
Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2022 ROKU**

Michał Michalski – Prezes Zarządu

Tomasz Kietliński – Wiceprezes Zarządu

Iwona Sierżęga – Członek Zarządu

Piotr Maciołek – Członek Zarządu

Jarosław Bogacz – Członek Zarządu

Warszawa, 17 sierpnia 2022 roku

Spis treści

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2022 roku	3
2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2022 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy	4
3. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn	15
4. 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	15
5. 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	15
7. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym	18
8. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony	18
9. 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	28
10. 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:	28
11. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego	29
12. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależną jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta	29
13. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej	29
14. 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	30
15. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	30

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2022 roku

W pierwszym półroczu 2022 roku Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszących odpowiednio 211,3 mln zł oraz 119,1 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 24,1 mln zł i 24,0 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	6M 2022	6M 2021	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	2 kwartał 2022	2 kwartał 2021	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 812,9	1 212,3	2 600,6	215%	1 337,4	575,3	762,0	132%
segment obrotu i sprzedaży	3 456,6	923,3	2 532,3		1 168,3	427,5	740,7	
pozostałe	357,3	289,0	68,3		169,1	147,8	21,3	
Koszt własny sprzedaży, w tym:	(3 544,4)	(1 047,7)	(2 496,7)	238%	(1 278,0)	(474,2)	(803,7)	169%
segment obrotu i sprzedaży	(3 348,3)	(886,4)	(2 461,9)		(1 175,0)	(403,3)	(771,6)	
pozostałe	(196,1)	(161,4)	(34,8)		(103,0)	(70,9)	(32,1)	
Zysk brutto ze sprzedaży	268,5	164,5	104,0	63%	59,4	101,1	(41,7)	-41%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(108,2)	(24,9)	(83,2)	334%	(53,3)	(13,2)	(40,2)	304%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(0,4)	1,7	(2,1)	-124%	(0,2)	0,6	(0,8)	-125%
A Zysk operacyjny (EBIT)	159,9	141,3	18,7	13%	5,9	88,5	(82,6)	-93%
Amortyzacja	51,2	45,8	5,4		26,5	22,9	3,6	
Odpisy aktualizujące	0,2	0,1	0,1		0,1	0,0	0,0	
EBITDA	211,3	187,2	24,1	13%	32,4	111,5	(79,0)	-71%
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-		-	-	-	
Skorygowana EBITDA*	211,3	187,2	24,1	13%	32,4	111,5	(79,0)	-71%
B Przychody finansowe	16,6	227,2	(210,5)		15,1	226,4	(211,3)	
C Koszty finansowe	(37,7)	(20,5)	(17,2)		(18,7)	(10,6)	(8,1)	
A+B+C Zysk (strata) brutto	138,8	347,9	(209,1)	-60%	2,3	304,3	(302,0)	-99%
Podatek dochodowy	(28,1)	(68,0)	39,9	-59%	(1,2)	(58,6)	57,5	-98%
Zysk netto	110,8	279,9	(169,1)	-60%	1,2	245,7	(244,5)	-100%
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	0,1	0,4	(0,2)		0,1	0,2	(0,1)	
Różnice kursowe	7,4	0,1	7,2		1,9	0,7	1,2	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	0,6	0,7	(0,1)		0,3	0,4	(0,0)	
Odpisy aktualizujące**	0,2	0,1	0,1		0,1	0,0	0,0	
Wynik netto na sprzedaży aktywów***		(186,1)	186,1			(186,1)	186,1	
Skorygowany Zysk (Strata) Netto*	119,1	95,1	24,0	25,2%	3,5	60,8	(57,3)	-94%
Skorygowana EBITDA*	211,3	187,2	24,1	13%	32,4	111,5	(79,0)	-71%
Marża skorygowana EBITDA*	5,5%	15,4%	-9,9%		2,4%	19,4%	-17,0%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	183,7	158,1	25,6	16%	76,4	91,4	(15,1)	-16%
Marża skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	51,4%	54,7%	-3,3%		45,1%	61,8%	-16,7%	

