grudnia 2017 roku, z zastrzeżeniem poniższych zmian i aktualizacji:

Ryzyka związane z otoczeniem, w jakim działa Grupa Polenergia S.A.

Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym

Działalność spółek z Grupy podlega licznym regulacjom krajowym, unijnym oraz międzynarodowym. Przepisy, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie, interpretacje, wytyczne itp., mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego przyjęcia w 1997 roku). Szereg przepisów mających zastosowanie do działalności Grupy zostało uchwalonych stosunkowo niedawno i nie wykształciła się praktyka w zakresie ich stosowania (co może powodować ryzyko niewłaściwej ich interpretacji i stosowania).

Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji, w szczególności Prezesa URE, które cechują się dużą uznaniowością i są często przedmiotem sporów sądowych. Grupę obciąża ryzyko niedostosowania prowadzonej działalności do zmieniających się przepisów i regulacji ze wszystkimi tego konsekwencjami oraz wydawania nowych przepisów zakładających ograniczenie systemu wsparcia dla dotychczas rozwijanych w Polsce technologii.

Ryzyko zmienności rynkowych cen energii elektrycznej

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione od poziomu rynkowych cen energii elektrycznej. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na rynku energii i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z segmentu energetyki wiatrowej.

Grupa prowadzi także działalność polegającą na obrocie energią elektryczną na rynku hurtowym. Wynik na tej działalności jest uzależniony od zmian cen rynkowych energii oraz struktury otwartych pozycji na rynku. Znaczący i nieoczekiwany wzrost zmienności cen energii elektrycznej w pierwszej połowie 2018 r. skutkował stratą na tradingu energią elektryczną. W celu ograniczenia ekspozycji na ryzyko Grupa podjęła działania polegające na zamknięciu pozycji skutkujących stratą, ograniczeniu skali działalności tradingowej do czasu ustabilizowania sytuacji na rynku energii oraz rozszerzenia zakresu monitorowania i raportowania wyników oraz miar ryzyka.

Ryzyko zmienności cen sprzedaży energii elektrycznej realizowanych przez Grupę

Dla istniejących instalacji OZE uruchomionych przed 1 lipca 2016 istotne znaczenie ma obowiązek zakupu energii przez tzw. sprzedawcę zobowiązanego (zakładu energetycznego dostarczającego energię odbiorcom końcowym), który powstaje pod warunkiem zaoferowania całej energii nie tylko wytworzonej, ale również wprowadzonej do sieci, w okresie co najmniej 90 następujących po sobie dni kalendarzowych. Średnie i duże instalacje OZE (o mocy zainstalowanej większej lub równej 500 kW) począwszy od 1 stycznia 2018 r. pozbawione zostały obowiązkowego zakupu energii wyprodukowanej w instalacji OZE przez sprzedawcę zobowiązanego po cenie regulowanej. Ta zmiana znacząco wpłynęła na sytuację wytwórców energii z OZE, ponieważ od 1 stycznia 2018 r. będą oni całkowicie narażeni na zmiany cen na rynku energii. Wyeliminowanie obowiązku zakupu energii będzie więc miało znaczący wpływ na sytuację średnich i dużych producentów energii z OZE, w tym zdecydowanej większości krajowych wytwórców energii z wiatru.

Wprowadzone zmiany mogą, w pewnych obszarach, spowodować obniżenie zakładanych zwrotów z inwestycji w odnawialne źródła energii.

Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione od poziomu rynkowych cen zielonych certyfikatów. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na rynku zielonych certyfikatów i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży zielonych certyfikatów pochodzących z segmentu energetyki wiatrowej.

Z dniem 25 września 2017 r. weszły w życie regulacje ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r., poz. 1593), skutkujące zmianą sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej poprzez jej powiązanie z uśrednionymi rynkowymi cenami praw majątkowych, wynikającymi ze świadectw pochodzenia, publikowanymi corocznie przez Towarową Giełdę Energii S.A., zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2 tej ustawy. W świetle znowelizowanego brzmienia art. 56 ust. 1 ustawy OZE, jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw pochodzenia „zielonych” obliczana jest jako iloczyn wskaźnika 125% i rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia 1 lipca 2016 r., jednakże nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh (Ozjo).

