

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ POENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY
DNIA 30 CZERWCA 2016 ROKU**

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Bartłomiej Dujczyński – Członek Zarządu

Warszawa, 10 sierpnia 2016 roku

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2016 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za pierwsze półrocze 2016 roku.

W okresie sześciu miesięcy 2016 roku Polenergia osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 118,5 mln PLN oraz 29,0 mln PLN, co stanowi zmianę w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 8,3 mln PLN (8%) i minus 14,1 mln PLN (minus 33%).

Wyniki Grupy Polenergia (tys. PLN)	6M 2016				2 kwartał 2016			
	6M 2016	6M 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]	2 kwartał 2016	2 kwartał 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	1 341 631	1 304 941	36 690		642 839	654 698	(11 859)	
Przychody z tytułu świadczeń pochodzenia	24 863	50 405	(25 542)		1 150	22 859	(21 709)	
Przychody ze sprzedaży	1 366 494	1 355 346	11 148		643 989	677 557	(33 568)	
w tym Segment obrotu	1 045 626	1 005 862	39 764		507 424	515 095	(7 671)	
Koszt własny sprzedaży	(1 288 474)	(1 273 785)	(14 689)		(634 866)	(648 163)	13 297	
w tym Segment obrotu	(1 043 613)	(998 033)	(45 580)		(514 392)	(510 991)	(3 401)	
Zysk brutto ze sprzedaży	78 020	81 561	(3 541)	-4%	9 123	29 394	(20 271)	-69%
Pozostałe przychody operacyjne	4 609	2 873	1 736		3 171	1 669	1 502	
Koszty ogólnego zarządu	(16 434)	(14 942)	(1 492)		(7 745)	(6 897)	(848)	
Pozostałe koszty operacyjne	(55 870)	(2 131)	(53 739)		(55 292)	(750)	(54 542)	
Zysk operacyjny	10 325	67 361	(57 036)		(50 743)	23 416	(74 159)	
Amortyzacja	56 182	41 559	14 623		29 440	20 808	8 632	
Odpis aktualizujący development farm wiatrowych	54 213	-	54 213		54 213	-	54 213	
EBITDA	120 720	108 920	11 800	11%	32 910	44 224	(11 314)	-26%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(1 362)	1 206	(2 568)		(681)	603	(1 284)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	143	(143)		-	-	-	
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(813)	-	(813)		(813)	-	(813)	
Skorygowana EBITDA*	118 545	110 269	8 276	8%	31 416	44 827	(13 411)	-30%
Przychody finansowe	5 669	4 956	713		4 492	744	3 748	
Koszty finansowe	(32 170)	(22 930)	(9 240)		(17 808)	(11 185)	(6 623)	
Zysk (Strata) brutto	(16 176)	49 387	(65 563)		(64 059)	12 975	(77 034)	
Podatek dochodowy	(8 871)	(13 381)	4 510		2 585	(3 601)	6 186	
Zysk (Strata) netto	(25 047)	36 006	(61 053)	-170%	(61 474)	9 374	(70 848)	-756%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	3 000	5 076	(2 076)		1 500	2 538	(1 038)	
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	1 111	(476)	1 587		864	678	186	
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	1 005	2 407	(1 402)		581	1 930	(1 349)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	116	(116)		-	-	-	
Odpis aktualizujący development farm wiatrowych	54 213	-	54 213		54 213	-	54 213	
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(5 285)	-	(5 285)		(5 285)	-	(5 285)	
Skorygowany Zysk Netto*	28 997	43 129	(14 132)	-33%	(9 601)	14 520	(24 121)	-166%
Skorygowana Marża EBITDA	8,7%	8,1%	0,5%		4,9%	6,6%	-1,7%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	121 054	106 836	14 218		40 536	41 394	(858)	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	37,7%	30,6%	7,2%		29,7%	25,5%	4,2%	

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

Segment energetyki wiatrowej zanotował nieznaczny spadek EBITDA (narastająco o 0,4 mln PLN, w samym drugim kwartale wynik był gorszy o 3,8 mln PLN), przede wszystkim w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany ujęciem wyników farm wiatrowych Mycielina (o mocy 48 MW) oraz Skurpie (43,7 MW), które nie funkcjonowały w analogicznym okresie 2015 roku. Ponadto, w FW Łukaszów i Modlikowice dokonano redukcji kosztów operacyjnych w wyniku renowacji umowy serwisowej turbin.

Wynik operacyjny segmentu energetyki konwencjonalnej był zgodny z oczekiwaniami i istotnie wyższy od wyniku ubiegłorocznego (narastająco 7,8 mln PLN), w związku z aktualizacją (w pierwszym kwartale) 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.

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. Z perspektywy drugiego kwartału wynik był gorszy o 3 mln PLN, co było głównie spowodowane niższymi rekompensatami wynikającym ze spadków cen gazu.

Wynik segmentu dystrybucji był w pierwszym półroczu istotnie wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego, co było w głównej mierze spowodowane rozwiązaniem rezerw na rozliczenia z kontrahentem w pierwszym kwartale. Także w ujęciu drugiego kwartału wyniki były wyższe niż w roku ubiegłym, ze względu na wyższe wolumeny oraz marże w obszarze dystrybucji energii elektrycznej i gazu.