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

**) Odwrócenie odpisów w segmencie Gazu i Czystych Paliw oraz związanych z developmentem

***) Dotyczy dodatkowych płatności z tyt. sprzedaży udziałów w farmach wiatrowych offshore

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia w pierwszym półroczu 2022 roku były wyższe o 2 600,6 mln zł, co jest spowodowane głównie wyższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 2 532,3 mln zł) oraz lądowych farm wiatrowych (o 95,1 mln zł), skompensowanymi częściowo przez niższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 51,6 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 211,3 mln zł i był wyższy o 24,1 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych spowodowany wyższym wolumenem produkcji na skutek lepszych warunków wietrznych oraz wzrostu mocy wytwórczych w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Wyższy wynik skompensowany został częściowo przez niższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (spadek o 60,5 mln zł) spowodowany głównie niższą skalą optymalizacji pracy ENS (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna) w 2021 roku oraz niższą marżą na sprzedaży ciepła wskutek wyższych cen gazu i uprawnień do emisji CO₂.

W drugim kwartale 2022 roku Grupa Polenergia odnotowała wzrost przychodów ze sprzedaży o 762,0 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miały wyższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu i sprzedaży (o 740,7 mln zł) oraz lądowych farm wiatrowych (o 56,1 mln zł), skompensowane częściowo przez niższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 48,7 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w tym okresie wyniósł 32,4 mln zł i był niższy o 79,0 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczyniły się do tego głównie niższe wyniki w

segmencie gazu i czystych paliw (o 53,7 mln zł) oraz w segmencie obrotu i sprzedaży (o 64,0 mln zł) głównie w efekcie niższej skali optymalizacji pracy ENS, niższej marży na handlu energią z aktywów OZE (Odnawialne Źródła Energii) wskutek istotnego wzrostu kosztu profilu oraz na sprzedaży do klientów strategicznych w konsekwencji rozliczenia transakcji terminowych będących przedmiotem wyceny na koniec pierwszego kwartału bieżącego roku.

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2022 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W pierwszym półroczu 2022 roku segment lądowych farm wiatrowych zanotował wynik EBITDA wyższy o 88,0 mln zł w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego, a w samym drugim kwartale wzrost wyniku EBITDA względem analogicznego okresu w roku 2021 wyniósł 39,0 mln zł. Wzrost wyników segmentu w 2022 roku jest głównie konsekwencją uruchomienia Farmy Wiatrowej Szymankowo w drugiej połowie 2021 roku, wyższego wolumenu produkcji pozostałych farm wiatrowych w eksploatacji (korzystniejsze warunki wietrzne) oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej na poziomie segmentu, a także rozpoczęcia fazy rozruchu farm wiatrowych Dębsek oraz Kostomłoty, co zostało częściowo skompensowane przez nieznacznie wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki w pierwszym półroczu 2022 r. był wyższy o 5,6 mln zł od wyniku w pierwszym półroczu 2021 roku (oraz w drugim kwartale 2022 roku był wyższy o 5,3 mln zł względem wyniku drugiego kwartału 2021 roku) w związku z rozpoczęciem rozruchu pod koniec marca 2022 roku dwóch nowych projektów – Sulechów II (11,7 MW) i Sulechów III (9,8 MW) oraz lepszymi wynikami projektu Sulechów I. Przychody wygenerowane w ramach projektu Sulechów I były wyższe o 87% w porównaniu do przychodów osiągniętych w pierwszym półroczu 2021 w związku z większym nasłonecznieniem oraz sprzedażą części wolumenu produkcji poza systemem wsparcia po wyższych cenach rynkowych.

