

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY
DNIA 30 CZERWCA 2017 ROKU**

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Bartłomiej Dujczyński – Członek Zarządu

Michał Michalski – Członek Zarządu

Warszawa, 10 sierpnia 2017 roku

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2017 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za pierwsze półrocze 2017 roku. W okresie sześciu miesięcy 2017 roku Polenergia osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 81,3 mln PLN oraz 4,8 mln PLN, co stanowi zmianę w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio minus 38,1 mln PLN (-32%) i minus 24,2 mln PLN (-83%).

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	6M 2017	6M 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]	2 kwartał 2017	2 kwartał 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	1 342,5	1 366,5	(24,0)	-2%	632,6	644,0	(11,4)	-2%
Koszt własny sprzedaży	(1 298,0)	(1 285,4)	(12,6)	1%	(613,6)	(631,8)	18,2	-3%
w tym koszty rodzajowe	(207,0)	(210,9)	3,9	-2%	(100,9)	(100,7)	(0,3)	0%
Zysk brutto ze sprzedaży	44,5	81,1	(36,6)	-45%	19,0	12,2	6,8	56%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(16,5)	(19,9)	3,4	-17%	(8,3)	(10,9)	2,6	-24%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	5,7	(50,9)	56,6	-111%	4,4	(52,0)	56,4	-108%
A Zysk operacyjny (EBIT)	33,7	10,3	23,4	226%	15,0	(50,7)	65,8	-130%
Amortyzacja	48,9	56,2	(7,3)	-13%	24,4	29,4	(5,0)	-17%
Odpisy aktualizujące	-	54,2	(54,2)	-	-	54,2	(54,2)	-
EBITDA	82,6	120,7	(38,1)	-32%	39,5	32,9	6,5	20%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(1,4)	(1,4)	-	0%	(0,7)	(0,7)	-	0%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(0,8)	0,8	-100%	-	(0,8)	0,8	-100%
Skorygowana EBITDA*	81,3	118,5	(37,3)	-31%	38,8	31,4	7,4	23%
B Przychody finansowe	5,0	5,7	(0,7)	-12%	1,6	4,5	(2,9)	-64%
C Koszty finansowe	(32,3)	(32,2)	(0,1)	0%	(15,4)	(17,8)	2,4	-13%
A+B+C Zysk (Strata) brutto	6,4	(16,2)	22,6	-140%	1,2	(64,1)	65,3	-102%
Podatek dochodowy	(5,2)	(8,9)	3,7	-42%	(1,5)	2,6	(4,1)	-160%
Zysk (Strata) netto	1,2	(25,0)	26,3	-105%	(0,3)	(61,5)	61,1	-99%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	3,0	3,0	-	-	1,5	1,5	-	-
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,8)	1,1	(1,9)	-	(0,0)	0,9	(0,9)	-
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	1,4	1,0	0,4	-	0,7	0,6	0,1	-
Eliminacja odpisów aktualizujących	-	54,2	(54,2)	-	-	54,2	(54,2)	-
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(5,3)	5,3	-	-	(5,3)	5,3	-
Skorygowany Zysk Netto*	4,8	29,0	(24,2)	-83%	1,9	(9,6)	11,5	-83%
Skorygowana Marża EBITDA	6,1%	8,7%	(2,6)	-30%	6,1%	4,9%	1,2	24%
Przychody Segmentu Obrót	1 081,2	1 045,6	35,6	-	508,6	507,4	1,2	-
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(1 074,9)	(1 043,6)	(31,3)	-	(505,4)	(514,4)	9,0	-
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	79,5	121,1	(41,5)	-34%	37,8	40,5	(2,7)	-7%
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,4%	37,7%	(7,3)	-19%	30,5%	29,7%	0,8	3%

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

Niższy poziom przychodów w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów oraz niższych przychodów ze sprzedaży i dystrybucji energii oraz niższych przychodów ze sprzedaży pelletów, skompensowane przez wyższy poziom wolumenu handlu hurtowego i rozwoju segmentu handlu gazem (dokładna informacja została przedstawiona w nocie 30 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

Opis różnic na kosztach rodzajowych oraz kosztach sprzedaży i ogólnego zarządu został wyjaśniony w nocie 30 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Widoczna kontynuacja wpływu programu oszczędnościowego w wyniku którego koszty wynagrodzeń oraz ubezpieczeń społecznych uległy redukcji (łącznie o 9,1 mln PLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 2,7 mln PLN w 2017 roku w porównaniu do analogicznego okresu z ubiegłego roku).

Skorygowana EBITDA jest na poziomie 81,3 mln PLN, co jest spadkiem o 37,3 mln PLN. EBITDA segmentów jest pokazana na stronie 5 i obejmuje ona pozycje opisane poniżej. Należy zaznaczyć, że na różnicę wyniku EBIT, oprócz opisanych poniżej elementów dotyczących skorygowanego wyniku EBITDA, wpływ miały odpisy na kwotę 54,2 mln PLN, które zostały dokonane w pierwszym półroczu 2016 roku.

- Segment energetyki wiatrowej zanotował spadek EBITDA (narastająco o 19,0 mln PLN, w samym drugim kwartale wynik był lepszy o 2,9 mln PLN). Spadek wyniku EBITDA w 1 półroczu 2017 roku w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego jest efektem przede wszystkim obniżenia przychodów ze względu na niższe ceny zielonych certyfikatów oraz wzrostu kosztów z tytułu podatku od nieruchomości, skompensowanych przez oszczędności na serwisie technicznym ze względu na renegotiację umów O&M. W przypadku drugiego kwartału 2017 roku wzrost wyniku jest rezultatem wyższych przychodów ze względu na wyższy wolumen produkcji, oszczędności na serwisie technicznym z przedstawionego powodu, których wpływ został częściowo skompensowany przez spadek cen zielonych certyfikatów oraz wzrost podatku od nieruchomości.

- EBITDA segmentu energetyki konwencjonalnej była zgodna z oczekiwaniami i niższa od ubiegłorocznej (narastająco -14,4 mln PLN, w samym drugim kwartale wynik gorszy o 0,1 mln PLN), w związku z wpływem aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020, skompensowanym częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty kosztów gazu w 2017 w związku z wyższą ceną gazu. Zgodnie z Polityką Rachunkowości Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (ENS), zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015) zostały ujęte w bieżącym okresie, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w pierwszym kwartale 2016.
- EBITDA segmentu obrotu w pierwszym półroczu 2017 jest lepsza o 4,2 mln PLN w stosunku do ubiegłorocznej, z kolei w drugim kwartale 2017 roku jest lepsza od ubiegłorocznej o 10,1 mln PLN. Pozytywne odchylenie wyników jest głównie spowodowane obciążeniem wyniku roku 2016 stratami na portfelu certyfikatów na skutek spadku ich cen (indeks certyfikatów spadł z poziomu 108,60 PLN/MWh na koniec grudnia 2015 roku do poziomu 69 PLN/MWh na koniec czerwca 2016 roku, podczas gdy w 2017 roku cena certyfikatów spadła z 37,76 PLN/MWh na koniec grudnia 2016 roku do 22,46 PLN/MWh na koniec czerwca 2017 – co w wartościach bezwzględnych oznacza niższy spadek cen, co przekłada się na bardziej widoczny efekt tej redukcji w analogicznym okresie 2016). Spadek cen rynkowych certyfikatów wpływa negatywnie na uzyskiwane ceny sprzedaży oraz powoduje przeszacowanie magazynu niesprzedanych certyfikatów.
- EBITDA segmentu dystrybucji była w pierwszym półroczu jak i w ujęciu drugiego kwartału 2017 niższa niż w analogicznych okresach roku ubiegłego (narastająco o 3,9 mln PLN, w samym drugim kwartale wynik był lepszy o 1,0 mln PLN), co było w głównej mierze spowodowane rozwiązaniem rezerwy na rozliczenia z kontrahentem w pierwszym kwartale 2016 r. oraz niższą marżą na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku.
- EBITDA segmentu biomasy była niższa od ubiegłorocznego zarówno w drugim kwartale (-1,3 mln PLN) jak i w ujęciu narastającym (-3,5 mln PLN) głównie w wyniku kontynuacji niższych wolumenów i cen sprzedaży pelletu. Zarząd od początku roku na bieżąco monitoruje sytuację segmentu biomasy ze względu na kontynuację niepewnego otoczenia rynkowego.
- EBITDA niealokowanych kosztów zarządzania grupą była niższa o 1,1m PLN. Różnica wynika z ujęcia księgowego alokacji jednorazowych kosztów związanych z redukcjami etatów w 2016r. Ich alokacja na poszczególne spółki Grupy miała miejsce w drugim kwartale 2016 roku, co wpłynęło na dodatni wynik na poziomie EBITDA we wskazanym okresie ubiegłego roku.

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń skorygowana marża EBITDA w ujęciu narastającym wyniosła 6,1% i była 2,6 p.p. niższa od ubiegłorocznej (w rezultacie słabszych wyników energetyki wiatrowej i konwencjonalnej). W samym drugim kwartale marża wyniosła 6,1% i wzrosła w stosunku do ubiegłego roku o 1,2 p.p. głównie w wyniku lepszych rezultatów energetyki wiatrowej oraz segmentu obrotu.

Marża EBITDA na wyniku skorygowanym (z wyłączeniem działalności obrotu – segment ten charakteryzuje się minimalną marżą jednostkową przy bardzo wysokim wolumenie transakcji - przychody ze sprzedaży stanowiły w okresie sześciu miesięcy 2017 roku około 80% przychodów Grupy) spadła w omawianym okresie o 7,3 p.p. do 30,4%, a w samym drugim kwartale wzrosła o 0,8 p.p. do 30,5%.

Niższy wynik z działalności finansowej jest związany głównie ze wzrostem kosztów odsetek wynikającym z uruchomienia nowych projektów skompensowany częściowo przez wyższe przychody z tytułu odsetek oraz pozytywny wpływ różnic kursowych. Ponadto w 2016 roku rozpoznany był wynik na sprzedaży EC Zakrzów.

Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 lipca 2016 roku do 30 czerwca 2017 roku) wyniosła 190,7 mln PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 czerwca 2017 roku wynoszącego 736,5 mln PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,86x. Na koniec poprzedniego kwartału roku wskaźnik ten wynosił 4,02x (przy EBITDA i długu netto wynoszących odpowiednio 183,4 oraz 736,8 mln PLN). Wynik EBITDA jest korygowany o efekt rozliczenia ceny nabycia w 2017 w związku z połączeniem aktywów Polenergii i Polish Energy Partners w 2014 roku oraz 2016 roku oraz o jednorazowy efekt sprzedaży EC Zakrzów widoczny w 2016 roku.

Równolegle z bieżącą działalnością operacyjną kontynuowano prace nad rozwojem nowych projektów i przygotowaniem nowej strategii. W szczególności developowane projekty otrzymały Decyzje Środowiskowe wydane przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku – dla spółki

Bałyk Środkowy III wydana w lipcu 2016, natomiast dla spółki Bałyk Środkowy II wydana w kwietniu 2017. Dodatkowo podpisana została umowa o współpracy z Convergent Power w zakresie systemów magazynowania energii.

Trwa także przygotowanie projektów elektrowni wiatrowych na lądzie i projektu biomasowego do udziału w systemie aukcyjnym.

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w okresie pierwszego półrocza oraz drugiego kwartału 2017 roku w podziale na segmenty działalności.