EBITDA segmentu obrotu osiągnięta w pierwszym półroczu, jak i w drugim kwartale 2016 roku jest gorsza od ubiegłorocznej (o odpowiednio 5,9 mln PLN i 11,2 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na pogorszenie rentowności ich portfela (w tym wyceny magazynu na koniec czerwca). Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu gazem.

Wynik segmentu biomasy na poziomie EBITDA był zbliżony do rezultatów osiągniętych w roku ubiegłym.

Należy zwrócić uwagę, na poprawę wyników w obszarze kosztów zarządzania Grupą związaną z powziętym programem oszczędnościowym.

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń marża EBITDA w ujęciu narastającym wyniosła 8,7% i była nieznacznie wyższa od ubiegłorocznej (w rezultacie lepszych wyników segmentów kogeneracji oraz dystrybucji.). W samym drugim kwartale marża wyniosła 4,9% i spadła w stosunku do ubiegłego roku głównie w wyniku spadku cen certyfikatów obciążającym wynik segmentów obrotu oraz wiatru.

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 2016 roku około 80% przychodów Grupy) wzrosła w omawianym okresie o ponad 7 p.p. do 37,7%, a w samym drugim kwartale o ponad 4 p.p. do 29,7%.

Niższy wynik z działalności finansowej jest związany ze wzrostem kosztów odsetek wynikającym z uruchomienia nowych projektów. Ponadto, na poziomie zysku netto wynik został obciążony odpisami aktualizującymi wartość projektów farm wiatrowych w developmencie oraz należności (o charakterze niepieniężnym), co było związane z wejściem w życie tzw. ustawy odległościowej.

Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 lipca 2015 roku do 30 czerwca 2016 roku) wyniosła 231,2 mln PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 czerwca 2016 roku wynoszącego 788,1 mln PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,41x. Na koniec poprzedniego kwartału roku wskaźnik ten wynosił 3,25x (przy EBITDA i długu netto wynoszących odpowiednio 244,6 oraz 794,5 mln PLN).

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w okresie pierwszego półrocza oraz drugiego kwartału 2016 roku w podziale na segmenty działalności.

Sprawozdanie z Działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2016 roku

6M 2016 (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	142,1	0,0	27,5	81,3	65,3	1 045,6	3,2	1,4	1 366,5
Koszty operacyjne	(98,4)	(0,3)	(24,3)	(56,6)	(53,1)	(1 043,6)	(7,0)	(5,1)	(1 288,5)
w tym amortyzacja	(9,8)	-	(2,0)	(36,4)	(2,1)	(0,0)	(0,8)	(5,1)	(56,2)
Zysk brutto ze sprzedaży	43,8	(0,3)	3,3	24,7	12,2	2,0	(3,8)	(3,7)	78,0
Marża zysku brutto ze sprzedaży	30,8%	"n/a"	11,8%	30,4%	18,6%	0,2%	-117,7%	-271,8%	5,7%
Koszty ogólnego zarządu	(3,6)	(0,6)	(1,2)	(3,6)	(2,5)	(4,7)	(0,2)	-	(16,4)
Pozostała działalność operacyjna	(0,6)	(54,2)	0,3	2,1	0,1	0,2	0,9	-	(51,3)
w tym odpis aktualizujący development farm wiatrowych		(54,2)							(54,2)
Zysk z działalności operacyjnej	39,6	(55,2)	2,4	23,2	9,8	(2,5)	(3,2)	(3,7)	10,3
EBITDA	49,4	(1,0)	4,4	59,5	11,9	(2,5)	(2,3)	1,4	120,7
Marża EBITDA	34,7%	"n/a"	15,8%	73,2%	18,2%	-0,2%	-72,0%	100,0%	8,8%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(1,4)	(1,4)
Efekt sprzedaży EC Zakrzów							(0,8)		(0,8)
Skorygowana EBITDA	49,4	(1,0)	4,4	59,5	11,9	(2,5)	(3,1)	-	118,5
Marża na skorygowanej EBITDA	34,7%	"n/a"	15,8%	73,2%	18,2%	-0,2%	-97,2%	0,0%	8,7%
Wynik na działalności finansowej	(3,3)	(0,1)	(0,4)	(26,5)	(0,8)	(0,7)	5,3	-	(26,5)
Zysk (Strata) brutto	36,3	(55,2)	1,9	(3,4)	9,0	(3,2)	2,1	(3,7)	(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
Odpis aktualizujący development farm wiatrowych									54,2
Efekt sprzedaży EC Zakrzów									(5,3)
Skorygowany Zysk Netto									29,0