W pierwszym półroczu 2022 roku wynik EBITDA segmentu gazu i czystych paliw zanotował spadek o 60,5 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego, a w samym drugim kwartale spadek wyniósł 53,7 mln zł, głównie w efekcie niższego wyniku optymalizacji pracy ENS, niższej marży na sprzedaży ciepła wskutek wyższych cen gazu i uprawnień do emisji CO₂ oraz niższych przychodów z rynku mocy. Efektem optymalizacji przeprowadzonych w 2022 roku było „odwrócenie” wcześniej zawartych transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w części 2023 roku. Zmiany poziomu marżowości wynikające ze zmian poziomów cen energii elektrycznej, gazu i uprawnień do emisji CO₂ związanych z produkcją energii elektrycznej w ENS (tzw. Clean Spark Spread - „CSS”) pozwoliły na podjęcie decyzji o ograniczeniu planowanej produkcji w 2023 roku i stopniowe zamknięcie z dodatkową marżą pozycji na rynku terminowym dla ww. okresu. W konsekwencji została przeprowadzona wycena odpowiednich instrumentów finansowych zgodnie z MSSF 9 skutkująca rozpoznaniem w wyniku I półrocza 2022 roku na poziomie Grupy: (i) wyniku na przewidywanej produkcji ENS-u dla ww. okresu, którego dotyczyły zawarte transakcje (3,4 mln zł) – jest to przesunięcie czasowe, oraz (ii) wpływ dodatkowych optymalizacji oraz korzystnych zmian CSS w wysokości 13,2 mln zł. Wpływ wyceny tych transakcji na wynik EBITDA w I półroczu 2022 r. został zaprezentowany w segmencie obrotu i sprzedaży w kwocie 2,8 mln zł, oraz w segmencie gazu i czystych paliw w kwocie 13,9 mln zł. Efekt realizacji transakcji dotyczący 1 i 2 kwartału 2022 r. których wycena została rozpoznana w sprawozdaniu finansowym na koniec 4 kwartału 2021 r. w kwocie 20,5 mln zł został ujęty w wyniku zrealizowanym pomniejszając wartość wyceny na 30 czerwca 2022 r. Według stanu na 30 czerwca 2022 r. wszystkie transakcje terminowe zabezpieczające marżę na produkcji i sprzedaży ENS w latach 2022 i 2023 zostały „odwrócone” z dodatkową marżą.

W pierwszym półroczu 2022 roku segment obrotu i sprzedaży zanotował spadek wyniku o 1,4 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego, a w samym drugim

kwartale spadek wyniósł 64,0 mln zł głównie w konsekwencji: i) niższego wyniku na optymalizacji pracy ENS (w związku z brakiem sprzyjających warunków rynkowych), która w pozytywny sposób wpłynęła na wynik w analogicznym okresie 2021 roku, ii) niższej marży na agregacji OZE w konsekwencji wzrostu kosztu profilu i bilansowania, iii) wyższych kosztów operacyjnych w związku ze wzrostem skali działalności. Na spadek wyniku w drugim kwartale wpłynęły dodatkowo niższa marża na sprzedaży energii elektrycznej z aktywów OZE wskutek wzrostu kosztu profilu spowodowanego istotnym wzrostem zarówno zmienności jak i poziomu cen rynkowych przy zabezpieczonych cenach sprzedaży, oraz niższa marża na sprzedaży do klientów strategicznych w konsekwencji rozliczenia transakcji terminowych będących przedmiotem wyceny na koniec pierwszego kwartału. Spadek wyniku segmentu obrotu i sprzedaży w pierwszym półroczu 2022 roku został częściowo skompensowany przez: i) wzrost wyniku na sprzedaży do klientów strategicznych związany z wyceną transakcji terminowych, ii) wzrost marży portfela handlowego i obsługi biznesu w związku z dodatkową optymalizacją zabezpieczenia transakcji dla pozostałych linii biznesowych, iii) wyższy wynik działalności proprietary trading na rynkach energii i gazu.