Sprawozdanie z Działalności Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.
za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2017 roku

6M 2017 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Neal. 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"	-127,0%	-271,8%	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
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"	-258,7%	100,0%	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"	-258,7%	0,0%	6,1%
Wynik na działalność 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
Skorygowany Zysk Netto									4,8
6M 2016 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Neal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	81,3	142,1	1 045,6	65,3	27,5	0,0	3,2	1,4	1 366,5
Koszty operacyjne	(56,6)	(98,4)	(1 043,6)	(53,1)	(24,3)	(0,3)	(5,8)	(3,3)	(1 285,4)
w tym amortyzacja	(36,4)	(9,8)	(0,0)	(2,1)	(2,0)	-	(2,7)	(3,2)	(56,2)
Zysk brutto ze sprzedaży	24,7	43,8	2,0	12,2	3,3	(0,3)	(2,6)	(1,9)	81,1
Marża zysku brutto ze sprzedaży	30,4%	30,8%	0,2%	18,6%	11,8%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	5,9%
Koszty ogólnego zarządu	(3,6)	(3,6)	(4,7)	(2,5)	(1,2)	(0,6)	(3,3)	-	(19,5)
Pozostała działalność operacyjna	2,1	(0,6)	0,2	0,1	0,3	(54,2)	0,9	-	(51,3)
Zysk z działalności operacyjnej	23,2	39,6	(2,5)	9,8	2,4	(55,2)	(5,0)	(1,9)	10,3
EBITDA	59,5	49,4	(2,5)	11,9	4,4	(1,0)	(2,3)	1,4	120,7
Marża EBITDA	73,2%	34,7%	-0,2%	18,2%	15,8%	"n/a"	"n/a"	97,3%	8,8%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów							(0,8)		(0,8)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(1,4)	(1,4)
Skorygowana EBITDA	59,5	49,4	(2,5)	11,9	4,4	(1,0)	(3,1)	-	118,5
Marża na skorygowanej EBITDA	73,2%	34,7%	-0,2%	18,2%	15,8%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	8,7%
Wynik na działalność finansowej	(26,5)	(3,3)	(0,7)	(0,8)	(0,4)	(0,1)	5,3	-	(26,5)
Zysk (Strata) brutto	(3,4)	36,3	(3,2)	9,0	1,9	(55,2)	0,2	(1,9)	(16,2)
Podatek dochodowy									(8,9)
Zysk (strata) netto za okres									(25,0)
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									3,0
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									1,1
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									1,0
Eliminacja odpisów aktualizujących									54,2
Efekt sprzedaży EC Zakrzów									(5,3)
Skorygowany Zysk Netto									29,0
Skorygowana EBITDA rdr	(19,0)	(14,4)	4,2	(3,9)	(3,5)	0,4	(1,1)	-	(37,3)

Sprawozdanie z Działalności Grupy Kapitałowej Polenergia
za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2017 roku

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%	-10,0%	"n/a"	-117,2%	-271,8%	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
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%	100,0%	6,2%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(0,7)	(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%	0,0%	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
Skorygowany Zysk Netto									1,9
2 kwartał 2016 roku (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	28,0	58,6	507,4	34,0	12,9	0,0	2,3	0,7	644,0
Koszty operacyjne	(29,5)	(45,2)	(514,4)	(29,0)	(11,5)	(0,2)	(1,4)	(0,7)	(631,8)
w tym amortyzacja	(19,6)	(4,9)	(0,0)	(1,0)	(1,0)	-	(2,3)	(0,7)	(29,4)
Zysk brutto ze sprzedaży	(1,4)	13,4	(7,0)	5,0	1,4	(0,2)	1,0	-	12,2
Marża zysku brutto ze sprzedaży	-5,0%	22,8%	-1,4%	14,7%	10,7%	-8300,0%	"n/a"	"n/a"	1,9%
Koszty ogólnego zarządu	(2,0)	(1,9)	(2,2)	(1,4)	(0,9)	(0,4)	(1,9)	-	(10,8)
Pozostała działalność operacyjna	1,1	(0,2)	0,1	0,1	0,3	(54,2)	0,7	-	(52,1)
w tym odpisy aktualizujące						(54,2)			(54,2)
Zysk z działalności operacyjnej	(2,4)	11,3	(9,1)	3,7	0,8	(54,8)	(0,2)	-	(50,7)
EBITDA	17,2	16,2	(9,1)	4,7	1,8	(0,5)	2,0	0,7	32,9
Marża EBITDA	61,3%	27,7%	-1,8%	13,7%	13,8%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	5,1%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów		-					(0,8)		(0,8)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(0,7)	(0,7)
Skorygowana EBITDA	17,2	16,2	(9,1)	4,7	1,8	(0,5)	1,2	-	31,4
Marża na skorygowanej EBITDA	61,3%	27,7%	-1,8%	13,7%	13,8%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	4,9%
Wynik na działalności finansowej	(15,4)	(1,4)	(0,3)	(0,4)	(0,2)	(0,0)	4,3	-	(13,3)
Zysk (Strata) brutto	(17,7)	9,9	(9,4)	3,2	0,6	(54,8)	4,1	-	(64,1)
Podatek dochodowy									2,6
Zysk (strata) netto za okres									(61,5)
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									1,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,9
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									0,6
Eliminacja odpisów aktualizujących									54,2
Efekt sprzedaży EC Zakrzów									(5,3)
Skorygowany Zysk Netto									(9,6)
Skorygowana EBITDA rdr	2,9	(0,1)	10,1	(1,0)	(1,3)	0,3	(3,5)	-	7,4

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.

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.

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

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe [mln PLN]	Okres od 1 stycznia do 30 czerwca		Zmiana
	2017	2016	
Przychody ze sprzedaży	1 342,5	1 366,5	(24,0)
EBITDA	82,6	120,7	(38,1)
Skorygowana EBITDA	81,3	118,5	(37,3)
Zysk/Strata Netto	1,2	-25,0	26,3
Skorygowany zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, niezreal. różnic kursowych, odpisów aktualizujących, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	4,8	29,0	(24,2)

Na wynik za pierwsze półrocze 2017 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wynik gorszy o 38,1 mln PLN):

- Gorszy wynik segmentu energetyki wiatrowej (o 19,0 mln PLN) spowodowany przede wszystkim niższymi cenami zielonych certyfikatów, wyższym poziomem kosztów operacyjnych ze względu na wyższy poziom podatku od nieruchomości, które tylko częściowo zostały skompensowane przez wyższą produkcję w porównaniu do analogicznego okresu 2016 roku;
- EBITDA segmentu energetyki konwencjonalnej była zgodna z oczekiwaniami i niższa od ubiegłorocznej (narastająco -14,4 mln PLN), w związku z wpływem aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO2 dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020, skompensowanym częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty kosztów gazu w 2017 w związku z wyższą ceną gazu. Zgodnie z Polityką Rachunkowości Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (ENS), zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015) zostały ujęte w bieżącym okresie, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w pierwszym kwartale 2016.
- Wyższy wynik segmentu obrotu (o 4,2 mln PLN); w 2016 roku niski punkt odniesienia, będący efektem istotnego spadku cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na pogorszenie rentowności tego portfela w poprzednim roku (w tym wyceny magazynu na koniec czerwca).
- Niższy wynik segmentu dystrybucji (o 3,9 mln PLN) wynikający głównie z rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem w 2016 r. (jednorazowo wyższa baza), a także z niższej marży na dystrybucji energii elektrycznej w 2017;

- Niższy wynik segmentu biomasy (o 3,5 mln PLN) wynikający głównie z niższych wolumenów sprzedaży oraz niższych cen pelletu;
- Nieznacznie lepszy wynik segmentu developmentu (o 0,4 mln PLN) ze względu na oszczędności;
- Gorszy wynik EBITDA (o 1,9 mln PLN) w pozycji niealokowane koszty zarządzania Grupą, co jest efektem ujęcia księgowego kosztów w 2016 roku – wyniku rozliczenia międzyokresowego kosztów odprawy Zarządu – sprzedaż pełnego kosztu odprawy w ramach CUW miała miejsce w maju, a korespondujące z nią rozliczenie kosztowe odbywało się proporcjonalnie w ciągu całego roku. W wyniku prowadzonego programu optymalizacyjnego koszty wynagrodzeń spadły o około 2,7 mln PLN w porównaniu z 1 półroczem 2016 roku;
- Efekt rozliczenia ceny nabycia zgodny z poprzednim rokiem.

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wynik gorszy o 37,3 mln PLN):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik gorszy o 38,1 mln PLN);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (brak różnicy);
- Eliminacja wyniku na sprzedaży projektu Zakrzów w 2016 roku (efekt pozytywny 0,8 mln PLN),

c) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wynik gorszy o 24,2 mln PLN):

- Wpływ skorygowanej EBITDA (wynik gorszy o 37,3 mln PLN);
- Niższa amortyzacja z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (o 7,3 mln PLN) wynikająca przede wszystkim z wydłużenia okresu ekonomicznej użyteczności farm wiatrowych;
- Wyższe przychody z tytułu odsetek (o 1,2 mln PLN) wynikające z wyższego średniookresowego salda środków pieniężnych;
- Wyższe koszty z tytułu odsetek i prowizji (o 0,9 mln PLN) wynikające w szczególności z kapitalizacji części kosztów finansowych dotyczących projektu Mycielin ze względu na fazę rozruchu w analogicznym okresie 2016 roku (zgodnie z przyjętą polityką rachunkowości) – 2017 roku wszystkie koszty były rozpoznawane bezpośrednio w rachunku wyników;
- Niższy podatek dochodowy (o 5,4 mln PLN) wynikający z gorszego wyniku brutto wskutek powyżej opisanych czynników;
- Pozytywny wpływ pozostałych elementów (o 0,1 mln PLN).

d) Na poziomie zysku netto (wynik lepszy o 26,3 mln PLN):

- Wpływ skorygowanego zysku netto (wynik gorszy o 24,2 mln PLN);
- Pozytywny wpływ z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych (o 1,9 mln PLN);
- Negatywny wpływ wyceny kredytów (o 0,4 mln PLN);
- Brak odpisu aktualizującego (niegotówkowy) wartość projektów oraz należności (negatywny wpływ w 2016 roku w wysokości 54,2 mln PLN);
- Brak efektu sprzedaży EC Zakrzów (pozytywny wpływ w 2016 roku w wysokości 5,3 mln PLN).

5. Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie pierwszego półrocza 2017 roku

ENERGETYKA WIATROWA

Segment energetyki wiatrowej zanotował spadek EBITDA (narastająco o 19,0 mln PLN, w samym drugim kwartale wynik był lepszy o 2,9 mln PLN), przede wszystkim w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów oraz wzrostu obciążeń z tytułu podatku od nieruchomości, co zostało częściowo skompensowane przez redukcję kosztów operacyjnych między innymi wyniku renegotjacji umowy serwisowej turbin w dwóch farmach (spadek kosztów operacyjnych w porównaniu z 2016 rokiem). Dodatkowo, w efekcie lepszej wietrzności oraz utrzymania dostępności turbin na bardzo dobrych poziomach produkcja farm wiatrowych była wyższa w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego.

Farma Wiatrowa Puck

W okresie pierwszego półrocza, jak i drugiego kwartału 2017 roku produkcja energii elektrycznej była wyższa niż w roku ubiegłym pomimo awarii jednej z turbin (obecnie oczekuje na wymianę łopaty, która planowana jest na przełomie lipca/sierpnia br.). Lepsza wietrzność została skompensowana niższymi cenami sprzedaży zielonych certyfikatów oraz kosztami napraw, przez co wynik operacyjny był niższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

W okresie drugiego kwartału 2017 roku, jak i w ujęciu narastającym, produkcja energii elektrycznej w obu farmach była wyższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Sytuacja płynnościowa projektów została szczegółowo omówiona w dalszej części sprawozdania.

Farmy Wiatrowe Gawłowice, Skurpie i Rajgród

W okresie drugiego kwartału 2017 roku, jak i w ujęciu narastającym, produkcja energii elektrycznej w obu farmach była wyższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Farma Wiatrowa Mycielin

W okresie drugiego kwartału 2017 roku, jak i w ujęciu narastającym, produkcja energii elektrycznej w FW Mycielin, która uzyskała pozwolenie użytkowania w lutym 2016 była wyższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego.

ENERGETYKA KONWENCJONALNA

ENS

Działalność operacyjna obiektu w pierwszym półroczu 2017 roku przebiegała zgodnie z planem. Niższa EBITDA w stosunku do roku 2016 wynika z wpływu aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu

rekompensat: 2008-2020, skompensowanego częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty kosztów gazu w 2017 w związku z wyższą ceną gazu.

EL Mercury

Wynik operacyjny w zakończonym kwartale oraz w ujęciu narastającym był wyższy od ubiegłorocznego ze względu na wyższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej oraz niższe niż zakładano koszty serwisu technicznego.

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

Działalność operacyjna segmentu przebiegała bez zakłóceń. Wyniki segmentu osiągnięte w pierwszym półroczu, jak i drugim kwartale 2017 roku są lepsze od ubiegłorocznych, co wynika z przyjętej w analogicznym okresie roku poprzedniego ceny rozliczeniowej pomiędzy segmentem Obrotu a segmentem Energetyki Wiatrowej, która sprawiła, że ciężar przeceny zielonych certyfikatów został w głównej mierze poniesiony przez segmentu Obrotu.

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

Działalność operacyjna segmentu przebiegała bez zakłóceń. Wyniki segmentu osiągnięte w pierwszym półroczu, jak i drugim kwartale 2017 roku są lepsze od ubiegłorocznych, co wynika z przyjętej w analogicznym okresie roku poprzedniego ceny rozliczeniowej pomiędzy segmentem Obrotu a segmentem Energetyki Wiatrowej, która sprawiła, że ciężar przeceny zielonych certyfikatów został w głównej mierze poniesiony przez segmentu Obrotu.

DYSTRYBUCJA

W pierwszym półroczu 2017 roku działalność operacyjna Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja przebiegała zgodnie z planem. Na poziomie bieżącej działalności operacyjnej wyniki spółek zarówno w pierwszym półroczu, jak i w ujęciu drugiego kwartału 2017 były niższe niż w roku ubiegłym, głównie z powodu rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem w 2016 r. (jednorazowo wyższa baza), a także z powodu niższej marży na dystrybucji energii elektrycznej.