Ponadto w dniu 30 sierpnia 2017 roku weszło w życie rozporządzenie ministra energii z dnia 11 sierpnia 2017 roku w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2018–2019. Na mocy przedmiotowego rozporządzenia w 2018 roku obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z biogazu rolniczego wynosi 0,5 proc. sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym i 17,50 proc. w przypadku świadectw pochodzenia energii z pozostałych OZE. W 2019 r. obowiązek wyniesie odpowiednio 0,5 proc i 18,5 proc.

Pomimo tych zmian na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się znacząca nadpodaż zielonych certyfikatów, która może negatywnie wpływać na poziom cen rynkowych. Cena praw majątkowych na dzień 30 czerwca 2018 r. wynosiła 75,2 PLN/MWh, a w lipcu 2018 r. wzrosła do poziomu ponad 90 PLN/MWh.

W przypadku spadku cen zielonych certyfikatów istnieje ryzyko osiągnięcia przez Grupę gorszych wyników finansowych i niespełnienia wskaźników finansowych określonych w umowach kredytowych na sfinansowanie poszczególnych projektów wiatrowych. W przypadku długoterminowego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów na niskim poziomie mogą wystąpić okresowe problemy w realizacji niektórych umów kredytów, a w poszczególnych projektach może się pojawić konieczność uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A..

Ryzyko związane z aukcjami dla odnawialnych źródeł energii

Nowy system wsparcia OZE (tzw. system aukcyjny) uzależnia uzyskanie i wysokość wsparcia dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych od wygrania aukcji. W konsekwencji istnieje ryzyko, że gotowe do budowy projekty farm wiatrowych posiadane przez Grupę nie otrzymają wsparcia lub wsparcie to będzie małe. Jednocześnie wsparcie udzielone w ramach systemu aukcyjnego, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego. Wejście w życie najnowszej nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii otwiera drogę do organizacji kolejnych aukcji, których wdrażanie zostało wstrzymane w 2017 r.

Należy mieć jednak na uwadze, że zgodnie z regulacjami UE docelowy udział energii z OZE w miksie energetycznym powinien być nie niższy niż 19,13% (obecnie jest to ok. 13%). W opinii Grupy oznacza to konieczność dalszych inwestycji w OZE, a co za tym idzie organizacji aukcji dla odnawialnych źródeł energii w 2018 r. i kolejnych latach.

Ryzyko projektowanych zmian prawa zakładających stworzenie systemu wsparcia dla konwencjonalnych źródeł wytwórczych – „rynek mocy”

Polski rynek energetyczny charakteryzuje impas inwestycyjny w zakresie konwencjonalnych mocy wytwórczych. Wynika to przede wszystkim z wysokich kosztów inwestycyjnych nowych bloków węglowych, niskich marż na produkcji energii elektrycznej (szczególnie z gazu ziemnego i węgla kamiennego) oraz coraz mniejszego wykorzystania mocy w dużych jednostkach systemowych. Wprowadzone przez PSE w ostatnich latach rozwiązania (interwencyjna rezerwa zimna) oraz kilka decyzji inwestycyjnych podjętych przez koncerny energetyczne kontrolowane przez Skarb Państwa odsunęły na kilka lat ryzyko niewystarczającej rezerwy mocy. Jednakże konieczne jest

wprowadzenie działań długofalowych, pozwalających ograniczyć ryzyko zaburzeń na rynku mocy po roku 2020 poprzez zapewnienie sygnałów inwestycyjnych dla budowy nowych mocy oraz utrzymania w eksploatacji istniejących źródeł. W dniu 8 grudnia 2017 r. Sejm przyjął Ustawę o rynku mocy, która została podpisana przez Prezydenta 28 grudnia 2017 r. Pierwsze aukcje na rynku mocy planowane są w listopadzie i grudniu bieżącego roku. Zależnie od przyjętych rozwiązań szczegółowych i parametrów aukcji atrakcyjność nowych projektów (jak Elektrownia Wińsko), jak i ekonomika istniejących obiektów (jak Elektrociepłownia Nowa Sarzyna i Elektrownia Mercury) może się znacząco zmienić. Dodatkowo nie można wykluczyć negatywnego wpływu rynku mocy na poziom cen energii elektrycznej na rynku, co z kolei może wpłynąć na projekty, których ekonomika opiera się na przychodach ze sprzedaży energii elektrycznej (farmy wiatrowe).