6M 2015 (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	167,2	0,2	31,4	71,4	79,2	1 005,9	-	-	1 355,3
Koszty operacyjne	(130,9)	(0,4)	(28,7)	(36,0)	(70,4)	(998,0)	(3,1)	(6,3)	(1 273,8)
w tym amortyzacja	(9,3)	-	(2,0)	(22,6)	(2,0)	(0,0)	(0,6)	(5,1)	(41,6)
Zysk brutto ze sprzedaży	36,3	(0,2)	2,8	35,4	8,8	7,8	(3,1)	(6,3)	81,6
Marża zysku brutto ze sprzedaży	21,7%	-95,1%	8,8%	49,6%	11,1%	0,8%	"n/a"	"n/a"	6,0%
Koszty ogólnego zarządu	(3,5)	(0,3)	(0,5)	(0,6)	(2,3)	(4,4)	(3,3)	-	(14,9)
Pozostała działalność operacyjna	(0,5)	(0,3)	0,4	2,5	(0,7)	(0,0)	(0,6)	-	0,7
Zysk z działalności operacyjnej	32,3	(0,8)	2,7	37,3	5,8	3,4	(7,1)	(6,3)	67,4
EBITDA	41,6	(0,8)	4,7	59,9	7,8	3,4	(6,4)	(1,2)	108,9
Marża EBITDA	24,9%	-386,8%	14,8%	83,9%	9,8%	0,3%	"n/a"	"n/a"	8,0%
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							0,1		0,1
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								1,2	1,2
Skorygowana EBITDA	41,6	(0,8)	4,7	59,9	7,8	3,4	(6,3)	-	110,3
Marża na skorygowanej EBITDA	24,9%	-386,8%	14,8%	83,9%	9,8%	0,3%	"n/a"	"n/a"	8,1%
Wynik na działalności finansowej	(4,5)	(0,0)	(0,6)	(14,3)	(1,0)	(0,7)	3,1	-	(18,0)
Zysk (Strata) brutto	27,8	(0,8)	2,1	23,0	4,8	2,7	(4,0)	(6,3)	49,4
Podatek dochodowy									(13,4)
Zysk (strata) netto za okres									36,0
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia									5,1
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									(0,5)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									2,4
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									0,1
Skorygowany Zysk Netto									43,1
Skorygowana EBITDA rdr	7,8	(0,2)	(0,3)	(0,4)	4,1	(5,9)	3,2	-	8,3

Sprawozdanie z Działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2016 roku

2 kwartał 2016 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność developerska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	58,6	0,0	12,9	28,0	34,0	507,4	2,4	0,7	644,0
Koszty operacyjne	(45,2)	(0,2)	(11,5)	(29,5)	(29,0)	(514,4)	(2,6)	(2,5)	(634,9)
w tym amortyzacja	(4,9)	-	(1,0)	(19,6)	(1,0)	(0,0)	(0,4)	(2,5)	(29,4)
Zysk brutto ze sprzedaży	13,4	(0,2)	1,4	(1,4)	5,0	(7,0)	(0,2)	(1,9)	9,1
Marża zysku brutto ze sprzedaży	22,8%	"n/a"	10,7%	-5,0%	14,7%	-1,4%	-9,3%	-271,8%	1,4%
Koszty ogólnego zarządu	(1,9)	(0,4)	(0,9)	(2,0)	(1,4)	(2,2)	1,1	-	(7,7)
Pozostała działalność operacyjna	(0,2)	(54,2)	0,3	1,1	0,1	0,1	0,7	-	(52,1)
w tym odpis aktualizujący development farm wiatrowych		(54,2)							(54,2)
Zysk z działalności operacyjnej	11,3	(54,8)	0,8	(2,4)	3,7	(9,1)	1,6	(1,9)	(50,7)
EBITDA	16,2	(0,5)	1,8	17,2	4,7	(9,1)	2,0	0,7	32,9
Marża EBITDA	27,7%	"n/a"	13,8%	61,3%	13,7%	-1,8%	86,4%	100,0%	5,1%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(0,7)	(0,7)
Efekt sprzedaży EC Zakrzów							(0,8)		(0,8)
Skorygowana EBITDA	16,2	(0,5)	1,8	17,2	4,7	(9,1)	1,2	-	31,4
Marża na skorygowanej EBITDA	27,7%	"n/a"	13,8%	61,3%	13,7%	-1,8%	52,0%	0,0%	4,9%
Wynik na działalności finansowej	(1,4)	(0,0)	(0,2)	(15,4)	(0,4)	(0,3)	4,3	-	(13,3)
Zysk (strata) brutto	9,9	(54,8)	0,6	(17,7)	3,2	(9,4)	6,0	(1,9)	(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
Odpis aktualizujący development farm wiatrowych									54,2
Efekt sprzedaży EC Zakrzów									(5,3)
Skorygowany Zysk Netto									(9,6)

2 kwartał 2015 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność developerska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	79,6	(0,1)	15,1	27,0	40,9	515,1	0,0	-	677,6
Koszty operacyjne	(63,3)	0,2	(14,0)	(18,2)	(36,6)	(511,0)	(2,0)	(3,1)	(648,2)
w tym amortyzacja	(4,7)	-	(1,0)	(11,3)	(1,0)	(0,0)	(0,3)	(2,5)	(20,8)
Zysk brutto ze sprzedaży	16,3	0,1	1,0	8,8	4,2	4,1	(2,0)	(3,1)	29,4
Marża zysku brutto ze sprzedaży	20,5%	-79,0%	6,9%	32,4%	10,4%	0,8%	"n/a"	"n/a"	4,3%
Koszty ogólnego zarządu	(1,6)	(0,2)	(0,2)	(0,4)	(1,3)	(2,1)	(1,1)	-	(6,9)
Pozostała działalność operacyjna	(0,2)	(0,1)	0,1	1,3	(0,1)	(0,0)	(0,1)	-	0,9
Zysk z działalności operacyjnej	14,5	(0,2)	0,9	9,7	2,8	2,0	(3,2)	(3,1)	23,4
EBITDA	19,2	(0,2)	1,9	21,0	3,8	2,0	(2,9)	(0,6)	44,2
Marża EBITDA	24,1%	208,0%	12,8%	77,8%	9,2%	0,4%	"n/a"	"n/a"	6,5%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								0,6	0,6
Skorygowana EBITDA	19,2	(0,2)	1,9	21,0	3,8	2,0	(2,9)	-	44,8
Marża na skorygowanej EBITDA	24,1%	208,0%	12,8%	77,8%	9,2%	0,4%	"n/a"	"n/a"	6,6%
Wynik na działalności finansowej	(2,1)	(0,1)	(0,3)	(8,6)	(0,5)	(0,2)	1,4	-	(10,4)
Zysk (Strata) brutto	12,4	(0,3)	0,7	1,1	2,3	1,8	(1,9)	(3,1)	13,0
Podatek dochodowy									(3,6)
Zysk (strata) netto za okres									9,4
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									2,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,7
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									1,9
Skorygowany Zysk Netto									14,5
Skorygowana EBITDA rdr	(3,0)	(0,3)	(0,2)	(3,8)	0,9	(11,2)	4,2	-	(13,4)