BIOMASY

Łączne wyniki segmentu były niższe od osiągniętych w pierwszym półroczu 2016 roku. Zarząd od początku roku na bieżąco monitoruje sytuację segmentu biomasy ze względu na kontynuację niepewnego otoczenia rynkowego. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

W pierwszym półroczu 2017 roku wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. W wyniku spadku wolumenu rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej.

Biomasa Energetyczna Południe

W pierwszym półroczu 2017 roku wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego, głównie w wyniku wygaśnięcia kontraktu sprzedaży peletu do EDF, który obowiązywał do końca sierpnia 2016 roku. W wyniku spadku wolumenu, częściowo zniwelowanego przez niższe koszty serwisu technicznego rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej.

Biomasa Energetyczna Wschód

W pierwszym półroczu 2017 roku wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. Niższa marża wynikała ze spadku wolumenu oraz średnich cen sprzedaży i

została częściowo zniwelowana przez niższe koszty serwisu technicznego. W rezultacie, w pierwszym półroczu zakład odnotował wyniki operacyjne niższe od ubiegłorocznych.

DZIAŁALNOŚĆ DEVELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W chwili obecnej Spółka ma w swoim portfelu projekty o łącznej mocy 267 MW gotowe do budowy (posiadają pozwolenie na budowę). Projekty te są gotowe do udziału w procesie aukcyjnym (prekwalifikacja).

Development morskich farm wiatrowych

Grupa planuje realizację dwóch morskich farm wiatrowych (Bałtyk Środkowy II i Bałtyk Środkowy III) zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 1.200 MWe, w tym 600 MWe do roku 2022, oraz 600 MWe do roku 2026.

Obydwa projekty otrzymały Decyzje Środowiskowe wydane przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku – dla spółki Bałtyk Środkowy III wydana w lipcu 2016, natomiast dla spółki Bałtyk Środkowy II wydana w kwietniu 2017.

Projekt budowy morskich farm wiatrowych ma charakter długoterminowy (uruchomienie pierwszej morskiej farmy wiatrowej planowane jest na rok 2022). Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem i ewentualną sprzedaż udziałów tak, aby maksymalizować wartość dla akcjonariuszy.

Rozwój projektu Elektrowni Północ

Grupa rozwija projekt budowy elektrowni opalanej węglem kamiennym zlokalizowanej w północnej Polsce, która docelowo ma posiadać dwa bloki energetyczne do ok. 800 MWe każdy – projekt Elektrownia Północ.

Grupa zakłada sprzedaż tego projektu.

Elektrownia biomasowa

W zakresie rozwoju outsourcingu i wytwarzania energii w oparciu o biomasę, Grupa przygotowuje do realizacji projekt budowy i eksploatacji elektrowni biomasowej o mocy 31 MW, przyłączonej do sieci energetycznej. Projekt jest już w posiadaniu ostatecznego pozwolenia na budowę obiektu elektrowni oraz zostały udzielone też pozwolenia na budowę linii energetycznej wyprowadzonej moc do krajowego systemu energetycznego. Dodatkowo, złożony został wniosek o wydanie Pozwolenia Zintegrowanego dla opisywanej elektrowni. Emitent uzależnia realizację projektu także od nabycia prawa własności nieruchomości, na której ma być zlokalizowana elektrownia. Nieruchomość stanowi obecnie własność gminną. Grupa zakłada partycypację tego projektu w aukcjach.

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

Zgodnie z informacją przekazaną w dniu 6 lipca 2016 roku raportem bieżącym nr 21/2016 do momentu stabilizacji otoczenia regulacyjnego dla energetyki odnawialnej Spółka nie planuje publikować prognozy wyników na kolejna lata.

7. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony**Ryzyka związane z otoczeniem, w jakim działa Grupa Polenergia S.A.****Ryzyko konkurencji**

Ze względu na wynikający z obowiązujących uregulowań prawnych systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię wyprodukowaną ze źródeł odnawialnych oraz oczekiwaną implementację systemu aukcyjnego dla nowych i istniejących mocy OZE należy spodziewać się wzrostu konkurencji w tym segmencie rynku. Grupa Kapitałowa Polenergia prowadzi działalność w zakresie operowania farmami wiatrowymi i jest w trakcie developmentu kolejnych farm wiatrowych. Ze względu na ograniczenia klimatyczne i środowiskowe Polski właśnie to źródło, poza spalaniem biomasy, postrzegane jest jako dające największe możliwości produkowania energii „zielonej” w Polsce. Jest prawdopodobne, że dalszymi inwestycjami w budowę farm wiatrowych zainteresowane będą zachodnioeuropejskie i amerykańskie firmy posiadające doświadczenie w tej dziedzinie zdobyte na innych rynkach.

Niezwykle istotna dla opłacalności inwestycji w produkcję energii wiatrowej jest odpowiednia lokalizacja obiektów, stąd inwestycje w minionych latach w portfel projektów oraz rozbudowa w ramach własnej struktury organizacyjnej zespołu developmentu projektów wiatrowych.

Grupa Polenergia zdobyła unikalne w Polsce doświadczenie w realizacji projektów outsourcingowych obejmujące zarówno przygotowywanie, jak i wdrażanie optymalnych dla klienta rozwiązań technologicznych oraz konstruowanie odpowiednich struktur prawnych, podatkowych i finansowych, co daje jej istotną przewagę konkurencyjną. Ponadto, Grupa Polenergia przykładą dużą wagę do dbałości o najwyższą jakość świadczonych usług, systematycznego podnoszenia kwalifikacji w zakresie nowoczesnych technologii oraz doskonalenia metod zarządzania.

W przypadku działalności związanej z produkcją peletu i wytwarzaniem energii elektrycznej z biomasy, Grupa może być zmuszona do konkurencji z innymi podmiotami o surowce pochodzenia rolniczego i leśnego wykorzystywane w ww. działalności. Ze względu na fakt, że podaż surowców pochodzenia rolniczego i leśnego ma swoje ograniczenia, nie można wykluczyć sytuacji, w której podaż tych surowców doprowadzi do wzrostu ich cen lub pojawienia się ich niedoborów. W szczególności zawirowania na rynkach biomasy związane z implementacją nowej ustawy OZE przełożyć się mogą również na zmniejszenie opłacalności przygotowania surowca na potrzeby produkcji peletu i zmniejszenie jego podaży. Ponadto produkowany przez Grupę pelet będzie musiał być produkowany z biomasy pozyskiwanej lokalnie (tak aby spełnić kryteria określone zgodnie z nowymi regulacjami), co może ograniczyć zasięg terytorialny z jakiego Spółka pozyskiwać będzie surowiec. Dodatkowo konkurować musi z innymi rodzajami biomasy lokalnej, w tym także biomasą rolną z tzw. „bliskiego” importu.

W zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej oraz gazu ziemnego Grupa Polenergia narażona jest na utratę klientów na rzecz konkurentów posiadających dostęp na zasadach TPA, na mocy prawa, do infrastruktury energetycznej i gazowej. Zwiększa to konkurencję w zakresie dostaw energii elektrycznej i gazu do klientów końcowych.

Ryzyko związane z koniunkturą gospodarczą w Polsce

Na realizację założonych przez Grupę Polenergia celów strategicznych oraz na planowane wyniki finansowe wpływają między innymi czynniki makroekonomiczne, niezależne od działań spółek wchodzących w jej skład. Do czynników tych zaliczyć można poziom produktu krajowego brutto, wskaźnik inflacji, ogólną kondycję polskiej gospodarki, zmiany legislacyjne. Niekorzystne zmiany wskaźników makroekonomicznych lub regulacji prawnych mogą wpłynąć na

zmniejszenie planowanych przychodów Grupy Polenergia lub na zwiększenie kosztów jej działalności.

Ryzyko zmiany kursów walutowych

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania Grupa nie posiada istotnych umów sprzedaży zakładających płatności w Euro.

Ryzyko walutowe w Grupie sprowadza się do ryzyka związanego z wahaniami kursu Euro w odniesieniu do otwartej pasywnej pozycji walutowej w ramach: lokat bankowych, zobowiązań inwestycyjnych oraz zaciągniętych kredytów inwestycyjnych.

Ponadto Polenergia Obrót narażona jest na ryzyko walutowe wskutek prowadzenia handlu energią elektryczną na rynkach zagranicznych oraz w związku z uczestnictwem w rynku praw do emisji CO₂. Ekspozycja na ryzyko walutowe spółki jest w dużej mierze ograniczone w sposób naturalny, tj. przychody ze sprzedaży i korespondujące z nimi koszty zakupu, jak również należności i zobowiązania generowane są w walucie obcej. Kwestie zarządzania ryzykiem w Polenergii Obrót uregulowane są w Polityce zarządzania ryzykiem spółki i odbywają się zgodnie z zasadami opisanymi w tym dokumencie.

Natomiast spółki z Grupy Polenergia nie stosują metod zabezpieczeń dla eliminacji niepieniężnych różnic powstałych z wyceny do wartości aktywów i zobowiązań niepieniężnych wyrażonych w walucie obcej na dzień bilansowy. Oszacowana przez Zarząd wrażliwość wyniku finansowego brutto (w związku ze zmianą wartości godziwej aktywów i zobowiązań pieniężnych) na racjonalnie możliwe wahania kursu Euro przy założeniu niezmienności innych czynników została przedstawiona w nocie 37 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ryzyko zmiany stóp procentowych

Udział długu w strukturze finansowania Grupy Kapitałowej jest wysoki. Zgodnie ze strategią Grupy Polenergia, zakładającą maksymalizację stopy zwrotu z kapitału własnego, przygotowywane projekty w ponad 50% finansowane są długiem. W myśl postanowień umów kredytowych zawartych przez poszczególne podmioty z Grupy Kapitałowej, odsetki należne z tytułu udzielonych kredytów ustalane są w oparciu o zmienne stopy procentowe. Znaczny wzrost rynkowych stóp procentowych ponad wartości prognozowane przez Grupę Polenergia i uwzględnione w budżetach projektów może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe osiąmane przez Grupę. Grupa Polenergia ma świadomość istnienia takiego ryzyka i stara się mu przeciwdziałać oraz zapobiegać ewentualnym negatywnym skutkom poprzez ciągły monitoring sytuacji na rynku pieniężnym oraz efektywne zarządzanie finansami.

19 czerwca 2015 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Mycielin Sp. z o.o. zawarła z Alior Bank SA transakcję zabezpieczającą ryzyko zmiany stóp procentowych. Instrument zabezpiecza 60% przepływów z tytułu odsetek i wszedł w życie w drugim kwartale 2016 roku.

Jednocześnie Grupa na bieżąco analizuje poziom rynkowych stóp procentowych i dopuszcza możliwość zabezpieczenia poziomu stóp procentowych celem ograniczenia kosztów obsługi posiadanych zobowiązań finansowych w innych projektach - w sytuacji gdy takie rozwiązanie będzie atrakcyjne i zagwarantuje oczekiwany zwrot na realizowanych projektach.

Oszacowana przez Polenergia wrażliwość wyniku finansowego brutto (w związku ze zmianą wartości godziwej aktywów i zobowiązań pieniężnych) na racjonalnie możliwe wahania stóp procentowych przy założeniu niezmienności innych czynników została przedstawiona w nocie 37 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ryzyko wahań cen surowców i dostępności surowców wykorzystywanych w procesie produkcji

Obecnie Polenergia oraz członkowie jej Grupy Kapitałowej wykorzystują do produkcji energii elektrycznej i ciepła następujące surowce energetyczne: gaz ziemny oraz gaz koksowniczy. Ponadto do produkcji peletu wykorzystywana jest biomasa rolnicza.

Grupa Polenergia wykorzystuje gaz ziemny w produkcji ciepła oraz energii elektrycznej w EC Nowa Sarzyna. Głównymi dostawcami paliwa gazowego w Polsce są spółki z grupy PGNiG, a paliwo to w przeważającej mierze pochodzi z importu z Rosji oraz w mniejszym stopniu wydobywane jest przez PGNiG. Ewentualne problemy PGNiG z dostarczeniem paliwa gazowego w ilości niezbędnej do pokrycia istniejącego zapotrzebowania mogą doprowadzić do ograniczenia dostaw paliwa gazowego do odbiorców. W takim przypadku Grupa Polenergia może nie wywiązać się ze zobowiązania dostawy ciepła dla swojego kontrahenta.

Ryzyko ograniczenia dostaw jest minimalne, natomiast w związku z zapowiadaniem uwolnieniem cen gazu spodziewane jest zwolnienie PGNiG z obowiązku taryfowania cen dla odbiorców powyżej 2,5 mln m³. Dotyczyć będzie to ENS. Dzięki wprowadzonej zasadzie TPA (third party access) spółki z Grupy Kapitałowej mają możliwość pozyskiwania gazu ziemnego z innych źródeł niż PGNiG. Po uwolnieniu, spodziewany jest spadek cen dla odbiorców przemysłowych analogicznie do rynku energii elektrycznej. W przypadku zmian cen występuje minimum 30-45 dniowa inercja w procesie dostosowania taryfy na sprzedaż ciepła.