Ryzyko związane z wysokością podatku od nieruchomości od farm wiatrowych za 2017 r.

Wskutek bardzo niejasnych zapisów Ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych powstała wątpliwość co do podstawy obliczenia podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych. Pomimo, że zgodnie z posiadanymi przez Grupę ekspertyzami przepisy ustawy nie powinny mieć wpływu na wysokość płaconego przez spółki z Grupy podatku od nieruchomości, to większość spółek otrzymała negatywne interpretacje potwierdzające, że podstawa opodatkowania w PON uległa zwiększeniu od początku 2017 roku. Grupa otrzymała jedną pozytywną odpowiedź na wspomniane wnioski. Jednocześnie w ramach równoległych czynności dwa projekty otrzymały pozytywną interpretację zezwalającą na ustalenie podstawy opodatkowania w wysokości aktualnej wyceny rynkowej elektrowni wiatrowej.

Zgodnie z negatywnymi interpretacjami od 2017 roku podatek od nieruchomości od elektrowni wiatrowych winien być obliczany według nowych zasad. W ocenie Grupy uzasadnienie prawne wspomnianych negatywnych interpretacji jest błędne, co stanowiło podstawę ich zaskarżenia do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego oraz w dalszej kolejności, do Naczelnego Sądu Administracyjnego. Aktualnie sprawy czekają na rozstrzygnięcie przed NSA. W przypadku negatywnego rozstrzygnięcia Grupa będzie zmuszona do poniesienia wyższych kosztów z tytułu podatku od nieruchomości za 2017 r. w wysokości 6,3 mln zł. W przypadku pozytywnego rozstrzygnięcia Grupa uzyska korzyść w postaci zwrotu nadpłaconego podatku w wysokości 9,3 mln zł.

Minister Energii podjął działania w celu usunięcia dyskryminujących zasad opodatkowania elektrowni wiatrowych. Ustawą z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018r, poz. 1276) usunięto wątpliwość jaka część elektrowni wiatrowej stanowi budowlę, a zatem podlega opodatkowania PON. Przepisy jasno stanowią, że budowlą jest tylko część budowlana elektrowni wiatrowej. Co więcej, zgodnie z przepisami, wprowadzona zmiana obowiązuje od 1 stycznia 2018r.

W konsekwencji, spółki Grupy wystąpiły do właściwych organów o stwierdzenie nadpłaty w podatku od nieruchomości za 2018 r.

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego

Brak jednoznacznej wykładni przepisów podatkowych jest szczególnie uciążliwy w przypadku zmian w przepisach podatkowych. Przykładem mogą być nowe przepisy w zakresie ciekłej kapitalizacji, w odniesieniu do których nie wiadomo, w jaki sposób należy ustalić limit uprawniający do zaliczenia odsetek w koszty podatkowe. Negatywny wpływ na sytuację Grupy może mieć, wprowadzona w życie w trakcie 2018 roku, nowa metoda regulowania faktur w systemie tzw. split payment. Split payment może negatywnie wpływać na płynność finansową spółek z Grupy.

Ryzyka związane z działalnością prowadzoną przez Polenergia

Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

Jednym z kluczowych elementów strategii rozwoju Grupy Polenergia S.A. są inwestycje dotyczące energetyki ze źródeł odnawialnych, dystrybucji gazu i energii elektrycznej oraz energetyki konwencjonalnej.

W przypadku opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych lub ich niezrealizowania, istnieje ryzyko nieosiągnięcia w wyznaczonym terminie zakładanych celów operacyjnych, co w efekcie

spowoduje osiągnięcie przez Grupę Kapitałową Polenergia gorszych wyników finansowych, niż miałyby to miejsce w przypadku planowanego zakończenia inwestycji.

Grupa, zmierzając do realizacji wytyczonych planów inwestycyjnych, podejmuje działania mające na celu minimalizację ww. ryzyka (m.in. precyzyjne planowanie i analiza czynników mogących mieć wpływ na osiągnięcie stawianych celów, bieżący monitoring realizowanych wyników oraz niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone). Zarząd Spółki szczególnie starannie przygotowuje proces realizacji poszczególnych projektów, dopracowując wszelkie szczegóły inwestycji od strony technologicznej i zapewniając im odpowiednie finansowanie.