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

Skutki 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 zostały opisane w nocie 7 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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
	2016	2015	
Przychody ze sprzedaży na działalności kontynuowanej	1 366,5	1 355,3	11,1
EBITDA na działalności kontynuowanej	120,7	108,9	11,8
Skorygowana EBITDA	118,5	110,3	8,3
Zysk/Strata Netto	-25,0	36,0	(61,0)
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	29,0	43,1	(14,1)

Na wynik za pierwsze półrocze 2016 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wynik lepszy o 11,8 mln PLN):

- Istotnie wyższy wynik segmentu energetyki konwencjonalnej (o 7,8 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale) 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.

Zgodnie z Polityką Rachunkowości ENS, zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015), roku zostały ujęte w bieżącym okresie;

- Gorszy wynik segmentu energetyki odnawialnej (o 0,4 mln PLN) spowodowany przede wszystkim niższymi cenami zielonych certyfikatów, tylko częściowo skompensowany ujęciem wyników FW Mycielin i FW Skurpie, które nie funkcjonowały w analogicznym okresie 2015 roku;
- Niższy wynik segmentu obrotu (o 5,9 mln PLN); spowodowany spadkiem cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na pogorszenie rentowności tego portfela (w tym wyceny magazynu na koniec czerwca). Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu gazem;
- Wyższy wynik segmentu dystrybucji (o 4,1 mln PLN) wynikający z lepszych wyników operacyjnych (wolumeny) projektów oraz rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem;
- Nieznacznie gorszy wynik segmentu biomasy (o 0,3 mln PLN);
- Sprzedaż projektu EC Zakrzów (wpływ 0,8 mln PLN);

- Nieznacznie gorszy wynik segmentu developmentu (o 0,2 mln PLN);
- Istotnie niższe (w skali EBITDA o 3,2 mln PLN) koszty niealokowane zarządzania Grupą w wyniku powziętego programu oszczędnościowego;
- Korzystniejszy efekt rozliczenia ceny nabycia (plus 2,6 mln PLN).

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wynik lepszy o 8,3 mln PLN):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik lepszy o 11,8 mln PLN);
- Brak kosztów pozyskania finansowania, które wystąpiły w 2015 roku (minus 0,1 mln PLN r/r);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (różnica minus 2,6 r/r);
- Eliminacja wyniku na sprzedaży projektu Zakrzów (efekt negatywny 0,8 mln PLN),

c) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wynik gorszy o 14,1 mln PLN):

- Wpływ skorygowanej EBITDA (wynik lepszy o 8,3 mln PLN);
- Wyższa amortyzacja z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (o 14,6 mln PLN) wynikająca przede wszystkim z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
- Niższe przychody z tytułu odsetek (o 1,6 mln PLN) wynikające z niższego średniokresowego salda środków pieniężnych oraz niższych stóp procentowych;
- Wyższe koszty z tytułu odsetek i prowizji (o 9,9 mln PLN) wynikające z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
- Niższy podatek dochodowy (o 3,7 mln PLN) wynikający z gorszego wyniku brutto wskutek powyżej opisanych czynników.

d) Na poziomie zysku netto (wynik gorszy o 61,1 mln PLN):

- Wpływ skorygowanego zysku netto (wynik gorszy o 14,1 mln PLN);
- Negatywny wpływ z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych (o 2,0 mln PLN);
- Pozytywny wpływ wyceny kredytów (o 1,7 mln PLN);
- Koszty związane z rozliczeniem ceny nabycia (wpływ pozytywny 2,6 mln PLN);
- Odpis aktualizujący (niegotówkowy) wartość projektów oraz należności (54,2 mln PLN);
- Sprzedaż projektu EC Zakrzów (4,0 mln PLN);
- Dodatni wpływ podatku dochodowego od ww. zdarzeń (0,8 mln PLN).

5. Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie pierwszego półrocza 2016 roku

ENERGETYKA KONWENCJONALNA

ENS

Działalność operacyjna obiektu w pierwszym półroczu 2016 roku przebiegała zgodnie z planem. Wyższy wynik operacyjny w stosunku do roku 2015 wynika z aktualizacji (w pierwszym kwartale) 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. Wynik drugiego kwartału był niższy niż w roku ubiegłym głównie ze względu na niższe przychody z rekompensaty kosztów gazu w związku z niższą zmienną ceną gazu.

EL Mercury

Wynik operacyjny w zakończonym kwartale oraz w ujęciu narastającym był niższy od ubiegłorocznego ze względu na niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej spowodowany mniejszą podażą gazu koksującego dostarczanego przez WZK Victoria oraz niższą cenę sprzedaży.