Ponadto Grupa poprzez spółkę Polenergia Kogeneracja dystrybuuje gaz ziemny na potrzeby zakładów Ceramika Paradyż i Paradyż w Tomaszowie Mazowieckim i sprzedaje niewielkie ilości gazu ziemnego na potrzeby EC Zakrzów. Stąd zmiany cen pozyskiwanego gazu ziemnego zmieniają w krótkim terminie marżę osiąganą na sprzedaży do klientów. Jednakże obowiązek przedkładania taryf na dystrybucję i sprzedaż gazu ziemnego ograniczają zmienność marży realizowanej przez Polenergia Kogeneracja. Zapowiadane zwolnienie PGNiG z obowiązku taryfowania cen dla odbiorców powyżej 2,5 mln m³ spowoduje także uwolnienie cen stosowanych przez Polenergia Kogeneracja i zwiększy zmienność cen dla klientów końcowych.

Grupa wykorzystuje gaz koksowniczy w produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Mercury. Dostawcą gazu koksowniczego jest WZK Victoria. Ze względu na możliwe wahania ilości dostarczanego gazu koksowniczego wynikające z uwarunkowań technicznych (produkcja gazu koksowniczego jest proporcjonalna do produkcji koksu), istnieje ryzyko występowania wahań dostępnych ilości tego surowca, co ma wpływ na wielkość produkcji energii i tym samym na wyniki finansowe Grupy.

Polenergia Biomasa Energetyczna Północ, Polenergia Biomasa Energetyczna Południe oraz Polenergia Biomasa Energetyczna Wschód – spółki zależne od Polenergia S.A., produkują pelet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki. Pelet produkowany jest ze słomy zbożowej, kukurydzianej i rzepakowej. Głównymi dostawcami surowca na potrzeby produkcyjne są gospodarstwa rolne zlokalizowane wokół zakładów produkcyjnych. Na wielkość i cenę dostaw słomy negatywnie mogą wpłynąć wielkość zbiorów zbóż, kukurydzy i rzepaku oraz warunki pogodowe.

Grupa Kapitałowa Polenergia zabezpiecza się przed wystąpieniem tego ryzyka prowadząc dokładne badania i analizy dostępności słomy na lokalnych rynkach rolniczych i dywersyfikując źródła dostaw. Dodatkowo Spółki wprowadzają formuły cenowe na dostawy peletu dla swoich odbiorców, które zakładają, że cena peletu będzie uzależniona zarówno od ceny słomy, jak i od wysokości wskaźnika inflacji.

Polenergia S.A. oraz spółki z Grupy Kapitałowej stosują mechanizmy mające chronić przed negatywnymi następstwami związanymi z wahaniami cen wykorzystywanych surowców naturalnych. Co do zasady ceny sprzedawanej energii elektrycznej i ciepłej oraz paliwa z biomasy rolniczej powiązane są z cenami gazu ziemnego i słomy. Nie można jednak wykluczyć, iż mimo zastosowania mechanizmów ochronnych, wahania cen tych surowców mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe Polenergia S.A. i Grupy Kapitałowej.

Ryzyko związane z polskim rynkiem energii

Podczas gdy rynek ciepła jest rynkiem regulowanym, rynki energii elektrycznej i gazu są rynkami jedynie częściowo kontrolowanymi przez powołane do tego organy władzy państwowej. Organem takim jest w szczególności Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – centralny organ administracji rządowej powoływany przez Prezesa Rady Ministrów. Z mocy Prawa

Energetycznego jest on właściwy do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy m.in. udzielanie, zmiana i cofanie koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, obrót i dystrybucję paliw oraz energii, jak również kontrolowanie wykonywania przez podmioty podlegające zakresowi regulacji Prawa Energetycznego obowiązków wynikających z tegoż aktu normatywnego i aktów wykonawczych. Do uprawnień Prezesa URE należy także uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, rozstrzyganie sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy tymi przedsiębiorstwami i odbiorcami, a także zatwierdzanie i kontrolowanie taryf przedsiębiorstw energetycznych pod kątem ich zgodności z zasadami określonymi w odpowiednich przepisach, w szczególności z zasadą ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Prezes URE ma także prawo nakładać kary na przedsiębiorstwa koncesjonowane, w tym znaczące kary pieniężne. Spółka nie może zatem wyłączyć definitywnie ryzyka, iż Prezes URE wykorzysta swoje uprawnienia w stosunku do Polenergii i jej Grupy Kapitałowej w sposób dla nich niekorzystny. Spółka niweluje jednakże to ryzyko dokładając wszelkich starań, aby jej działalność zgodna była z obowiązkami wynikającymi z Prawa Energetycznego i aktów wykonawczych do tejże ustawy.

Z uwagi na znaczny stopień wdrożenia mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym, przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej są zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, przy czym nadal istnieje obowiązek taryfowania energii elektrycznej dostarczanej do gospodarstw domowych. Podkreślić jednakże należy, iż taryfy na energię elektryczną produkowaną przez Grupę Kapitałową Polenergia, z uwagi na sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu oraz do odbiorców przemysłowych nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W tym miejscu należy zaznaczyć, iż przepisy Prawa Energetycznego w obecnym brzmieniu, co do zasady, zapewniają pokrywanie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności.

Ponadto od dnia 1 stycznia 2018 roku zniknie obowiązek odkupu energii elektrycznej z OZE po cenie URE, co może przełożyć się na ekspozycję na potencjalnie niższe poziomy i wahania cen rynkowych.

Ewentualne zmiany mogą okazać się niekorzystne dla Grupy Kapitałowej, jednakże Polenergia ma bardzo ograniczone możliwości realnego wpływu na decyzje podejmowane na szczeblu wspólnotowym i ogólnopolskim w powyższym zakresie.

Ryzyko zatwierdzenia taryf przez Prezesa URE

Spółki Grupy Polenergia wytwarzające ciepło oraz dystrybuujące gaz oraz energię elektryczną zobowiązane są do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży ciepła oraz dystrybucji gazu i energii elektrycznej. Zgodnie z przepisami prawa taryfa powinna zapewniać pokrycie planowanych uzasadnionych kosztów wytworzenia ciepła w danym okresie taryfowym oraz zwrot na kapitale. Zatwierdzanie taryf przez Prezesa URE ma na celu ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen ciepła. W praktyce taryfa kalkulowana jest przez Prezesa URE przy przyjęciu pewnych założeń, które mogą odbiegać od rzeczywistych kosztów działalności spółek Grupy Polenergia.

W konsekwencji istnieje ryzyko zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy, która nie zapewni poszczególnym spółkom odpowiednio wysokiego wynagrodzenia na kapitale, a potencjalnie nawet pokrycia kosztów.

Istnieje także ryzyko opóźnienia zatwierdzenia taryfy na nowy okres taryfowy, co w konsekwencji oznacza, że producent/dystrybutor stosuje taryfę obowiązującą w okresie poprzednim, która może nie zapewniać odpowiedniego zwrotu na kapitale. Ziszczenie się powyższego ryzyka może skutkować osiągnięciem przez Grupę Polenergia wyników gorszych niż oczekiwane.

Ryzyko związane z taryfą na ciepło dotyczy wyłącznie Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. Ryzyko związane z taryfą na sprzedaż i dystrybucję gazu ziemnego dotyczy Polenergii Kogeneracja, a ryzyko związane z taryfą na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej dotyczy Polenergii Dystrybucja.

Wpływ ziszczenia się tych ryzyk na wyniki Grupy Polenergia jest ograniczony z uwagi na relatywnie niewielki udział marży EBITDA wyżej wymienionych obszarów działalności w łącznych wynikach Grupy.

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.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii z 2015 r. wraz z późniejszymi nowelizacjami wprowadziła szereg zmian w zakresie systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii w stosunku do wcześniej obowiązujących regulacji zarówno dla już istniejących, jak i planowanych źródeł OZE.

Ponadto w dniu 30 listopada 2016 roku weszło w życie rozporządzenie ministra energii w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. Na mocy przedmiotowego rozporządzenia w 2017 roku obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z biogazu rolniczego wynosi 0,6 proc. sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym i 15,4 proc. w przypadku świadectw pochodzenia energii z pozostałych OZE. Ten poziom obowiązku umorzenia nie jest wystarczający, aby doprowadzić do znaczącej redukcji nadpodaży zielonych certyfikatów w 2017 r. Nadzieję na poprawę sytuacji w 2018 r. daje projekt rozporządzenia ministra energii na 2018 r. skierowany do konsultacji społecznych 12 czerwca 2017 r., który zakłada wzrost obowiązku z 15,4 proc. do 17,5 proc. dla produkcji energii z OZE z wyłączeniem biogazowni rolniczych.

W dniu 28 lipca 2017 r. został uchwalony poselski projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii, który zmienia regulacje w zakresie ustalania wysokości opłaty zastępczej. Zgodnie z nowelizacją ma ona wynosić w danym roku kalendarzowym 125 proc. rocznej średnioważonej ceny świadectw pochodzenia za poprzedni rok. Szacowany przez wnioskodawców w uzasadnieniu ustawy poziom opłaty zastępczej wyniesie 41,4 PLN/MWh w 2018r., 51,75 PLN/MWh w 2019r. oraz 64,69 PLN/MWh w 2020r. W uzasadnieniu do nowelizacji postawie podkreślają konieczność rozwiązania problemu nadpodaży i oczekują, że proponowana przez nich zmiana opłaty zastępczej w połączeniu ze wzrostem obowiązku umorzenia do 19,5% w 2020 roku spowoduje spadek nadpodaży aż do pojawienia się deficytu zielonych certyfikatów na rynku w 2020 roku. Na moment przygotowania Sprawozdania projekt nowelizacji oczekuje na podpis Prezydenta.

Dnia 28 czerwca 2017 roku opublikowany został projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Przewiduje on przywrócenie zapisów dotyczących podstawy do obliczenia podatku od nieruchomości (podatek od nieruchomości ma być naliczany tylko od części budowlanej turbiny wiatrowej), co oznacza że podatek od nieruchomości efektywnie powróci do poziomu sprzed wejścia w życie Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z 26 maja 2016 r.

Nowy system (tzw. system aukcyjny) uzależniać będzie 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.

Do dnia publikacji raportu nie jest znany termin ewentualnej aukcji dla segmentu farm wiatrowych. Wolumeny aukcyjne na 2017 rok wynikają ze stosownego rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 20 marca 2017 roku w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2017 r. Wolumeny aukcyjne przewidywane w kolejnych latach nie zostały dotychczas ogłoszone. Ponadto, biorąc pod uwagę, że w myśl przepisów tzw. ustawy odległościowej budowa nowej elektrowni wiatrowej (na podstawie uzyskanego wcześniej pozwolenia na budowę) możliwa jest tylko w okresie 3 lat od dnia wejścia ustawy w życie, w świetle braku szczegółów w zakresie terminu pierwszej i kolejnych aukcji istnieje ryzyko braku możliwości realizacji inwestycji w tym okresie. Ryzyko to może zostać zmniejszone o ile uchwalona zostanie procedowana nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, przewidująca również zmiany ustawy odległościowej, w tym uchylenie zapisu dotyczącego okresu obowiązywania pozwoleń na budowę wydanych przed wejściem w życie ustawy odległościowej. W tym zakresie obowiązywałyby ogólne przepisy prawa budowlanego. Dodatkowo nowelizacja zakłada wprowadzenie obowiązku publikowania harmonogramów aukcji przez Ministra Energii w perspektywie 3-letniej. Nowelizacja znajduje się na etapie konsultacji i nie została jeszcze skierowana do prac sejmowych.

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 wdrożenie regulacji prawnych w tym zakresie.

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

Ryzyko nadpodaży na rynku zielonych certyfikatów i kształtowania się ich cen rynkowych

Obowiązujący w Polsce system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii opiera się w głównej mierze na systemie tzw. zielonych certyfikatów, czyli zbywalnych praw majątkowych przyznawanych wytwórcom za wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Popyt na zielone certyfikaty zapewniają podmioty (głównie sprzedawcy energii elektrycznej do odbiorców końcowych), które zgodnie z Prawem Energetycznym mają obowiązek umorzenia określonej liczby zielonych certyfikatów bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej. Umorzenie zielonych certyfikatów jest przy tym rozwiązaniem, co do zasady, bardziej korzystnym, ponieważ uprawnia dodatkowo do odliczenia akcyzy, z której energia odnawialna jest zwolniona (tj. odliczenia obecnie 20 zł/MWh). Jeżeli zielonych certyfikatów jest na rynku mniej niż wynikałoby to z obowiązku ich umorzenia bądź uiszczenia opłaty zastępczej, to rynkowa wartość takich zielonych certyfikatów jest zbliżona do wartości opłaty zastępczej, a nawet może ją przewyższać.