W pierwszym półroczu 2022 roku EBITDA segmentu dystrybucji była wyższa o 2,7 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego, jednakże w samym drugim kwartale zanotowała spadek o 0,5 mln zł w porównaniu do drugiego kwartału 2021 roku. Wzrost wyniku w pierwszym półroczu jest głównie konsekwencją wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii. Wynik został częściowo skompensowany przez niższą marżę na dystrybucji energii elektrycznej, wyższe koszty operacyjne głównie wynikające ze wzrostu skali działalności, w tym koszty związane z realizacją strategii w zakresie elektromobilności. Głównym powodem obniżenia wspomnianej marży na dystrybucji energii elektrycznej była korekta przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych w drugim kwartale 2022 roku spowodowana zmianami harmonogramu realizowanych inwestycji u klientów. Spadek wyniku w drugim kwartale jest głównie konsekwencją niższej marży na dystrybucji energii elektrycznej i wyższych kosztów operacyjnych skompensowanych częściowo przez wyższą marżę na sprzedaży energii.

Wynik w segmencie niealokowanych w pierwszym półroczu był niższy o 10,2 mln zł, a w samym drugim kwartale 2022 roku był niższy o 5,2 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2021. Spadek wyniku EBITDA jest głównie konsekwencją wyższych kosztów Centrali w konsekwencji rozwoju Grupy, rosnących kosztów doradztwa związanych z realizowanymi projektami inwestycyjnymi, rosnącej inflacji i rozliczenia struktury VAT za rok 2021.

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń skorygowana marża EBITDA z wyłączeniem segmentu obrotu i sprzedaży wyniosła 51,4% i była o 3,3 p.p. niższa od marży rozpoznanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Natomiast w drugim kwartale wartość tego wskaźnika wyniosła 45,1% i była o 16,7 p.p. niższa od marży rozpoznanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wynik z działalności finansowej w pierwszym półroczu 2022 roku był niższy od wyniku ubiegłorocznego o 227,7 mln zł, na co miały wpływ przede wszystkim przychody finansowe otrzymane w 2021 roku z tytułu płatności dodatkowych (earn-out) w kwocie 225,8 mln zł otrzymane w związku ze sprzedażą udziałów w spółkach MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. przeprowadzoną w 2018 r. oraz projektu Wińsko, poza tym na spadek wyniku na działalności finansowej miały wpływ niższy wynik z tytułu różnic kursowych (o 1,3 mln zł), wyższe przychody z tytułu odsetek od lokat (o 15,6 mln zł), skompensowane przez wyższe koszty z tytułu odsetek (o 14,3 mln zł), wyższe koszty prowizji (o 2,0 mln zł).

Niższy poziom podatku dochodowego jest efektem niższego wyniku brutto Grupy w 2022 roku (niższy poziom przychodów finansowych częściowo skompensowany wyższym wynikiem operacyjnym).

Wpływ wojny w Ukrainie

W związku z trwającym konfliktem zbrojnym w Ukrainie na bieżąco monitorowane i identyfikowane są

zdarzenia oraz czynniki ryzyka, które mogą mieć wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy Polenergia. W ocenie Zarządu, Grupa Polenergia nie jest w sposób bezpośredni narażona na negatywne skutki konfliktu ze względu na marginalne zaangażowanie Spółek z Grupy w działalność na terytorium Rosji, Białorusi i Ukrainy oraz współpracę z partnerami mającymi swoje siedziby w tych państwach.