EC Zakrzów

Wynik operacyjny w pierwszym półroczu był nieco wyższy w porównaniu do ubiegłorocznego, ze względu na niższe ceny gazu.

W dniu 16 czerwca 2016 roku została sfinalizowana transakcja sprzedaży przez Spółkę projektu tj, sprzedaż aktywów energetycznych składających się na EC Zakrzów oraz 2 spółek celowych. Wynik na transakcji na poziomie EBITDA wyniósł 0,8m PLN, a na poziomie zysku netto 5,3m PLN.

ENERGETYKA WIATROWA

Łączne wyniki segmentu wiatr były niższe niż ubiegłoroczne (spadek EBITDA o 0,4 mln PLN), co było przede wszystkim związane ze spadkiem cen zielonych certyfikatów oraz gorszą wietrznością, co zostało częściowo skompensowane ujęciem wyników farm Skurpie oraz Mycielin (nie funkcjonowały w pierwszym półroczu 2015 roku).

Farma Wiatrowa Puck

W okresie pierwszego półrocza, jak i drugiego kwartału 2016 roku produkcja energii elektrycznej była niższa niż w roku ubiegłym, co przełożyło się na gorszy wynik operacyjny.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

W okresie drugiego kwartału 2016 roku, jak i w ujęciu narastającym, produkcja energii elektrycznej w obu farmach była niższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Ponadto, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego w projektach tych osiągnięto niższe wyniki ze względu na brak realizacji umów zakupu przez kontrahenta.

Powyższe negatywne czynniki udało się częściowo skompensować, w wyniku renegotjacji umowy serwisowej turbin.

Farmy Wiatrowe Gawłowice i Rajgród

W drugim kwartale 2016 roku, jak i w ujęciu narastającym wyniki operacyjne farm wiatrowych Gawłowice i Rajgród były niższe niż osiągnięte w 2015 roku ze względu na nieco niższy wolumen generacji oraz niższy poziom cen rynkowych zielonych certyfikatów.

Farma Wiatrowa Skurpie

Minione półrocze było pierwszym pełnym okresem funkcjonowania farmy wiatrowej Skurpie (po rozbudowie) o mocy 43,7 MW.

Farma Wiatrowa Mycielin

Farma wiatrowa Mycielin o mocy 48 MW uzyskała pozwolenie na użytkowanie w lutym 2016 roku (produkcja ze wszystkich turbin została rozpoczęta w czwartym kwartale 2015 roku).

DYSTRYBUCJA

W pierwszym półroczu 2016 roku działalność operacyjna Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja przebiegała zgodnie z planem. Na poziomie bieżącej działalności operacyjnej wyniki spółek zarówno w drugim półroczu, jak i ujęciu narastającym były wyższe niż w roku ubiegłym, ze względu na wyższe wolumeny oraz marże w obszarze dystrybucji energii elektrycznej i gazu. Ponadto, w pierwszym kwartale 2016 roku rozwiązano rezerwę na rozliczenia z kontrahentem.

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

Działalność operacyjna segmentu przebiegała bez zakłóceń. Wyniki segmentu osiągnięte w pierwszym półroczu, jak i drugim kwartale 2016 roku są gorsze od ubiegłorocznych. Było to przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na pogorszenie rentowności portfela certyfikatów. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu gazem.

BIOMASA ENERGETYCZNA

Łączne wyniki segmentu były zbliżone do osiągniętych w pierwszym półroczu 2015 roku. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

W pierwszym półroczu wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. W wyniku spadku wolumenu oraz średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była nieznacznie niższa od ubiegłorocznej. W porównaniu do ubiegłego roku zakład poniósł niższe koszty jednostkowe surowca, energii oraz transportu i serwisu technicznego. W rezultacie niższego wolumenu i cen sprzedaży, w drugim kwartale bieżącego roku zakład odnotował wyniki operacyjne niższe do ubiegłorocznych.

Biomasa Energetyczna Południe

W pierwszym półroczu wolumen sprzedaży peletu był na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego. Pomimo spadku średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była wyższa od ubiegłorocznej m.in. dzięki wyższej kaloryczności produktu oraz niższym kosztom jednostkowym surowca, energii, serwisu technicznego i transportu. W rezultacie niższych cen sprzedaży, w drugim kwartale bieżącego roku zakład odnotował wyniki operacyjne niższe do ubiegłorocznych.

Biomasa Energetyczna Wschód

W pierwszym półroczu wolumen sprzedaży peletu był na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego. Pomimo spadku średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznej dzięki niższym kosztom jednostkowym surowca, energii oraz serwisu technicznego. W drugim kwartale zakład osiągnął wyniki operacyjne na poziomie wyższym w stosunku do drugiego kwartału ubiegłego roku w rezultacie większego wolumenu sprzedaży oraz wyższej kaloryczności produktu.

DZIAŁALNOŚĆ DEVELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W chwili obecnej Spółka ma w swoim portfelu projekty o łącznej mocy ok. 270 MW będące w końcowej fazie developmentu, które posiadają pozwolenie na budowę. Trwają prace nad przygotowaniem tych projektów do udziału w procesie aukcyjnym.