Zgodnie z naszymi przewidywaniami w 2017 roku nadal utrzymuje się nadpodaż zielonych certyfikatów, co kształtowało ich rynkową cenę znacznie poniżej ustalonej przez Prezesa URE opłaty zastępczej wynoszącej 300,03 zł/MWh. Średnia cena rynkowa zielonych certyfikatów wyniosła w pierwszym półroczu 2017 roku około 31 zł/MWh, a w drugim kwartale 2017 roku około 28 zł/MWh) i pozostawała na poziomie znacząco niższym średniej granicznej ceny zielonych certyfikatów dla zachowania opłacalności spalania i współspalania biomasy.

Ponadto w dniu 30 listopada 2016 roku weszło w życie rozporządzenie ministra energii w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. Na mocy przedmiotowego rozporządzenia w 2017 roku obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z biogazu rolniczego wynosi 0,6 proc. sprzedaczy energii elektrycznej odbiorcom końcowym i 15,4 proc. w przypadku świadectw pochodzenia energii z pozostałych OZE. Ten poziom obowiązku umorzenia nie jest wystarczający, aby doprowadzić do znaczącej redukcji nadpodaży zielonych certyfikatów w

2017 r. Nadzieję na poprawę sytuacji w 2018 r. daje projekt rozporządzenia ministra energii na 2018 r. skierowany do konsultacji społecznych 12 czerwca 2017 r., który zakłada wzrost obowiązku z 15,4 proc. do 17,5 proc. dla produkcji energii z OZE z wyłączeniem biogazowni rolniczych.

W związku z powyższym, w przypadku utrzymywania się cen zielonych certyfikatów na obecnym poziomie w krótkim terminie, dla części projektów, istnieje ryzyko niespełnienia wskaźników finansowych określonych w umowach kredytowych na sfinansowanie poszczególnych projektów wiatrowych. Grupa na bieżąco monitoruje sytuację w tym zakresie i pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi.

Utrzymywanie się cen zielonych certyfikatów w dłuższym terminie na obecnym poziomie może skutkować okresowymi problemami w realizacji niektórych umów kredytowych, co może w niektórych projektach wiązać się z koniecznością uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A. na rzecz poszczególnych projektów, które zostały szczegółowo opisane poniżej.

Amon/Talia

Umowy poręczenia podpisane przez Polenergia S.A. z każdym z banków finansujących jako zabezpieczenie wierzytelności danego banku wobec spółki (odpowiednio) Amon sp. z o.o. oraz Talia sp. z o.o. z tytułu kwoty głównej i odsetek od Kredytu Pomostowego ograniczonego do kwoty ok. 6,7 mln zł. Kwotę poręczenia określono w każdej umowie oddzielnie (w zależności od zaangażowania danego banku w Kredyt Pomostowy - do łącznej wysokości stu dziesięciu procent (110%) udziału takiego banku w Całkowitej Kwocie Zaangażowania z Tytułu Kredytu Pomostowego). Poręczyciel zobowiązany jest do zapłaty po wystąpieniu Przypadku Naruszenia, gdy bank prześle do Poręczyciela żądanie zapłaty. Przed wysłaniem żądania zapłaty bank ma obowiązek wezwać spółkę (odpowiednio: Amon lub Talię) do zapłaty wymagalnej kwoty w określonym terminie. Zarząd Spółki ma wątpliwości co do obowiązywania poręczenia, jednakże z uwagi na brak jednoznacznego orzeczenia w tej kwestii z ostrożności wskazuje na potencjalną odpowiedzialność Spółki z jego tytułu.

GSR / Mycielin

Umowa *Equity Support and Subscription*, w której Polenergia S.A. jako Sponsor jest gwarantem: 1) Gwarancji bezwarunkowej: obowiązek uzupełniania rachunku rezerwy obsługi długu w przypadku wystąpienia Przypadku Naruszenia i niedotrzymania wysokości środków na DSRA w wymaganej wysokości oraz 2) Gwarancji Warunkowej: w przypadku wystąpienia jednej z przesłanek określonych w umowie (spadek DSCR, wystąpienie Non-Payment Default) Beneficjent (co do zasady spółka) może wysłać żądanie zapłaty do Sponsora. Obowiązek zapłaty obejmuje wszelkie zaległe płatności z tytułu umowy kredytu oraz wysokość kolejnej najbliższej raty kapitałowo-odsetkowej. W praktyce zatem Gwarancja Warunkowa jest ograniczona do wysokości dwóch rat kapitałowo-odsetkowych.

Ponadto w sytuacji dłuższego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów na obecnym poziomie może istnieć konieczność dofinansowania przez Polenergia S.A. segmentu obrotu, który zawarł długoterminowe umowy zakupu zielonych certyfikatów z farm wiatrowych.

Ryzyko wynikające ze zmian prawa zakładających ograniczenie systemu wsparcia dla technologii współspalania

Jednym z obszarów działalności spółek z Grupy jest skup i przetwórstwo biomasy w celu jej dalszego sprzedania. Popyt na biomasę sprzedawaną przez Grupę wynika z obecnie obowiązującego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, który promuje m.in. technologie współspalania węgla i biomasy, przyznając przedsiębiorstwom energetycznym wytwarzającym energię elektryczną w oparciu o tę technologię, określoną liczbę tzw. zielonych certyfikatów (czyli praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia). Kontrahentami spółek z Grupy są wytwórcy energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa zaopatrujące w biomasę wytwórców energii elektrycznej współspalających węgiel z biomasą. Obowiązujące od 1 stycznia 2016 roku zmiany do systemu wsparcia przewidują istotne ograniczenie poziomu wsparcia dla tego rodzaju technologii. Takie zmiany prawa mogą skutkować spadkiem popytu na biomasę (pelet) produkowaną przez Spółki z Grupy Kapitałowej.

Należy jednak zwrócić uwagę, że ustawa OZE wprowadziła pojęcie tzw. biomasy pochodzenia lokalnego, tj. biomasy rolnej wytworzonej w określonym oddaleniu od instalacji. Na moment opublikowania niniejszego raportu brak jest rozporządzeń ustalających poziom udziału takiej biomasy (zagadnienie to zostało szerzej omówione w punkcie: Ryzyko dotyczące przyszłości segmentu biomasy).

Ryzyko dotyczące rynku biomasy w Polsce

Polenergia Biomasa Energetyczna Północ, Polenergia Biomasa Energetyczna Południe oraz Polenergia Biomasa Energetyczna Wschód – spółki zależne od Polenergia S.A., produkują pelet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki. Wielkość popytu na produkowany pelet w dużym stopniu zależy od regulacji prawnych dotyczących spalania biomasy w odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z nową ustawą OZE Minister Energii zobowiązany został do przygotowania rozporządzenia regulującego wymagane poziomy biomasy pochodzenia lokalnego (czyli takiej jaką produkują zakłady spółki zależne od Polenergia S.A. - w ogólnym strumieniu spalanej przez elektrownie i elektrociepłownie biomasy. Nowe poziomy obowiązku udziału biomasy lokalnej wraz z wprowadzeniem definicji biomasy lokalnej która eliminuje dużą część importu biomasy określą poziom popytu na pelet ze słomy. Zależnie od przyjętych poziomów obowiązku (ale także poziomu cen zielonych certyfikatów oraz cen aukcyjnych dla instalacji spalających biomasę) popyt ten może być większy bądź mniejszy od popytu w ostatnich latach.

Do czasu wejścia w życie wskazanego powyżej Rozporządzenia nie jest możliwe określenie prognozy sytuacji na rynku biomasy a tym samym perspektyw dla zakładów wytwórczych segmentu biomasy w Grupie Polenergia S.A.

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. Projekt ustawy o rynku mocy został skierowany do prac sejmowych. Zależnie od przyjętych rozwiązań i harmonogramu ich wdrażania atrakcyjność nowych projektów konwencjonalnych takich jak Elektrownia Północ i Elektrownia Wińsko, jak i ekonomika istniejących obiektów (jak Elektrociepłownia Nowa Sarzyna i Elektrownia Mercury) może się znacząco zmienić. Dodatkowo w przypadku wdrożenia rozwiązań rynku mocy nie można wykluczyć obniżki cen energii elektrycznej na rynku, co z kolei może mieć negatywny wpływ na projekty, których ekonomika opiera się na przychodach ze sprzedaży energii elektrycznej (farmy wiatrowe).

Ryzyko zmiany przepisów prawa

Pewne zagrożenie w ocenie Polenergia S.A. mogą stanowić częste zmiany przepisów prawa lub różne, często sprzeczne jego interpretacje. Ewentualne zmiany, w szczególności przepisów dotyczących działalności gospodarczej i podatków, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych, oraz przepisów prawa ochrony środowiska, mogą mieć negatywny skutek dla działalności prowadzonej przez Polenergia S.A. i jej Grupę Kapitałową. Podkreślenia wymaga fakt, iż przepisy prawa polskiego znajdują się w końcowej fazie okresu dostosowywania do wymogów prawa Wspólnot Europejskich, co nie pozostaje bez wpływu na środowisko prawne, w którym działa Grupa Polenergia. Ponadto prawo polskie ulega zmianie w związku z aktami prawnymi na bieżąco wprowadzanymi w ramach regulacji wspólnotowych. W szczególności, wejście w życie nowych regulacji obrotu gospodarczego może wiązać się z problemami interpretacyjnymi, niekonsekwentnym

orzecznictwem sądów, niekorzystnymi interpretacjami przyjmowanymi przez organy administracji publicznej.

Należy także podkreślić, iż działalność prowadzona przez Grupę Kapitałową Polenergia podlega, poza przepisami ogólnie regulującymi każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom wynikającym z przepisów Prawa Energetycznego i ustawy o odnawialnych źródłach energii, a także rozporządzeń wykonawczych wydanych na ich podstawie. Przepisy te są nieprecyzyjne, przez co ich jednoznaczna wykładnia nie jest często możliwa. Może to prowadzić do problemów związanych z ich stosowaniem. Przepisy te ulegają częstym zmianom, przez co otoczenie prawne działalności Grupy Polenergia nie jest w pełni stabilne. Istnieje w związku z tym ryzyko, iż w przyszłości zmiany polityki państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych mogą negatywnie wpłynąć na działalność prowadzoną przez Polenergia S.A. i członków jej Grupy Kapitałowej.

Ryzyko związane z wejściem w życie Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych

W dniu 15 lipca 2016 roku weszła w życie ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.

Ustawa zawiera postanowienia na podstawie których wprowadzono zakaz lokalizowania farm wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-ciokrotność wysokości elektrowni (licząc od gruntu do najwyższego punktu wraz z wirnikiem i łopatami) od zabudowań mieszkalnych oraz obszarów przyrody chronionej.

Wspomniany zakaz nie dotyczy jednak projektów, które w dniu wejścia w życie ustawy mają pozwolenie na budowę lub są w ramach wszczętej procedury w sprawie wydania takiego pozwolenia (267 MW posiadanych przez Grupę).

Ponadto ustawa zakłada, że budowa nowej elektrowni wiatrowej na podstawie w/w pozwolenia na budowę możliwa jest tylko w okresie 3 lat od dnia wejścia ustawy w życie. W tym okresie musi być uzyskane pozwolenie na użytkowanie. Ryzyko to może zostać zmniejszone o ile uchwalona zostanie procedowana nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, przewidująca również zmiany ustawy odległościowej, w tym uchylenie zapisu dotyczącego okresu obowiązywania pozwoleń na budowę wydanych przed wejściem w życie ustawy odległościowej. W tym zakresie obowiązywałyby ogólne przepisy prawa budowlanego. Nowelizacja znajduje się na etapie konsultacji i nie została jeszcze skierowana do prac sejmowych.

Wskazane powyżej zapisy uniemożliwiły Spółce kontynuację developmentu szeregu projektów farm wiatrowych (410 MW), co skutkowało koniecznością dokonania odpisów w 2016 roku na poziomie 55 mln PLN. Poza tym mogą one stanowić utrudnienie w realizacji (budowie) pozostałych projektów farm wiatrowych.

Wskutek bardzo niejasnych zapisów powstała wątpliwość co do podstawy obliczenia podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych. Pomimo, że zgodnie z posiadanymi przez Grupę ekspertzami przepisy ustawy nie powinny mieć wpływu na wysokość płaconego przez spółki z Grupy podatku od nieruchomości, to z uwagi na wspomniane wątpliwości istnieje ryzyko, że spółki z Grupy będą musiały na drodze sądowej dochodzić ustalenia braku podstawy do wzrostu płaconego przez nie podatku od nieruchomości. Sytuacja taka może w sposób negatywny wpłynąć na działalność spółek Grupy operujących farmami wiatrowymi.

W celu rozstrzygnięcia wspomnianej wątpliwości spółki Grupy wystąpiły o wydanie przez właściwe organy (tj. organy gminy) interpretacji dotyczącej sposobu obliczania od 2017 roku podatku od nieruchomości według dotychczas obowiązujących zasad. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania Grupa otrzymała jedną pozytywną odpowiedź na wspomniane wnioski i 7 negatywnych (z czego 2 dotyczą jednego projektu).