W wyniku wybuchu wojny w Ukrainie oraz sankcji nakładanych na Rosję i Białoruś zachodzą fundamentalne zmiany w otoczeniu rynkowym, objawiające się ekstremalnie dużą zmiennością cen instrumentów finansowych, surowców oraz towarów, w tym zmianami cen energii elektrycznej i gazu ziemnego. Szczególnie niebezpieczna z punktu widzenia funkcjonowania rynków energii i gospodarki jest możliwość odcięcia lub znacząca redukcja dostaw gazu ziemnego do UE powodująca ograniczenia w podaży i niekontrolowane wzrosty cen gazu, węgla oraz energii elektrycznej. W perspektywie średnio i długoterminowej może mieć to negatywny wpływ na wzrost gospodarczy w Polsce i sytuację na polskim rynku energii. Ponadto wśród czynników finansowych istotnych z punktu widzenia Grupy zaobserwowano zwiększoną presję inflacyjną, zmienność kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego jak również znaczny wzrost kosztów związanych z zabezpieczeniami na rynkach towarowych.

Segment Gazu i Czystych Paliw jest w ocenie Zarządu w dużej mierze odporny na bieżącą zmienność cen na rynku. Marża na produkcji energii elektrycznej w 2022 roku nie jest zagrożona w związku z odwróceniem kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej oraz zakup gazu i praw do emisji CO₂ w roku 2021. Natomiast dostawy gazu w związku z realizowanymi kontraktami na produkcję ciepła zostały już zabezpieczone (wolumen oraz stała cena) do końca 2023 roku. Dodatkowym zabezpieczeniem dla produkcji ciepła jest utrzymywany i zwiększony w pierwszym kwartale 2022 zapas oleju opałowego lekkiego, jako paliwa rezerwowego w sytuacji ograniczenia lub braku gazu. W przypadku wezwania ENS do świadczenia usług systemowych, bieżące koszty zakupu gazu, zgodnie z obowiązującymi umowami, zostaną pokryte przez przychody. Kontynuacja obecnej sytuacji na rynku gazu i praw do emisji CO₂ długoterminowo może spowodować ograniczenie możliwości zabezpieczania produkcji i marży ENS na kolejne lata. W Elektrociepłowni Nowa Sarzyna zwiększono również zabezpieczania przed możliwym cyberatakiem, w ostatnim czasie wymieniony został główny system sterowania oraz wszelkie zdalne systemy diagnostyki urządzeń zostały odłączone od połączenia z Internetem.

Segment energetyki wiatrowej nie jest bezpośrednio narażony na skutki obecnej sytuacji rynkowej. W związku z konsekwentnie realizowaną polityką zabezpieczania produkcji, bieżące zmiany cen nie mają wpływu na przychody segmentu osiągnięte ze sprzedaży energii w roku 2022. Jednocześnie wysoka zmienność ceny energii w połączeniu z okresami o zmiennej wietrzności mogą skutkować znaczącym wzrostem kosztów profilu. Należy również zwrócić uwagę, iż dynamiczny wzrost cen energii elektrycznej i jednocześnie cen praw majątkowych PMOZE_A skłonił ustawodawcę do obniżenia obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z 18,5% w 2022 r. do 12% w 2023 r. Zbyt duże obniżenie obowiązku umorzenia dla PMOZE_A, mocniejsze od tempa wychodzenia projektów odnawialnych źródeł energii z systemu certyfikatowego, może doprowadzić do potencjalnego dużego spadku rynkowych cen zielonych certyfikatów. W odniesieniu do wrażliwości części operacyjnej segmentu na zmianę stóp procentowych i kursów walut należy podkreślić, że jest ona ograniczona ze względu na wcześniejsze zabezpieczanie poziomu stóp procentowych do obsługi kredytów inwestycyjnych. W związku z możliwym powstaniem braków na rynku surowców istnieje ryzyko ograniczenia dostępności części zamiennych, co może spowodować chwilowe przestoje w funkcjonowaniu farm w przypadku awarii. Projekty Grupy mogą stać się także przedmiotem cyberataku. Ryzyko wystąpienia tego typu zdarzeń podlega szczegółowej analizie i wprowadzane są rozwiązania zaradcze.