Spółka posiada między innymi pakiet farm wiatrowych w rozwoju o mocy 185 MW przygotowanych do udziału w aukcjach na mocy znowelizowanej ustawy o OZE.

Wygranie aukcji będzie uzależnione od ilości projektów biorących w niej udział oraz poziomu zaproponowanej ceny względem innych oferentów.

Ponadto posiadane projekty od strony proceduralnej charakteryzują się długim terminem ważności poszczególnych pozwoleń, co umożliwi ewentualny start w kolejnych aukcjach lub realizację projektów w oparciu o inny model biznesowy w przypadku zaistnienia odpowiednich warunków rynkowych.

Z drugiej strony w myśl przepisów znowelizowanej ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, budowa nowej elektrowni wiatrowej na podstawie uzyskanego wcześniej pozwolenia na budowę jest możliwa tylko w okresie 5 lat od dnia wejścia ustawy w życie (tj. do 2021 r.). W przypadku niepowodzenia realizacji inwestycji w tym okresie istnieje ryzyko wygaśnięcia pozwolenia na budowę.

Ryzyko związane z umowami kredytów

Ze względu na fakt, że Grupa realizuje projekty inwestycyjne z istotnym udziałem finansowania dłużnego w Grupie istnieje istotna koncentracja zadłużenia. Zawarte umowy kredytów zawierają szereg wskaźników finansowych (kovenantów) oraz wymogów, które poszczególne projekty winny spełniać, a których naruszenie może skutkować wymagalnością kredytu i/lub zwiększeniem kosztów finansowania.

Grupa na bieżąco analizuje poziom długu oraz kovenantów w poszczególnych spółkach i pozostaje w kontakcie z instytucjami finansującymi, których efektem było reprofilowanie zadłużenia na części projektów wiatrowych, o czym mowa poniżej.

W dniu 28 czerwca 2018 r. spółki zależne od Spółki, tj. Amon Sp. z o.o. z siedzibą w Łebczu („Amon”) i Talia Sp. z o.o. z siedzibą w Łebczu („Talia”) uzgodniły i podpisały z konsorcjum banków finansujących (Raiffeisen Bank Polska S.A., Bank Zachodni WBK S.A., DNB Bank Polska S.A. Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A.) umowy zmieniające umowy kredytów inwestycyjnych z dnia 1 czerwca 2010 roku, które zostały wówczas zawarte w związku z realizacją inwestycji polegającej na budowie farmy wiatrowej Łukaszów oraz farmy wiatrowej Modlikowice, o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 58 MW. Celem wprowadzonych zmian jest ustabilizowanie sytuacji finansowej Amon i Talia w długim horyzoncie czasowym, poprzez częściową przedpłatę kredytu ze środków zgromadzonych na Rachunku Rezerwy Obsługi Długu („DSRA”), obniżenie rat kapitałowo-odsetkowych określonych w harmonogramie obsługi kredytów inwestycyjnych oraz dostosowanie ustanowionych zabezpieczeń do obecnie obowiązujących przepisów i sytuacji kredytobiorców. Po zawarciu powyższych umów zmieniających kwota pozostała do spłaty, po przedpłacie z DSRA przewidzianej w dokumentach, wynosi ok. 179 mln zł. Dokumenty finansowe przewidują harmonogram obsługi kredytu do grudnia 2026 roku. Oprocentowanie kredytu równe jest stawce WIBOR powiększonej o marżę banków. Wprowadzone modyfikacje były konieczne z uwagi na sytuację rynkową, w szczególności poziom cen zielonych certyfikatów oraz energii elektrycznej. Amon i Talia były stroną umów długoterminowych na odbiór energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów, których odbiorcą była spółka zależna należąca do Grupy Tauron Polska Energia S.A. („Tauron”). Umowy te zostały wypowiedziane przez kontrahenta, w związku z czym Amon i Talia wniosły pozwy przeciwko Tauron. W efekcie powyższej umowy kredyty Amona i Talii zostały zaprezentowane jako zobowiązania długoterminowe w części przypadającej do spłaty po 30 czerwca 2019 roku w śródrocznym skróconym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zakończonym 30 czerwca 2018 roku.