Zgodnie z negatywnymi interpretacjami od 2017 roku podatek od nieruchomości od elektrowni wiatrowych winien być obliczany wg nowych zasad. W ocenie Grupy uzasadnienie prawne wspomnianych negatywnych interpretacji jest błędne, co stanowiło podstawę ich zaskarżenia do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania zaleanych został 7 wyroków (dla 6 projektów) oddalające skargi poszczególnych spółek zależnych Spółki. W odniesieniu do niekorzystnych dla Grupy rozstrzygnięć Wojewódzkich Sądów Administracyjnych, Spółka wniosła (4 skargi) lub przewiduje wniesienie skarg kasacyjnych, po otrzymaniu uzasadnień.

Jednocześnie w ramach równoległych czynności dwa projekty otrzymały pozytywną interpretację zezwalającą na ustalenie aktualnej wyceny rynkowej elektrowni wiatrowej jako podstawy opodatkowania, a 4 projekty - negatywną. W odniesieniu do interpretacji negatywnych Spółka widzi podstawę ich zaskarżenia do Wojewódzkich Sądów Administracyjnych i stosowne skargi zostały (dla 2 projektów) lub będą składane.

Dnia 28 czerwca 2017 roku opublikowany został projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii i niektórych innych ustaw. Przewiduje on, w odniesieniu do kwestii opodatkowania farm wiatrowych przywrócenie zapisów dotyczących podstawy do obliczenia podatku od nieruchomości (podatek od nieruchomości ma być naliczany tylko od części budowlanej turbiny wiatrowej). Grupa uważnie przygląda się pracom legislacyjnym i na bieżąco analizuje wpływ potencjalnych zmian na sytuację finansową Spółek.

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego

Polski system podatkowy charakteryzuje się częstymi zmianami przepisów podatkowych, wiele z nich nie zostało sformułowanych w sposób dostatecznie precyzyjny i brak jest ich jednoznacznej wykładni. Interpretacje przepisów podatkowych ulegają częstym zmianom, a zarówno praktyka organów skarbowych, jak i orzecznictwo sądowe w sferze opodatkowania, są wciąż niejednolite. Jednym z aspektów niedostatecznej precyzji unormowań podatkowych jest brak przepisów przewidujących formalne procedury ostatecznej weryfikacji prawidłowości naliczenia zobowiązań podatkowych za dany okres. Deklaracje podatkowe oraz wysokość faktycznych wypłat z tego tytułu mogą być kontrolowane przez organy skarbowe przez pięć lat od końca roku, w którym minął termin płatności podatku.

Dzięki wejściu Polski do Unii Europejskiej polskie przepisy, w tym także podatkowe, zostały poddane procedurom dostosowania ich do norm unijnych oraz ujednoczenia z przepisami obowiązującymi w pozostałych krajach UE. Proces ten trwa do dzisiaj i daje realne szanse na dalszą stabilizację polskich przepisów podatkowych, co znacząco może zmniejszyć ryzyko niestabilności systemu podatkowego.

Z uwagi na niejasność przepisów prawa podatkowego, spółka, aby zabezpieczyć się przed negatywnymi skutkami podatkowymi, zabezpieczała swoją sytuację podatkową interpretacjami indywidualnymi. Obserwowana na rynku tendencja organów skarbowych do podważania mocy ochronnej interpretacji wydawanych dla podatników jest potencjalnie czynnikiem, które może negatywnie wpłynąć na bezpieczeństwo podatkowe Grupy.

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego, a w szczególności ryzyko przyjęcia przez organy podatkowe odmiennej niż zakładana przez Grupę Kapitałową Polenergia interpretacji przepisów podatkowych istnieje i może mieć negatywny wpływ na działalność, wyniki, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju Grupy.

Zapowiadane zmiany przepisów prawa podatkowego, które mają zostać wprowadzone od 2018 roku, również mogą negatywnie wpłynąć na sytuację finansową Grupy. Istotną zmianą w zakresie VAT może być implementacja do polskiego porządku prawnego tzw. mechanizmu podzielonej płatności, który zakłada rozdzielenie płatności za nabyty towar lub usługę na dwa odrębne rachunki – rachunek bankowy dostawcy oraz specjalny rachunek VAT. Zastosowanie tego mechanizmu może przyczynić się do zamrożenia środków finansowych spółek z Grupy Kapitałowej Polenergia zgromadzonych na rachunku VAT, bowiem wykorzystanie tych środków finansowych będzie mogło obejmować tylko konkretne tytuły (głównie takie jak wpłaty VAT na rzecz organu podatkowego, płatności VAT na rachunek VAT dostawcy) a podatnik, co do zasady, utraci możliwość swobodnego obracania tymi środkami finansowymi.

Co do zmian w zakresie podatku dochodowego od osób prawnych, to wpływ na sytuację finansową Grupy Kapitałowej Polenergia może mieć wprowadzenie m.in.:

- odrębnego opodatkowania źródeł przychodów operacyjnych i kapitałowych co w praktyce oznacza, że strata w ramach dochodu z danego źródła przychodów nie będzie mogła zostać rozliczona z dochodem z innego źródła,
- nowe zasady ograniczające możliwość zaliczania odsetek w koszty uzyskania przychodów, w tym dotyczące finansowania zewnętrznego,
- wprowadzenie przepisów limitujących wysokość kosztów uzyskania przychodów związanych z umowami o usługi niematerialne (usługi doradcze, księgowość, badania rynku etc)

Ryzyko związane z koniecznością spełnienia wymogów przewidzianych przez przepisy dotyczące ochrony środowiska

Działalność gospodarcza prowadzona przez Polenergia S.A. oraz poszczególnych członków jej Grupy Kapitałowej poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania pozwoleń zintegrowanych, czy pozwoleń sektorowych (na emisję gazów lub pyłów do powietrza, wodnoprawnych, pozwoleń na wytworzenie odpadów) oraz właściwej i terminowej sprawozdawczości związanej m.in. z korzystaniem ze środowiska. Spełnienie wymagań przewidzianych przepisami dotyczącymi ochrony środowiska może wiązać się z nakładami finansowymi na opracowanie dokumentacji i przystosowanie instalacji do spełnienia wymagań. Na dzień zatwierdzenia niniejszego raportu Polenergia S.A. oraz podmioty zależne od niego uzyskały wszelkie pozwolenia wymagane w związku z ochroną środowiska.

Ponadto w związku ze wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂, koniecznym stało się uzyskanie zezwoleń na uczestnictwo w tym systemie handlu instalacji wykorzystywanych w działalności prowadzonej przez Polenergia S.A. lub podmiotów należących do jej Grupy Kapitałowej.

Handel emisjami to jeden z instrumentów polityki ekologicznej, służący ograniczaniu emisji zanieczyszczeń. Obowiązek udziału Polski w systemie wynika z realizacji postanowień protokołu z Kioto oraz zobowiązań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. Mechanizm handlu emisjami zapoczątkowany został 1 stycznia 2005 r. wejściem w życie Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu i Rady Europy, transponowanej na grunt prawa polskiego Ustawą z 22 grudnia 2004 r. „O handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji”. Uchylona została ona Ustawą z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dnia 17 lipca 2015 r. została podpisana Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji regulująca mechanizmy systemu handlu w okresie 2013-2020 (ETS III) oraz wdrażająca do polskiego systemu handlu mechanizmy Dyrektywy 2009/29/WE.

Obiekty należące do Grupy Polenergia:

- a. EL Mercury (numer KPRU: PL 0879 05) i
- b. EC Nowa Sarzyna (numer KPRU: PL 0472 05)

to instalacje spalania o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW uczestniczące we wspólnym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

a. Na mocy art. „10c” Dyrektywy 2003/87/WE - w ramach derogacji - Instalacja EL Mercury jako producent energii elektrycznej otrzymała wstępne przydziały emisji na poziomie 22 344 (na 2013 r.) zmniejszające się do 0 w 2020r.

Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji, El Mercury otrzymała przydziały (zmniejszone o współczynnik korygujący) na poziomie:

- 2013- 17 763
- 2014- 16 420
- 2015- 14 272
- 2016- 10 859
- 2017- 8 217
- 2018- 6 548
- 2019- 4 869
- 2020- 0

Za lata 2013-2016, El Mercury ze względu na brak realizacji Inwestycji zapisanych w Krajowym Planie Inwestycyjnym, nie otrzymała darmowego przydziału.

b. EC Nowa Sarzyna otrzymała przydział bezpłatnych uprawnień na mocy artykułu „10a” oraz „10c” Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu

uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji EC Nowa Sarzyna otrzymała przydziały na poziomie:

- 2013- 34 256
- 2014- 32 448
- 2015- 30 681
- 2016- 28 959
- 2017- 27 278
- 2018- 25 642
- 2019- 24 046
- 2020- 22 495

Przydziały uprawnień do emisji za rok 2017 zostały przekazane na rachunek prowadzącego instalację w kwietniu 2017 r.

Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji EC Nowa Sarzyna otrzymała przydziały na poziomie:

- 2013- 145 048
- 2014- 134 082
- 2015- 116 082
- 2016- 88 676
- 2017- 67 103
- 2018- 53 468
- 2019- 39 758
- 2020- 0

Ze względu na brak Inwestycji w Krajowym Planie Inwestycyjnym darmowe przydziały nie zostały przekazane na rachunek prowadzącego instalację.

Powyższe instalacje co roku przedkładają raporty w elektronicznej krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji oraz zweryfikowane roczne raporty wielkości emisji CO₂, a z dniem 1 stycznia 2013 r. funkcjonują w ramach nowych, zatwierdzonych przez właściwe organy planów monitorowania emisji CO₂, zgodnych z wymaganiami: Rozporządzenia Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Zgodnie z Ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r. (wejście w życie wrzesień 2016 r.) o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, Instalacje objęte systemem miały obowiązek złożyć wnioski o wydanie zezwolenia na handel emisjami. Elektrownia Mercury oraz Elektrociepłownia Nowa Sarzyna posiadają nowe zezwolenia wydane zgodnie z Ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r.

Ryzyka związane z działalnością prowadzoną przez Polenergia

Ryzyko związane z trudnościami pozyskania finansowania na realizowane inwestycje

Polenergia S.A. dąży do finansowania poszczególnych projektów w formule „project finance” z udziałem finansowania zewnętrznego. W przypadku pojawienia się trudności z pozyskaniem podmiotów zainteresowanych nabyciem udziałów, niedojścia emisji akcji do skutku, trudności z pozyskaniem kredytów bankowych Grupa Polenergia ma możliwość przesunięcia w czasie realizacji części projektów inwestycyjnych. W przypadku zaistnienia takich okoliczności Polenergia S.A. będzie rozważać inne formy finansowania planowanych projektów.

Ryzyko niepowodzenia nowych projektów

Grupa Polenergia prowadzi intensywny plan rozwoju i realizuje znaczącą liczbę inwestycji w segmentach outsourcingu energetyki, developmentu farm wiatrowych oraz produkcji peletu z biomasy rolniczej. Projekty realizowane przez Grupę Kapitałową Polenergia wymagają poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych. Nakłady są szczególnie wysokie w przypadku developmentu i budowy farm wiatrowych, a więc obszaru, w którym Grupa planuje rozwijać się i prowadzi obecnie wiele projektów. Polenergia podejmuje decyzje o rozpoczęciu fazy developmentu na podstawie szczegółowych modeli finansowych oraz ekspertyz i analiz technicznych, które są tworzone przez wyspecjalizowany Departament Developmentu. Powyższe analizy uwzględniają wiele założeń, w tym założenia wolumenu produkcji energii elektrycznej, przychodów ze sprzedaży, kosztów wytworzenia, kwoty wymaganej inwestycji i kosztów jej finansowania. Istnieje ryzyko przyjęcia przez Polenergia S.A. założeń bardziej korzystnych niż rzeczywiste, co spowoduje osiągnięcie przez Grupę Polenergia niższego niż zakładano zwrotu na inwestycji w dany projekt. Ponadto koszty przygotowania projektu, jeszcze przed rozpoczęciem fazy jego developmentu, są również znaczące zwłaszcza w segmencie budowy farm wiatrowych. Niepowodzenie projektu oznacza brak możliwości odzyskania tych wydatków.

Departament Developmentu posiada duże doświadczenie we wszystkich aspektach przygotowywania i wdrażania projektu, takich jak development, działalność operacyjna obiektów, finansowanie. Polenergia S.A. systematycznie doskonali metody zarządzania projektami i starannie dobiera lokalizacje pod inwestycje w farmy wiatrowe, tak, aby zminimalizować ryzyko osiągnięcia niesatysfakcjonującego zwrotu na inwestycji oraz ryzyko ponoszenia znaczących kosztów przygotowania projektu bez uprawdopodobnienia możliwości wdrożenia projektu.

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.