Dla portfela projektów, we wcześniejszej fazie developmentu (o mocy ok. 400 MW) w związku z wejściem w życie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, została podjęta decyzja o spowolnieniu procesu rozwoju. Zapisy ustawy dotyczące minimalnych odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań sprawiają, że w obecnym stanie prawnym nie ma możliwości zakończenia developmentu i uzyskania pozwolenia na budowę. Dlatego też rozwój tych projektów został zatrzymany na obecnym etapie. Planowane jest ponoszenie możliwie minimalnych nakładów w celu utrzymania tych projektów na wypadek zmiany nastawienia ustawodawcy.

Z drugiej strony – jako efekt ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych - Spółka zmuszona została do dokonania odpisów w wysokości ok. 44,5 mln PLN z tytułu trwałej utraty wartości aktywów tego portfela.

Ponadto, w związku z wejściem w życie ww. ustawy Spółka spisała należność od kontrahenta (9,7 mln PLN) będąca ostatnią ratą za sprzedaż projektu, który w świetle wejścia w życie ustawy nie ma szans na spełnienie warunku płatności.

Odpisy mają charakter niegotówkowy. Są one ujawnione w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki w pozycji pozostałe koszty operacyjne. Obciążają one wynik operacyjny Grupy pozostając, zgodnie z przyjętą definicją, bez wpływu na wynik EBITDA.

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.

Projekt budowy morskich farm wiatrowych ma charakter długoterminowy (uruchomienie pierwszej morskiej farmy wiatrowej planowane jest na lata 2021/2022). Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem.

Budowa gazociągu Bernau - Szczecin

Grupa rozwija projekt gazociągu Bernau - Szczecin łączącego systemy gazociągów Polski i Niemiec. Dzięki planowanej przepustowości 3-5 mld m³ gazu rocznie będzie on stanowił realny element dywersyfikacji dostaw gazu do Polski pozwalając na import gazu z Niemiec, jak również eksport gazu sprowadzonego do Polski za pośrednictwem budowanego obecnie gazoportu LNG w Świnoujściu.

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 tej części portfela w odpowiednim momencie.

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 Spółka odwołała prognozę wyników na rok 2016 podaną do publicznej wiadomości raportem bieżącym nr 4/2016. Do momentu stabilizacji otoczenia regulacyjnego dla energetyki odnawialnej spółka nie planuje także publikować prognozy wyników na kolejna lata.

Spółka na bieżąco analizuje zmieniające się dynamicznie otoczenie regulacyjne, w tym zmiany wprowadzone przez nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz zmiany wynikające z aktów wykonawczych do tej ustawy, które nie zostały jeszcze wydane i wpływ wspomnianych regulacji na działanie Spółki i jej wyniki finansowe. W chwili obecnej, z uwagi na brak rozporządzeń wykonawczych, nie jest możliwe dokonanie kompleksowej oceny wpływu nowych regulacji na Spółkę.

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 przykłada 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.

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 osiągnięte 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 i sprzedaje gaz ziemny na potrzeby zakładów Ceramika Paradyż i Paradyż w Tomaszowie Mazowieckim. 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 większy 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 kontrolowanym 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.

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.

Nowa Ustawa o odnawialnych źródłach energii znowelizowana w czerwcu tego roku weszła w życie w dniu 1 lipca 2016 roku i 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. Zmiany te mogą okazać się zarówno korzystne jak i niekorzystne dla inwestorów, w tym Grupy, realizujących inwestycje w obszarze odnawialnych źródeł energii. Ocena skutków wielu zapisów Ustawy o OZE będzie możliwa dopiero po ukazaniu się rozporządzeń wykonawczych, w tym w szczególności rozporządzenia o wysokości obowiązku umorzenia na 2017 r. oraz rozporządzeń dotyczących cen i wolumenów aukcji.

Wspomniane zmiany w odniesieniu do istniejących obecnie źródeł OZE obejmują m.in.:

- zniesienie obowiązku zakupu energii elektrycznej wyprodukowanej przez instalację OZE o mocy >500kW po cenie URE po 1 stycznia 2018 roku. W konsekwencji po tej dacie producenci energii z OZE nieposiadający kontraktów długoterminowych będą sprzedawać energię po cenach z rynku bilansującego;
- wprowadzenie nowego rodzaju certyfikatu dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu. W drugim półroczu 2016 z ogólnej puli 15% obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów zostanie wydzielona pula w wysokości 0,65% z przeznaczeniem na obowiązek umorzenia nowych certyfikatów „biogazowych”;
- wydłużenie terminu na potwierdzenie wysokości umorzenia zielonych certyfikatów w 2017 r. do 30 listopada 2016 roku;

Ustawa wprowadza także szereg zmian do organizacji nowego systemu wsparcia OZE w formie taryf gwarantowanych uzyskiwanych w drodze aukcji, m.in.:

- wprowadza nowy podział na koszyki technologiczne, w którym kluczowym kryterium podziału technologii jest stopień wykorzystania zainstalowanej mocy poniżej i powyżej 3504 MWh/MW/rok;
- wprowadza definicję hybrydowej instalacji OZE będącej połączeniem co najmniej dwóch instalacji OZE gwarantujących stopień wykorzystania zainstalowanej mocy powyżej 3504 MWh/MW/rok.

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.

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 (co w warunkach polskich oznacza instalacje spalania biomasy oraz elektrownie wiatrowe), a co za tym idzie szybkie wdrożenie regulacji prawnych w tym zakresie.