W dniu 12 lipca 2018 r. spółki zależne od Spółki, tj. Grupa PEP – Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Grupa PEP – Farma Wiatrowa 4 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Grupa PEP – Farma Wiatrowa 6 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (łącznie: „GSR”) zawarły z konsorcjum banków finansujących (Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, Bank Ochrony Środowiska S.A.) umowy zmieniające umowy kredytów inwestycyjnych z dnia 4 października 2013r., które zostały zaciągnięte przez GSR w związku z realizacją inwestycji polegającej na budowie farmy wiatrowej Gawłowice, farmy wiatrowej Skurpie oraz farmy wiatrowej Rajgród, o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 117,3 MW. Spółki są stronami umów długoterminowych na odbiór energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów, których odbiorcą jest Polenergia Obrót S.A.

Ze względu na zmianę sytuacji rynkowej, w szczególności spadek cen zielonych certyfikatów, niski poziom cen energii elektrycznej oraz niepewność co do obciążeń w zakresie wysokości podatku od nieruchomości, Spółki rozpoczęły proces renegocjacji powyższych umów kredytów. Rozmowy pozwoliły na obniżenie łącznych cen obowiązujących w wewnątrzgrupowych umowach na odbiór energii elektrycznej i zielonych certyfikatów oraz na zmianę harmonogramu obsługi kredytu, co prowadzić będzie do poprawy sytuacji Emitenta.

Zawarta w dniu 12 lipca 2018 r. umowa pomiędzy Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju, Bankiem Ochrony Środowiska S.A., Spółką oraz GSR zmieniła umowy kredytów wraz ze stosownymi innymi dokumentami finansowania w zakresie kredytu inwestycyjnego zaciągniętego przez Spółki. Po wejściu w życie powyższej umowy i dokonaniu przedpłaty długu w kwocie 23,7 mln zł, która wynika z jej postanowień, kwota kredytu pozostała do spłaty wynosi 434,5 mln zł. Dokumenty finansowe przewidują wydłużenie harmonogramu obsługi kredytu, opisanego powyżej, o trzy lata do grudnia 2032 roku. Oprocentowanie kredytu równe jest stawce WIBOR powiększonej o marżę banku.

Ponadto, w związku z obniżeniem harmonogramu obsługi kredytu GSR, w wyniku zawarcia powyższej umowy, w dniu 12 lipca 2018 r. zmienione zostały umowy pomiędzy Polenergia Obrót S.A. oraz GSR dotyczące sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, umowy sprzedaży zielonych certyfikatów wynikających z praw majątkowych przysługujących GSR w wyniku produkcji energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego. Zmianie uległa cena dostarczanej energii elektrycznej, zielonych certyfikatów oraz koszt bilansowania handlowego, jak również okres obowiązywania umów, który został wydłużony o 3 lata.

Należy zauważyć, że opisywana powyżej zmiana umowy kredytów miała miejsce po dacie bilansowej i nie ma wpływu na sposób prezentacji kredytów w sprawozdaniu skonsolidowanym Grupy Polenergia.

Ze względu na sytuację na rynku zielonych certyfikatów oraz podatkiem od nieruchomości, który został zapłacony na podstawie wartości brutto środków trwałych stanowiących zarówno część budowlaną jak i techniczną projektu, spółka Polenergia Farma Wiatrowa Mycielin Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, prowadząca projekt farmy wiatrowej Mycielin, nie spełniła wskaźników finansowych przewidzianych w umowie kredytu inwestycyjnego. Spółka prowadząca projekt została przez banki finansujące zwolniona z obowiązku spełnienia wskaźników finansowych, w związku z czym brak spełnienia wskaźników finansowych nie powoduje potrzeby reklasyfikacji tego kredytu z zobowiązań długoterminowych do zobowiązań krótkoterminowych.

Ze względu na dodatkowe koszty operacyjne związane z naprawą urządzeń, spółka Dipol Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, prowadząca projekt farmy wiatrowej Puck, nie spełniła wskaźnika obsługi zadłużenia przewidzianego w umowie kredytu inwestycyjnego. Spółka prowadząca projekt została przez bank finansujący zwolniona z obowiązku spełnienia wskaźników finansowych, w związku z czym brak spełnienia wskaźników finansowych nie powoduje potrzeby reklasyfikacji tego kredytu z zobowiązań długoterminowych do zobowiązań krótkoterminowych.