Segment obrotu i sprzedaży jako jedyny w Grupy posiadał bezpośrednią ekspozycję na rynek ukraiński za pośrednictwem spółki zależnej Polenergia Ukraina. Spółka ta jeszcze przed rozpoczęciem wojny ograniczyła zakres prowadzonej działalności operacyjnej. Grupa identyfikuje zwiększone ryzyko

prowadzenia działalności handlowej na pozostałych rynkach, do czego przyczynia się m.in. wzrost zmienności cen energii elektrycznej i gazu ziemnego, ryzyko niezrealizowania wolumenu odbioru przez kontrahentów oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. W sytuacji dynamicznych wzrostów cen odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Dodatkowo zmienność cenowa, przy utrzymujących się wysokich poziomach cen na rynku powoduje znaczny spadek dochodów z działalności obsługi aktywów OZE Grupy oraz agregacji OZE. Należy również zwrócić uwagę, że rosnące notowania cen energii przy niskich poziomach cen sprzedaży zabezpieczonych na rynku terminowym negatywnie wpływają na sytuację płynnościową grupy związaną z potrzebą zapewnienia wyższych depozytów na rynku giełdowym. W odpowiedzi na zmieniające się uwarunkowania rynkowe Grupa modyfikuje strategię sprzedażową aktywów OZE i dąży do zwiększenia udziału sprzedaży energii w ramach transakcji OTC oraz w ramach kontraktów długoterminowych. Negatywne zmiany kursów walutowych mogą skutkować pogorszeniem wyniku na rynku denominowanym w euro. Jednocześnie umocnienie euro może prowadzić do zwiększenia wartości wymagalnych depozytów zabezpieczających. Segment jest również wyeksponowany na ryzyko wzrostu stóp procentowych. Wyższy koszt kredytu obrotowego, wynikający ze wzrostu stóp procentowych, może spowodować pogorszenie się rentowności prowadzonej działalności. Polenergia Obrót podejmuje także działania w celu monitorowania zagrożeń związanych z bezpieczeństwem. Potencjalny atak niszczący infrastrukturę teleinformatyczną lub ograniczający dostęp do systemów w tej spółce skutkowałoby brakiem lub ograniczoną możliwością prowadzenia działalności handlowej.

Segment dystrybucji jest zabezpieczony długoterminowo przed skutkami wzrostu kosztów inwestycji oraz rosnących stóp procentowych poprzez mechanizm taryfowy. Krótkoterminowo, do czasu aktualizacji taryfy dystrybucyjnej, tj. do końca roku 2022 Spółka może doświadczyć negatywnego wpływu obecnej sytuacji rynkowej na rentowność realizowanej działalności.

W ocenie Grupy, obecna sytuacja rynkowa nie powinna zagrozić realizacji celów określonych w Strategii Grupy Polenergia na lata 2020 – 2024. Utrzymujące się wysokie ceny energii wraz z ograniczonym wykorzystaniem konwencjonalnych źródeł takich jak węgiel, gaz i ropa naftowa mogą stać się dodatkowym bodźcem do zwiększenia skali inwestycji w OZE, zarówno w źródła wytwórcze jak i ekologiczne nośniki energii takie jak zielony wodór, a także do postępującej elektryfikacji kolejnych sektorów gospodarki. W konsekwencji może to przyczynić się do ułatwienia procesów legislacyjnych oraz udostępnienia dodatkowych funduszy wspierających tego typu inwestycje.