W swoim portfelu Spółka posiada między innymi pakiet farm wiatrowych w developmentcie o mocy 269 MW. Grupa planuje udział tych projektów w aukcjach, na mocy ustawy o OZE, natomiast ostateczna decyzja o uczestnictwie projektów jest uzależniona od dalszych analiz.

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

W ocenie spółki projekty charakteryzują się konkurencyjnym kosztem dotychczasowego developmentu, a także efektywnymi parametrami co pozwoli na korzystne kwotowanie. Decydując o kolejności i skierowaniu konkretnego projektu do aukcji Spółka oceniać będzie ich konkurencyjność również na tle pozostałych projektów posiadanych w portfelu.

Z drugiej strony wciąż brak jest szczegółów w zakresie terminu ogłoszenia aukcji oraz jej parametrów (ceny referencyjne/wolumeny). Biorąc pod uwagę, że w myśl przepisów tzw. ustawy odległościowej budowa nowej elektrowni wiatrowej (na podstawie uzyskanego wcześniej pozwolenia na budowę) możliwa jest tylko w okresie 3 lat od dnia wejście ustawy w życie (z zastrzeżeniem ewentualnych zmian tego przepisu ustawy odległościowej, które mogą wyniknąć z przewidywanej jej nowelizacji) istnieje ryzyko niepowodzenia realizacji inwestycji w tym okresie.

Ponadto w przypadku Elektrowni Północ istnieje ryzyko braku przywrócenia pozwolenia na budowę wynikające z protestów interesariuszy zewnętrznych (mieszkańcy, organizacje ekologiczne). Sprawa pozwolenia na budowę jest przedmiotem stosownej procedury sądowno-administracyjnej ze skargi kasacyjnej Elektrowni Północ. Grupa w swoim postępowaniu kieruje się przestrzeganiem wytycznych regulacyjnych w tym decyzji/orzeczeń sądowych regulujących procedurę uzyskiwania pozwolenia na budowę.

Dodatkowo istnieje ryzyko utraty lub nie uzyskania prawa do dysponowania nieruchomościami, a w konsekwencji brak możliwości uzyskania niezbędnych pozwoleń administracyjnych.

Dodatkowo istnieje ryzyko utraty lub nie uzyskania prawa do dysponowania nieruchomościami, a w konsekwencji brak możliwości uzyskania niezbędnych pozwoleń administracyjnych.

W dniu 1 sierpnia 2017 r. odbyły się dwie rozprawy przed Naczelnym Sądem Administracyjnym ze skarg kasacyjnych Dariusza Mantaja (II OSK 3042/15) i Andrzeja Batora (II OSK 2943/15) od wyroków Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Poznaniu z dnia 27 sierpnia 2015 r. (II SA/Po 188/15 i II SA/Po 189/15) dotyczące decyzji środowiskowych wydanych w dniu 24 stycznia 2014 r. przez Burmistrza Miasta i Gminy Wysoka dla:

1) przedsięwzięcia polegającego na budowie zespołu elektrowni wiatrowych (do 11 sztuk) wraz z infrastrukturą towarzyszącą wewnętrzną „FW Bądecz I” na terenie Gminy Wysoka, w rejonie miejscowości Bądecz, Gmurowo, Nowa Rudna, Rudna, Sędziniec i Stare;

2) przedsięwzięcia polegającego na budowie zespołu elektrowni wiatrowych (do 3 sztuk) wraz z infrastrukturą towarzyszącą wewnętrzną „FW Bądecz II” na terenie Gminy Wysoka, w rejonie miejscowości Tłukomy i Czajcze;

Samorządowe Kolegium Odwoławcze w Pile w dniu 23 września 2014 r. po rozpatrzeniu odwołania Andrzeja Batora od decyzji Burmistrza Miasta i Gminy Wysoka wskazanej w pkt 1) i odwołania Dariusza Mantaja od decyzji Burmistrza Miasta i Gminy Wysoka wskazanej w pkt 2) utrzymało w mocy zaskarżone decyzje. Od decyzji Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Pile Andrzej Bator i Dariusz Mantaj wnieśli skargę do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Poznaniu, który skargi te oddalił w dniu 27 sierpnia 2015 r. Andrzej Bator i Dariusz Mantaj od wyroków Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Poznaniu wnieśli skargi kasacyjne, które zostały rozpatrzone przez Naczelną Sąd Administracyjny w dniu 1 sierpnia 2017 r.

Naczelną Sąd Administracyjny rozpoznał skargi merytorycznie, powołując się na art. 188 ustawy Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi i uchylił wyroki Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Poznaniu oddalające skargi Andrzeja Batora i Dariusza Mantaja, a także wskazane wyżej decyzje Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Pile i decyzje środowiskowe wydane przez Burmistrza Miasta i Gminy Wysoka.

W związku z uchynieniem decyzji środowiskowej dla projektu wskazanych wyżej projektów, realizowanych przez spółkę zależną Spółki tj. Polenergia - Farma Wiatrowa Bądecz sp. z o.o., istnieje ryzyko wzruszenia prawomocnych pozwoleń na budowę dla obu projektów. Spółka będzie podejmować przewidziane prawem działania dla zachowania powyższego pozwolenia na budowę. Jeżeli jednak nie będą one skuteczne projekty mogą nie mieć możliwości przystąpienia do aukcji.

Wartość aktywów netto Polenergia - Farma Wiatrowa Bądecz sp. z o.o. na moment sporządzenia sprawozdania finansowego wynosi 15 mln PLN.

Ryzyko związane z uzależnieniem od kluczowych odbiorców

Każdy z projektów energetyki opracowywanych i wdrażanych przez Polenergia S.A. jest przygotowywany dla (w praktyce) jednego lub kilku odbiorców – przedsiębiorstw produkcyjnych. W miarę rozwoju działalności Grupy Kapitałowej, ekspansji na rynku produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz rozwoju wchodzącej w skład Grupy spółki obrotu energią, udział odbiorców przemysłowych w strukturze przychodów będzie malał.

Ryzyko złamania kowenantów

Ze względu na fakt, że Grupa realizuje projekty inwestycyjne z istotnym udziałem finansowania dłużnego w Grupie istnieje istotna koncentracja zadłużenia. Zawarte umowy kredytowe

zawierają szereg wskaźników finansowych (kovenantów), które poszczególne projekty winny spełniać.

Ze względu na aktualne otoczenie rynkowe, efekty wprowadzenia tzw. ustawy odległościowej oraz bieżącą sytuację na rynku zielonych certyfikatów doszło do lub istnieje ryzyko naruszenia kovenantów na niektórych z projektów.

Grupa na bieżąco analizuje poziom długu oraz kovenantów w poszczególnych spółkach i pozostaje w kontakcie z instytucjami finansującymi.

W szczególności, ze względu na brak realizowania zobowiązań umownych przez jednego z kontrahentów (kwestia szerzej omówiona w punkcie ryzyko działań kontrahenta) spółki Amon i Talia na 30 czerwca 2017 roku nie spełniły Wskaźnika Przewidywanego Pokrycia Obsługi Długu, Wskaźnika Pokrycia Obsługi Długu oraz Wskaźnika Zadłużenia.

W związku z odpisem aktualizującym dokonany w 2016 roku oraz spadkiem cen zielonych certyfikatów projekt Mycielin, na dzień 30 czerwca 2017 roku, nie spełnił wskaźnika udziału Długu do Kapitału Własnego, wskaźnika Pokrycia Obsługi Długu, Wskaźnika Przewidywanego Pokrycia Obsługi Długu oraz Wskaźnika Loan Life Coverage Ratio. Zgodnie z zapisami umowy kredytowej brak spełnienia tych wskaźników nie powoduje na datę sporządzenia sprawozdania finansowego potrzeby reklasyfikacji tego kredytu z zobowiązań długoterminowych do zobowiązań krótkoterminowych.

Ze względu na brak spełnienia wskaźnika udziału Długu do Kapitału Własnego na koniec 2016 roku, o czym Grupa informowała we wcześniejszych sprawozdaniach finansowych, wystąpiliśmy do banków finansujących projekt Mycielin z wnioskiem o tzw. waiver. Na dzień 30 czerwca 2017 roku banki finansujące projekt Mycielin złożyły oświadczenie, w którym zrzekły się możliwości ogłoszenia przypadku naruszenia umowy kredytowej z tytułu złamania rzeczowego wskaźnika oraz dochodzenia jakichkolwiek praw przysługujących bankom z tego tytułu.

Ponadto Spółka Biomasa Energetyczna Południe w związku z wysoką konkurencją na rynku sprzedaży peletu oraz utrzymującymi się niskimi cenami sprzedaży nie spełniła Wskaźnika Pokrycia Obsługi Długu. W dniu 30 czerwca 2017 roku bank finansujący projekt wydał waiver, w którym uchyliły Przypadek Naruszenia Umowy Kredytów w związku z naruszeniem powyższego wskaźnika.

Z powodów przytoczonych powyżej Spółka Biomasa Energetyczna Wschód nie spełniła Wskaźnika Pokrycia Obsługi Długu.

Szczegóły dot. naruszenia wskaźników zawiera nota nr 25 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ryzyko wypowiedzenia umowy kredytowej

Ze względu na brak realizowania zobowiązań umownych przez jednego z kontrahentów (kwestia szerzej omówiona w punkcie ryzyko działań kontrahenta) spółki Amon i Talia nie spełniły na koniec roku pierwszego półrocza 2017 roku określonych w umowie wskaźników finansowych, co stanowi tzw. Przypadek Naruszenia Umowy Kredytów.

Na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego Konsorcjum nie wykonało jakichkolwiek praw przysługujących mu z tytułu wystąpienia Przypadków Naruszenia Umowy Kredytów.

Spółki oraz Konsorcjum, zgodnie z Aneksm nr 5 do Umowy Kredytów z dnia 20 listopada 2015 roku, zobowiązały się do podjęcia w dobrej wierze negocjacji mających na celu kompleksowe i długoterminowe uregulowanie wzajemnych stosunków pomiędzy Spółkami oraz Konsorcjum wynikających z braku wykonywania przez PKH Umów PPA oraz Umów CPA, które zakończą się zawarciem odpowiedniego aneksu do Umowy Kredytowej. Spółki są w trakcie negocjacji restrukturyzacji tego zadłużenia.

W przypadku niepowodzenia wyżej opisanych negocjacji istnieje ryzyko wypowiedzenia umowy kredytowej przez Konsorcjum.

Polenergia S.A. nie udzieliła poręczenia za zobowiązania Amon i Talia z tytułu Umowy Kredytów, za wyjątkiem poręczenia ograniczonego do kwoty ok. 6,7 mln zł, które w szczegółowy sposób zostało przedstawione powyżej. Zarząd Spółki ma wątpliwości co do obowiązywania

poręczenia, jednakże z uwagi na brak jednoznacznego orzeczenia w tej kwestii z ostrożności wskazuje na potencjalną odpowiedzialność Spółki z jego tytułu.

Dysponowanie środkami pieniężnymi przez Spółki jest ograniczone na rzecz Banków, zgodnie z zapisami Umowy Kredytów.

Omawiana sytuacja nie ma bezpośredniego wpływu na jakąkolwiek inną umowę kredytową w ramach Grupy Polenergia S.A., a w szczególności nie powoduje wystąpienia przypadku naruszenia żadnej innej umowy kredytowej.

Ryzyko związane z kondycją finansową klientów

W segmencie outsourcingu energetyki przemysłowej Grupa Polenergia uzyskuje przychody w oparciu o zawierane z jednym lub kilkoma odbiorcami długoterminowe umowy dostaw energii elektrycznej i ciepłej. Kondycja finansowa klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec spółek Grupy Polenergia ma zatem kluczowe znaczenie dla powodzenia projektów, osiąganych wyników finansowych, a także dla kondycji finansowej Grupy Polenergia. Także gwałtowne zmniejszenie zużycia energii przez klienta może mieć wpływ na efektywność produkcji energii.

Przed zawarciem kontraktów i rozpoczęciem inwestycji Polenergia S.A. dokonuje kompleksowej weryfikacji potencjalnych klientów, czasem także z udziałem konsultantów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do wywiązywania się ze zobowiązań wobec Polenergia S.A., a także perspektyw kształtowania się sytuacji w branżach, w których działają. Grupa Polenergia dobiera klientów z zachowaniem wszelkiej staranności z branż o dobrym potencjale rynkowym. Spółka szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron.

Ryzyko dotyczące działań kontrahenta

Zgodnie z informacją posiadaną przez Spółkę, 2 lipca 2014 r. zgromadzenie wspólników Polskiej Energii – Pierwszej Kompanii Handlowej sp. z o.o. („PKH”), będącej jedynym odbiorcą energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów wytworzonych w FW Modlikowice (której operatorem jest spółka Talia) oraz FW Łukaszów (której operatorem jest spółka Amon), podjęło uchwałę o rozwiązaniu i likwidacji tej spółki.