Ze względu na sytuację na rynku biomasy, spółka Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Wschód Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, prowadząca zakład produkcji pelletu w Zamościu, nie spełniła poziomu wskaźnika finansowego DSCR wymaganego zgodnie z umową kredytu inwestycyjnego. Kredyt inwestycyjny projektu, zważywszy na wymogi standardów rachunkowości, został wykazywany w bilansie Grupy Polenergia w całości w zobowiązaniach krótkoterminowych Grupy.

Ryzyko dotyczące sporu z Polską Energią – Pierwszą Kompanią Handlową sp. z o.o.

Amon Sp. z o.o. oraz Talia sp. z o.o. z końcem kwietnia 2018 r. wniosły pozew przeciwko Tauron Polska Energia S.A. w związku z zerwaniem długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez spółkę zależną Tauron – Polska Energia-Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. z Amon oraz Talia.

Amon domaga się zapłaty na jej rzecz kwoty 47.556.025,51 zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami i kosztami procesu oraz ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe, których wysokość została oszacowana na kwotę ponad 158 mln zł, wobec czego wartość przedmiotu sporu w zakresie żądań dochodzonych przez Amon wynosi ponad 205 mln zł.

Talia domaga się zapłaty na jej rzecz kwoty 31.299.188,52 zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami i kosztami procesu oraz ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe, których wysokość została oszacowana na kwotę niecałych 107 mln zł, wobec czego wartość przedmiotu sporu w zakresie żądań dochodzonych przez Talia wynosi ponad 138 mln zł.

Zdaniem Amon i Talia, Tauron – jako jedyny wspólnik PKH i jako podmiot, który podjął działania zmierzające do wygaśnięcia długoterminowych umów oraz do złożenia bezpodstawnych oświadczeń o wypowiedzeniu tych umów i zaprzestania przez PKH nabywania energii i praw majątkowych na podstawie tych umów, oraz jako podmiot, który powierzył PKH i jej likwidatorom określone czynności i świadomie skorzystał z wyrządzonej Amon i Talia szkody – jest odpowiedzialny za szkodę, jaką w związku z zerwaniem długoterminowych umów poniosły i nadal ponoszą Amon i Talia. Tym samym w ocenie Amon i Talia ich roszczenia są zasadne i zasługują na zasądzenie zgodnie z powództwem wytoczonym przez obydwie spółki.

Ryzyko dotyczące sporu z Eolos Polska Sp. z o.o.

Spółka Eolos Polska Sp. z o.o. wniosła o zapłatę, solidarnie, od spółek zależnych Spółki: Certyfikaty Sp. z o.o. oraz Polenergia Obrót S.A. zapłatę kar umownych oraz niezapłaconych w łącznej kwocie 27.895.009 zł z tytułu rzekomego niewykonania umów, które wygasły w dniu 5 stycznia 2016 roku. Należy wskazać, że powód wskazuje w pozwie, że jego roszczenie może być większe z uwagi na fakt, że w kolejnych latach dochodzona przez niego kara umowna ulegnie zwiększeniu. Spółki w całości odrzucają powództwo, a nadto Polenergia Obrót S.A. uważa za błędną wskazaną przez Eolos Polska Sp. z o.o. podstawę jej rzekomej solidarnej odpowiedzialności za zobowiązania Certyfikaty Sp. z o.o.

Ryzyko wynikające z zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Zabezpieczenie ryzyka stopy procentowej

Na dzień 30 czerwca 2018 roku, Grupa posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych:

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia w tys. zł	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
2019-04-29	23 782,00	4,95%	IRS
2021-06-15	129 334,20	3,07%	IRS

Wartość godziwa instrumentów zabezpieczających na dzień bilansowy wynosi 4 229 tysięcy złotych i jest zaprezentowana w zobowiązaniach.

Celem zawarcia transakcji zabezpieczających jest ograniczenie wpływu zmian stóp procentowych na wysokość przyszłych płatności odsetkowych z tytułu umów kredytowych.