Z uwagi, że wspomniana ustawa zawiera opisane powyżej regulacje, konieczne będzie podjęcie przez Spółkę szeregu działań mających na celu dostosowanie się do nowego otoczenia regulacyjnego.

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 roku 2016 nadal utrzymuje się nadpodaż zielonych certyfikatów, co kształtowało ich rynkową cenę znacznie poniżej ustalonej przez Prezesa URE opłaty zastępczej wynoszącej 300,03 zł/MWh. Obecnie cena rynkowa zielonych certyfikatów ustabilizowała się w okolicach 60-70 zł/MWh, co jest wielkością niższą od szacowanej przez nas średniej granicznej ceny zielonych certyfikatów dla zachowania opłacalności spalania i współspalania biomasy. W konsekwencji w ciągu pierwszego półrocza 2016 roku obserwowany był istotny spadek produkcji energii elektrycznej z biomasy.

W związku z powyższym, w przypadku dłuższego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów na obecnym poziomie w krótkim terminie istnieje możliwość 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.

Zgodnie ze znowelizowaną ustawą OZE poziom obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów) na rok 2017 ma zostać ostatecznie ustalony przez rząd do dnia 30 listopada 2016 roku. Istnieje ryzyko, że w przypadku ustalenia istotnie niższego obowiązku niż poziom 19,35% (zdefiniowany w znowelizowanej ustawie o OZE jako maksymalny pułap) cena zielonych certyfikatów może jeszcze bardziej spaść.

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 współpalających 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 znowelizowana ustawa OZE wprowadziła pojęcie tzw. biomasy lokalnej, tj. biomasy rolnej wytworzonej w określonym oddaleniu od instalacji. Ostateczny poziom udziału takiej biomasy w ogólnej ilości biomasy ma zostać ustalony przez rząd do końca listopada tego roku.

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 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 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. Ministerstwo Energii zaprezentowało harmonogram prac legislacyjnych, który przewiduje uchwalenie ustawy wprowadzającej aukcyjny system płatności za moc do końca 2016 roku. Następnie w 2017 roku przeprowadzane mają być pierwsze aukcje na moc. Zależnie od przyjętych rozwiązań i harmonogramu ich wdrażania atrakcyjność nowych projektów konwencjonalnych takich jak Elektrownia Północ, jak i ekonomika istniejących obiektów (jak Elektrociepłownia Nowa Sarzyna i Elektrownia Mercury) może się znacząco zmienić.

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.

Ponadto, ustawa zakłada, że możliwość budowy nowej elektrowni wiatrowej na podstawie w/w pozwolenia na budowę możliwe jest tylko w okresie 3 lat od dnia wejście ustawy w życie. W tym okresie musi być uzyskane pozwolenie na użytkowanie.

Wskazane powyżej zapisy uniemożliwiły Spółce kontynuację developementu szeregu projektów farm wiatrowych, co skutkowało koniecznością dokonania odpisów. 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 ekspertyzami 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.

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.

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.

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 wytwarzanie 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 wspólnotowym 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 wspólnotowym 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 2013-2015, 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 2016 zostały przekazane na rachunek prowadzącego instalację w kwietniu 2016 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 mają obowiązek złożyć wnioski o wydanie zezwolenia na handel emisjami, które zastępować będą aktualnie obowiązujące zezwolenia i plany monitorowania. Elektrownia Mercury posiada nowe zezwolenie, a Elektrociepłownia Nowa Sarzyna jest w trakcie jego uzyskiwania.

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 70% udziałem finansowania zewnętrznego i 30% udziałem własnym. Budowa kolejnych farm wiatrowych, bioelektrowni opalanych biomasą, modernizacja istniejących urządzeń oraz rozwój projektów związanych z outsourcingiem wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej będą wymagały znacznych środków na ich sfinansowanie. Nowe projekty będą finansowane poprzez kredyty bankowe, środki własne, emisję akcji (pod warunkiem, że cena akcji będzie odzwierciedlać wartość godziwą spółki) oraz sprzedaż posiadanych udziałów w wybranych projektach.

Dotychczasowe doświadczenia Polenergia S.A. w przygotowaniu inwestycji i zabezpieczenia ich finansowania wskazują, iż profesjonalnie skonstruowane biznesplany projektów oraz utrzymywanie dobrych relacji z instytucjami finansowymi umożliwiają zapewnienie finansowania poszczególnych projektów na odpowiednim poziomie.

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 poszczególnych 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 i budowy 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 Projektów Wiatrowych. 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 Projektów Wiatrowych posiada duże doświadczenie we wszystkich aspektach przygotowywania i wdrażania projektu, takich jak development, działalność operacyjna obiektów, finansowanie. Polenergia S.A. systematycznie doskonalili 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 developmencie o mocy ok. 270 MW i jej intencją jest udział tych projektów w pierwszej aukcji organizowanej na mocy znowelizowanej ustawy o OZE. Jednocześnie Spółka planuje, że kolejne projekty wraz z ukończeniem fazy developmentu będą uczestniczyć w kolejnych aukcjach.

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.

Ponadto, posiadane projekty od strony proceduralnej charakteryzują się długim terminem ważności poszczególnych pozwoleń, co umożliwia ewentualny start w kolejnych aukcjach.

Ponadto, w przypadku Elektrowni Północ istnieje ryzyko braku otrzymania pozwolenia na budowę wynikające z protestów interesariuszy zewnętrznych (mieszkańcy, organizacje ekologiczne). Grupa w swoim postępowaniu kieruje się przestrzeganiem wytycznych regulacyjnych w tym decyzji/orzeczeń sądowych regulujących procedurę uzyskiwania pozwolenia na budowę.