Następnie, zgodnie z informacją podaną przez Spółkę w raporcie bieżącym nr 14/2015 w dniu 23 marca 2015 roku spółki zależne Spółki: Amon Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością oraz Talia Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (łącznie zwane dalej „Spółkami”) otrzymały od PKH oświadczenie o wypowiedzeniu:

- 1) Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych Wynikających ze Świadectw 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 Świadectw 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.

Wyżej wymienione oświadczenia PKH pozbawione są jakichkolwiek podstaw faktycznych i prawnych i jako takie są bezskuteczne. Amon i Talia podjęły przewidziane prawem działania w celu ochrony ich interesów przed bezprawnym działaniem PKH. W szczególności złożone zostały pozwы o ustalenie, że oświadczenia PKH o wypowiedzeniu umów są bezskuteczne i nie wywołują skutków prawnych, obejmujące również – częściowo – roszczenia odszkodowawcze służące spółkom przeciwko PKH.

Zgodnie z informacją ujawniona w rejestrze przedsiębiorców likwidacja PKH została uchylona na mocy uchwały z dnia 8 marca 2017 roku.

Ewentualna likwidacja lub upadłość PKH, ani też potwierdzenie skuteczności wypowiedzenia umów, nie spowoduje utraty przez Talię oraz Amon możliwości sprzedaży.

Cała energia elektryczna wytworzona przez FW Modlikowice oraz przez FW Łukaszów może być sprzedawana do sprzedawcy zobowiązanego po cenie ogłaszanej przez Prezesa URE, zaś zielone certyfikaty mogą być zbyte na giełdzie towarowej lub w inny sposób innym podmiotom niż PKH.

W konsekwencji pomimo możliwej likwidacji lub upadłości obecnego jedyne odbiorcy energii elektrycznej i zielonych certyfikatów wytwarzanych przez FW Modlikowice oraz FW Łukaszów, farmy mogą sprzedawać wytworzoną energię elektryczną i zielone certyfikaty.

Należy zaznaczyć, że łączna cena sprzedaży energii elektrycznej oraz certyfikatów przewidziana w umowę sprzedaży z PKH jest znacząco wyższa od rynkowych cen zielonych certyfikatów oraz energii elektrycznej. 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. Wprawdzie umowy z PKH zostały zawarte na czas określony do dnia 1 marca 2027 roku, to jednak nie jest także możliwe wskazanie okresu, w jakim spodziewany jest spadek zysku w obu spółkach, bez znajomości cen energii elektrycznej sprzedawanej do sprzedawcy zobowiązanego oraz rynkowych cen zielonych certyfikatów tym okresie.

Nie można wykluczyć sytuacji, że niezależnie od wyniku postępowania sądowego straty spółek Amon i Talia spowodowane opisanymi powyżej działaniami nie zostaną w pełni zrekomensowane z uwagi na brak środków po stronie PKH.

Niezależnie od przebiegu postępowania sądowego przeciwko PKH spółki Amon i Talia rozważą złożenia odpowiedniego powództwa odszkodowawczego względem jedyne wspólnika PKH, tj. Tauron Polska Energia.

Ryzyko związane z sezonowością działalności

Warunki wietrzne determinujące produkcję energii elektrycznej farm wiatrowych charakteryzują się nierównym rozkładem w okresie roku. W okresie jesienno-zimowym warunki wietrzne są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim. Polenergia S.A. podejmuje decyzje o budowie farm wiatrowych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

Ryzyko związane z czasowym wstrzymaniem produkcji w wyniku awarii, zniszczenia lub utraty majątku

Poważna awaria, uszkodzenie, utrata części lub całości rzeczowego majątku trwałego posiadanego przez Grupę Polenergia, może spowodować czasowe wstrzymanie produkcji. W tym przypadku Grupa może mieć trudności z terminową realizacją umów, co z kolei może pociągać za sobą konieczność zapłaty kar umownych. Taka sytuacja może spowodować nie tylko obniżenie jakości obsługi klientów, ale także istotne pogorszenie wyników finansowych.

Grupa posiada ubezpieczenie na wypadek utraty marży brutto oraz ubezpieczenie majątku, stąd uszkodzenie, zniszczenie lub jego awaria zostaną co najmniej częściowo skompensowane otrzymanym odszkodowaniem.

W opinii Polenergia S.A. oraz członków jej Grupy Kapitałowej zawarli oni umowy ubezpieczenia, które w wystarczającym zakresie chronią ich przed ryzykami związanymi z prowadzoną działalnością gospodarczą. Nie można jednak z całą pewnością wykluczyć, że wysokość szkód spowodowanych wystąpieniem zdarzeń objętych ochroną ubezpieczeniową może przekroczyć limity ubezpieczenia, które zostały objęte polisą. Dodatkowo nie można wykluczyć wystąpienia zdarzenia, które nie będzie objęte ubezpieczeniem, co może zmusić Spółkę do ponoszenia znacznych nakładów na pokrycie szkody.

Ryzyko wpływu niekorzystnych warunków pogodowych na produkcję energii elektrycznej przez farmy wiatrowe eksploatowane przez Grupę

Wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez farmy wiatrowe zależy przede wszystkim od wietrzności. Warunki te mogą okazać się mniej korzystne od zakładanych i mogą spowodować osiągnięcie mniejszego wolumenu produkcji od zakładanego.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy oraz perspektywy jej rozwoju.

Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność Polenergia S.A. i spółek z Grupy Kapitałowej prowadzona jest przede wszystkim w oparciu o wiedzę i doświadczenie wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Ze względu na niedobór na rynku pracy ekspertów wyspecjalizowanych w obszarze energetyki odnawialnej oraz na możliwe działania konkurencji, zarówno obecnej jak i przyszłej, mające na celu przejście tych specjalistów poprzez oferowanie im konkurencyjnych warunków pracy i płacy istnieje ryzyko odejścia pracowników o kluczowym znaczeniu z punktu widzenia rozwoju Polenergia S.A. Mogłoby to mieć wpływ na wyniki i realizację strategii Polenergia S.A.

Ryzyko to jest ograniczane przez:

- wysoką, wewnętrzną kulturę organizacyjną Polenergia S.A., dzięki której pracownicy identyfikują się ze Spółką,
- odpowiednie kształtowanie motywacyjno – lojalnościowego systemu wynagrodzeń,
- zarządzanie wiedzą i szeroki program szkoleń.

Ryzyko związane z działalnością operacyjną w obiektach

W pracy obiektów przemysłowych oraz sieci dystrybucyjnych istnieją zagrożenia nieosiągnięcia planowanej sprawności i dyspozycyjności obiektów i sieci oraz niedotrzymania warunków kontraktowych dostaw energii i gazu. Doświadczenie Polenergia S.A. pokazuje, że ryzyko wystąpienia niespodziewanych awarii skutkujących przekroczeniem budżetów operacyjnych w obiektach jest małe. W ramach ograniczania tego ryzyka spółki z Grupy Kapitałowej Polenergia doskonali procedury eksploatacji oraz zawierają umowy ubezpieczenia lub stosują zapisy kontraktowe pozwalające przenieść ewentualne dodatkowe koszty na podwykonawców.

Ryzyko wynikające z zabezpieczenia przepływów środków pieniężnych

Zabezpieczenie ryzyka stopy procentowej

Na dzień 30 czerwca 2017 roku, Grupa posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych:

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia w tys. PLN	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
2019-04-29	67 804,00	4,95%	IRS
2021-06-15	141 693,00	3,07%	IRS
209 497,00			

Wartość godziwa instrumentu zabezpieczającego na dzień bilansowy 6.597 tys. złotych i jest zaprezentowana w zobowiązaniach długoterminowych.

Celem zawarcia transakcji zabezpieczających jest ograniczenie wpływu zmian stopy procentowej na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych płatności rat 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 w rachunek zysków w momencie ich realizacji.

Na dzień 30 czerwca 2017 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych 726 tys. złotych 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 rocznego, odrębnie dla każdej z osób

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 22.2 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

- a. postępowania dotyczącego zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem: przedmiotu postępowania oraz stanowiska emitenta

Spółki zależne Spółki – Amon Sp. z o.o. oraz Talia Sp. z o.o., każda z osobną, 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 Świadectw 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 Świadectw 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.
- b. Ponadto spółka dochodzi w postępowaniu roszczeń odszkodowawczych dotyczących sprzedaży zielonych certyfikatów, uzyskanych przez obie spółki za część okresu objętego roszczeniem o stwierdzenie bezskuteczności wypowiedzeń, na warunkach rynkowych. W tym zakresie roszczenia Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. mogą ulegać zwiększeniu. Powyższa sprawa nie spowodowała utraty przez Spółki Amon i Talia możliwości sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia, ponieważ może ona się odbywać do sprzedawcy z urzędu po cenie ogłoszonej przez Prezesa URE – w przypadku energii elektrycznej i na giełdzie towarowej lub w inny sposób innym podmiotom – w przypadku zielonych certyfikatów. Jednakże o ile cena sprzedaży energii elektrycznej do sprzedawcy z urzędu jest obecnie zbliżona do ceny sprzedaży wynikającej z umów z Polską Energią – Pierwszą Kompanią Handlową sp. z o.o. w likwidacji, o tyle obecna rynkowa cena zielonych certyfikatów jest znacząco niższa od ceny sprzedaży do ich dotychczasowego odbiorcy. 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. dwu lub więcej postępowań dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem łącznej wartości postępowań odrębnie w grupie zobowiązań oraz wierzytelności wraz ze stanowiskiem emitenta w tej sprawie oraz, w odniesieniu do największych postępowań w grupie zobowiązań i grupie wierzytelności –

ze wskazaniem ich przedmiotu, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania oraz stron wszczętego postępowania

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

c. inne postępowania

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 20.222 tys. złotych 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. Stosownie do tego w marcu 2017 roku Eolos Polska Sp. z o.o. skierował do Certyfikaty Sp. z o.o. i Polenergia Obrót S.A. wezwanie do zapłaty, w którym podniósł dodatkowe roszczenie o zapłatę kwoty 7.672.136,00 zł. Spółka posiada informacje, że Eolos Sp. z o.o. rozszerzył powództwo o wskazaną kwotę objętą wezwaniem. 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 – Polenergia Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. dochodzi od jednego ze swoich kontrahentów zapłaty, ok. 40 tys. złotych tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. W sprawie zapadł wyrok Sądu pierwszej instancji, korzystny dla ww. Spółki. Obecnie strony oczekują na pisemne uzasadnienie wyroku, możliwe jest zatem złożenie apelacji przez pozwanego. Ponadto, wspomniana spółka dochodzi zapłaty należności w kwocie ok. 420 tysięcy zł. Strona przeciwna wyraziła wolę ugodowego załatwienia sprawy, Spółka oczekuje na konkretną propozycję ugodową ze strony pozwanego. 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 400 tys. złotych. 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. złotych. 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 tys. złotych, odnośnie której to należności toczy się postępowanie egzekucyjne. Spółka nie rozpoznaje tych należności w bilansie.

Ponadto spółka zależna Spółki – 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 toczy się z powództwa Elektrownia Północ Sp. z o.o. postępowanie o zapłatę kary umownej za naruszenie umowy o wartości sporu wynoszącej 100 tys. złotych. Obecnie sprawa została przyjęta do rozpoznania przez Sąd Najwyższy.

Starosta Złotoryjski wydał dwie decyzje zezwalające Amon Sp. z o.o. i jedną zezwalającą Talia Sp. z o.o. na wyłączenie z produkcji rolniczej gruntów rolnych pod budowę elektrowni wiatrowych wraz z drogami dojazdowymi. Jednocześnie w tych decyzjach zostały ustalone należności za przedmiotowe wyłączenie z produkcji rolniczej użytków rolnych, w łącznej kwocie 1.705.653,36 zł. wobec Amon Sp. z o.o. i w kwocie 831.062,20 zł. wobec Talia Sp. z o.o. Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. złożyły do Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Legnicy (SKO) wnioski o stwierdzenie nieważności ww. decyzji wraz z wnioskami o wstrzymanie ich wykonania. SKO stwierdziło nieważność decyzji. W opinii Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. Staroście Złotoryjskiemu nie przysługuje prawo złożenia wniosków o ponowne rozpoznanie sprawy. Samorządowe Kolegium Odwoławcze w Legnicy stwierdziło nieważność przedmiotowych decyzji, co powoduje brak podstawy do naliczenia należności za wyłączenie

użytków rolnych z produkcji rolnej i ewentualną konieczność ponownego merytorycznego rozpatrzenia sprawy.

Spółka zależna Spółki – Energopep Sp. z o.o. Sp. k. prowadzi postępowanie o zapłatę kwoty 100 tys. złotych przeciwko członkowi zarządu kontrahenta. Podstawą jest nieterminowe zgłoszenie wniosku o upadłość. Sprawa została korzystnie rozstrzygnięta przez sąd I instancji, a spółka oczekuje wpływu apelacji pozwanego od ww. wyroku.

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 nocie 41 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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 25 i 28 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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 i Mycielin,
- 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.