Celem ustanowienia rachunkowości zabezpieczeń jest wyeliminowanie niedopasowania księgowego pomiędzy momentem rozpoznania wpływu na zysk (stratę) netto instrumentu zabezpieczającego i pozycji zabezpieczanej. Wynik na realizacji tej transakcji odniesiony zostanie do rachunku zysków i strat w momencie ich realizacji.

Na dzień 30 czerwca 2018 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych 189 tys. zł (2017: 2 311 tys. zł) z tytułu efektywnej części wyceny instrumentu zabezpieczającego do wartości godziwej.

8. Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu

Osoby Zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania do publicznej wiadomości raportu półrocznego nie posiadają akcji w jednostce dominującej.

9. Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego:

Informacje na temat akcjonariatu Emitenta zostały przedstawione w nocie 24.2 do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, z uwzględnieniem informacji w zakresie:

Spółki zależne Spółki – Amon Sp. z o.o. oraz Talia Sp. z o.o., każda z osobna, złożyły powództwa o stwierdzenie bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.:

- 1) Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych Wynikających ze Świadczeń Pochodzenia Będących Potwierdzeniem Wytworzenia Energii Elektrycznej w Odnawialnym Źródle Energii – Farmie Wiatrowej w miejscowości Łukaszów z dnia 23 grudnia 2009 roku oraz Umowy Sprzedaży Energii Elektrycznej Wytworzonej w Odnawialnym Źródle Energii – Farmie Wiatrowej w miejscowości Łukaszów z dnia 23 grudnia 2009 roku, w stosunku do Amon;
- 2) Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych Wynikających ze Świadczeń Pochodzenia Będących Potwierdzeniem Wytworzenia Energii Elektrycznej w Odnawialnym Źródle Energii – Farmie Wiatrowej w miejscowości Modlikowice z dnia 23 grudnia 2009 roku oraz Umowy Sprzedaży Energii Elektrycznej Wytworzonej w Odnawialnym Źródle Energii – Farmie Wiatrowej w miejscowości Modlikowice z dnia 23 grudnia 2009 roku, w stosunku do Talia.

Powyższa sprawa nie spowodowała utraty przez Spółki Amon i Talia możliwości sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia, ponieważ może ona się odbywać do sprzedawcy zobowiązanego po cenie ogłoszonej przez Prezesa URE - w przypadku energii elektrycznej i na giełdzie towarowej lub w inny sposób innym podmiotom – w przypadku zielonych certyfikatów. Ponadto ceny rynkowe są zmienne. Nie jest możliwe wskazanie wysokości cen rynkowych w przyszłości, co oznacza, że nie można jednoznacznie wskazać jaki efekt będzie miała ewentualna zmiana odbiorcy energii elektrycznej i zielonych certyfikatów sprzedawanych przez Talię oraz Amon. Sprawy są w toku.

Spółki zależne Amon Sp. z o.o. oraz Talia sp. z o.o. z końcem kwietnia 2018 r. wniosły pozew przeciwko Tauron Polska Energia S.A. w związku z zerwaniem długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez spółkę zależną Tauron – Polska Energia-Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. z Amon oraz Talia.

Amon domaga się zapłaty na jej rzecz kwoty 47.556.025,51 zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami i kosztami procesu oraz ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe, których wysokość została oszacowana na kwotę ponad 158 mln zł, wobec czego wartość przedmiotu sporu w zakresie żądań dochodzonych przez Amon wynosi ponad 205 mln zł.

Talia domaga się zapłaty na jej rzecz kwoty 31.299.188,52 zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami i kosztami procesu oraz ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe, których wysokość została oszacowana na kwotę niecałych 107 mln zł, wobec czego wartość przedmiotu sporu w zakresie żądań dochodzonych przez Talia wynosi ponad 138 mln zł.

Zdaniem Amon i Talia, Tauron – jako jedyny wspólnik PKH i jako podmiot, który podjął działania zmierzające do wygaśnięcia długoterminowych umów oraz do złożenia bezpodstawnych oświadczeń o wypowiedzeniu tych umów i zaprzestania przez PKH nabywania energii i praw majątkowych na podstawie tych umów, oraz jako podmiot, który powierzył PKH i jej likwidatorom określone czynności i świadomie skorzystał z wyrządzonej Amon i Talia szkody – jest odpowiedzialny za szkodę, jaką w związku z zerwaniem długoterminowych umów poniosły i nadal ponoszą Amon i Talia. Tym samym w ocenie Amon i Talia ich roszczenia są zasadne i zasługują na zasądzenie zgodnie z powództwem wytoczonym przez obydwie spółki.