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

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 (kowenantów), które poszczególne projekty winny spełniać.

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

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

Ponadto, ze względu na brak realizowania zobowiązań umownych przez jednego kontrahentów (kwestia szerzej omówiona w punkcie ryzyko działań kontrahenta) spółki Amon i Talia na koniec drugiego kwartału 2016 roku nie spełniły Wskaźnika Przewidywanego Pokrycia Obsługi Długu, Wskaźnika Pokrycia Obsługi Długu oraz Wskaźnika Zadłużenia.

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

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, osiągniętych 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.

Ponadto, 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 spółki Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w likwidacji oświadczenie o wypowiedzeniu przez PKH:

- 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 pozwy o ustalenie, że oświadczenia PKH o wypowiedzeniu umów są bezskuteczne i nie wywołują skutków prawnych.

Ewentualna likwidacja lub upadłość Polskiej Energii – Pierwszej Kompanii Handlowej sp. z o.o. w likwidacji, 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 z urzędu po cenie ogłaszanej przez Prezesa URE, zaś zielone certyfikaty mogą być zbyte na giełdzie towarowej lub w inny sposób innym podmiotom niż Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji.

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

Jednakże o ile cena sprzedaży energii elektrycznej do sprzedawcy z urzędu jest obecnie nieco wyższa niż cena sprzedaży wynikająca 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. Wprawdzie umowy z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji 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 z urzędu oraz rynkowych cen zielonych certyfikatów tym okresie.

Wskazać należy, że w ocenie spółek nie jest możliwe, zgodne z prawem, jednostronne uchylene się przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji od realizacji umów w ramach procesu likwidacji tej spółki, a także zakończenie likwidacji przed rozwiązaniem (za zgodą kontrahenta, tj. Amon lub Talia) przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji kwestii opisanych powyżej umów. Ponadto, w przypadku takiego działania, Amon oraz Talia będą miały możliwości sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w sposób wskazany powyżej oraz będą mogły dochodzić odszkodowania.

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

Ryzyko związane z ewentualnym sporem

W dniu 4 stycznia 2016 roku zostały rozwiązane (wygasły) dwie ramowe umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii („Umowy”) pomiędzy Certyfikaty Sp. z o.o. – spółką zależną Spółki („Certyfikaty”) i Eolos Polska Sp. z o.o. Rozwiązanie Umów nastąpiło na podstawie

odpowiednich ich postanowień. Rozwiązanie Umów nie będzie skutkowało konsekwencjami finansowymi po stronie spółki Certyfikaty, jednakże Grupa nie wyklucza ewentualnego sporu w tym obszarze. Informacje co do aktualnego stanu postępowania sądowego dot. sporu zawarte są w sprawozdaniu finansowym.

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 przejęcie 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 doskonałą procedurą eksploatacji oraz zawierają umowy ubezpieczenia lub stosują zapisy kontraktowe pozwalające przenieść ewentualne dodatkowe koszty na podwykonawców.

Ryzyko wynikające z zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Zabezpieczenie ryzyka stopy procentowej

Na dzień 30 czerwca 2016 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	82 984	4,95%	IRS
2021-06-15	143 649	3,07%	IRS

Wartość godziwa instrumentów zabezpieczających na dzień bilansowy wynosi 11.789 tysięcy złotych i jest zaprezentowana w zobowiązaniach.

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

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

Na dzień 30 czerwca 2016 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych kosztach stanowiących część kapitałów własnych 721 tys. zł (2015: 3.632 tys. zł) z tytułu efektywnej części wyceny instrumentu zabezpieczającego do wartości godziwej.

8. Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu 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 osobna, złożyły powództwa o stwierdzenie bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.:

1) Umowy Sprzedaży Praw Majątkowych Wynikających ze 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.

Sprawy są w toku.

- b. 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. dochodzi, solidarnie, od spółek zależnych Spółki: Certyfikaty Sp. z o.o. oraz Polenergia Obrót S.A. zabezpieczenia powództwa o zapłatę kar umownych w łącznej kwocie ok. 19,8 mln PLN z tytułu rzekomego niewykonania umów, które wygasły w dniu 5 stycznia 2016 roku. 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 swoich kontrahentów zapłaty, łącznie, ok. 80.tys. PLN tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. Sprawy w toku. Ponadto, wspomniana spółka dochodzi zapłaty należności w kwocie ok. 420 tys. PLN. 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 700 tys. PLN. Ponadto, Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. wystąpiła z pozwem przeciwko jednemu z dostawców energii elektrycznej o zwrot nadpłaty za dostarczoną energię. Wartość przedmiotu sporu wynosi około 550 tys. PLN. Pozwany uznał zasadność roszczenia, jednak zgłosił zarzut potrącenia dotyczący należności za dostawy energii w innym okresie. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. uznaje roszczenie wzajemne pozwanego za nieuzasadnione. Zdaniem spółki zapłaciła ona na rzecz dostawcy całość należności za dostarczoną jej energię.

Spółka zależna Spółki – Polenergia Obrót S.A. dysponuje tytułem wykonawczym przeciwko swojemu kontrahentowi na kwotę 5 mln PLN 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. Przeciwno 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. PLN.

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

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązаныmi 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.