Spółka Eolos Polska Sp. z o.o. wniosła o zapłatę, solidarnie, od spółek zależnych Spółki: Certyfikaty Sp. z o.o. oraz Polenergia Obrót S.A. zapłatę kar umownych oraz niezapłaconych w łącznej kwocie 27.895.009 zł z tytułu rzekomego niewykonania umów, które wygasły w dniu 5 stycznia 2016 roku. Należy wskazać, że powód wskazuje w pozwie, że jego roszczenie może być większe z uwagi na fakt, że w kolejnych latach dochodzona przez niego kara umowna ulegnie zwiększeniu. Spółki w całości odrzucają powództwo, a nadto Polenergia Obrót S.A. uważa za błędną wskazaną przez Eolos Polska Sp. z o.o. podstawę jej rzekomej solidarnej odpowiedzialności za zobowiązania Certyfikaty Sp. z o.o.

Spółka zależna Spółki – Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. dochodzi zapłaty należności w kwocie ok. 420.000,00 zł. Spółka nie rozpoznaje tych należności w bilansie.

Ze względu na specyfikę działalności polegającej na dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców końcowych spółka zależna Spółki – Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. dochodzi od szeregu klientów należności z tytułu sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej. Łączna wartość dochodzonych roszczeń wynosi około 360.000,00 zł. Spółka nie rozpoznaje tych należności w bilansie. Ponadto, Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. wystąpiła z pozwem przeciwko jednemu z dostawców energii elektrycznej, o zwrot nadpłaty za dostarczoną energię. Wartość przedmiotu sporu wynosi około 550 tys. PLN. Pozwany uznał zasadność roszczenia, jednak zgłosił zarzut potrącenia dotyczący należności za dostawy energii w innym okresie. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. uznaje roszczenie wzajemne pozwanego za nieuzasadnione. Zdaniem spółki zapłaciła ona na rzecz dostawcy całość należności za dostarczoną jej energię.

Spółka zależna Spółki – Polenergia Obrót S.A. dysponuje tytułem wykonawczym przeciwko swojemu kontrahentowi na kwotę 5.000.000 zł, odnośnie której to należności toczy się postępowanie egzekucyjne. Spółka nie rozpoznaje tych należności w bilansie.

Ponadto spółka zależna Spółki – Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o. prowadzi spór, przedmiotem, którego jest zobowiązanie drugiej strony umowy przedwstępnej sprzedaży nieruchomości do zawarcia umowy przyrzeczonej. Przeciwko tej samej osobie toczyło się z powództwa Elektrownia Północ Sp. z o.o. postępowanie o zapłatę kary umownej za naruszenie umowy o wartości sporu wynoszącej 100.000 zł. Postępowanie zostało zakończone wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Gdańsku z dnia 7 lutego 2018 r. oddalającym apelację pozwanego, na podstawie którego to wyroku prowadzona jest egzekucja komornicza.

- 11. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależnej jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta**

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi Emitenta zostały przedstawione w nocy 42 do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

12. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej

Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej zostały przedstawione w notach 27 do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

13. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta

Zdaniem Emitenta nie występują informacje poza tymi zaprezentowanymi w Prospekcie Emisyjnym, Raportach Bieżących i Okresowych, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań Emitenta.

14. Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej jednego kwartału

W ocenie Spółki w perspektywie kolejnych kwartałów istotny wpływ na osiągnięte wyniki (skonsolidowane i jednostkowe) będą miały następujące czynniki:

- sytuacja makroekonomiczna Polski,
- ostateczny kształt Rozporządzeń związanych z Ustawą o odnawialnych źródłach energii,
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych i żółtych certyfikatów,
- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Gawłowice, Rajgród, Skurpie, Mycielin i Krzęcin,
- ewentualne wahania cen gazu ziemnego, biomasy i dostępności tych surowców,
- kondycja finansowa klientów Spółki,
- możliwość pozyskania finansowania na projekty,
- wysokość stóp procentowych,
- poziomy kursu EUR/PLN.