W krótkiej perspektywie czasowej, realizowane przez Grupę projekty inwestycyjne mogą zostać dotknięte skutkami konfliktu w Ukrainie. Wzrost cen surowców i produktów na rynku oraz chwilowe braki pracowników u podwykonawców mogą spowodować opóźnienia w realizacji projektów farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Wzrost stóp procentowych powoduje rosnące koszty finansowania, a wzrost cen surowców i towarów w połączeniu ze zmiennością kursu EUR/PLN może doprowadzić do wzrostu łącznych kosztów inwestycji. W związku ze wzrostem cen paliw oraz zapotrzebowania na gaz na rynku europejskim, obserwowane są zakłócenia w łańcuchach dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, w tym powodowanych odpływem i tak ograniczonych zasobów kadrowych i sprzętowych z sektora morskich farm wiatrowych do sektora wydobywania węglowodorów na morzu, co może skutkować koniecznością zmiany w harmonogramach budowy projektów morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024

Realizacja nowej strategii Grupy przebiega bez istotnych zakłóceń.

Grupa prowadzi prace w celu realizacji czterech projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 205 MW, które uzyskały wsparcie w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE.

Budowy farm wiatrowych Dębok i Kostomłoty przebiegają z niewielkim opóźnieniem, natomiast budowy

farm wiatrowych Grabowo i Piekło przebiegają zgodnie z harmonogramem.

W przypadku farmy wiatrowej Dębsk prace budowlane zbliżają się do końca. Wykonano fundamenty, place manewrowe i drogi do wszystkich turbin (55/55). Zakończono realizację linii wysokiego napięcia, linii średniego napięcia oraz stacji elektroenergetycznej. Zmontowane i zenergetyzowane zostały wszystkie turbiny (55/55), trwa ruch próbny poszczególnych turbin. Budowa farmy powinna zostać zakończona w IV kwartale 2022 roku.

W przypadku farmy wiatrowej Kostomłoty zakończyły się główne prace budowlane. Wykonano fundamenty, place manewrowe i drogi do wszystkich turbin (9/9). Zakończono realizację linii wysokiego napięcia, linii średniego napięcia oraz stacji elektroenergetycznej. Zmontowane i zenergetyzowane zostały wszystkie turbiny (9/9), trwa ruch próbny poszczególnych turbin. Budowa farmy powinna zostać zakończona w III kwartale 2022 roku.

Projekt farmy wiatrowej Piekło, który wygrał aukcję w grudniu 2020 r. znajduje się w fazie budowy. Rozpoczęcie robót budowlanych nastąpiło w marcu 2022 r. Trwają prace konstrukcyjne i elektryczne. Wykonano 4/6 fundamentów, wykonano 100 % linii SN, trwają prace konstrukcyjne dróg dojazdowych i placów montażowych. Rozpoczęcie dostaw komponentów turbin wiatrowych planowane jest na październik 2022 roku. Zakończenie budowy planowane jest na II połowę 2023 roku.

Projekt farmy wiatrowej Grabowo, który wygrał aukcję w grudniu 2021 r., znajduje się obecnie w fazie budowy. Rozpoczęcie robót budowlanych nastąpiło w marcu 2022 r. Zostały zamówione kable średniego i wysokiego napięcia oraz główne komponenty stacji energetycznej. Wykonano 11/20 fundamentów, 12/19 km linii WN oraz ok 10/11 km dróg dojazdowych. Rozpoczęcie dostaw komponentów turbin wiatrowych planowane jest na październik 2022 roku. Zakończenie budowy planowane jest na II połowę 2023 roku.

Budowa projektów Sulechów II, Sulechów III została zakończona – zostały uzyskane potwierdzenia przyjęcia zakończenia budowy obiektu budowlanego a instalacje zostały wpisane do rejestru prowadzonego przez URE.

Projekt Buk I znajduje się w końcowej fazie budowy. Zamontowane zostały wszystkie panele, inwertery, stacje kontenerowe. Wykonano 100 % okablowania niskiego napięcia oraz 99 % okablowania średniego napięcia. Zakończenie budowy planowane jest w III kwartale 2022 roku.

W grudniu 2021 roku spółki zależne Polenergia Farma Wiatrowa Olbrachcice sp. z o.o. rozwijająca portfel projektów farm fotowoltaicznych Świebodzin I o łącznej mocy 10,5 MW oraz Polenergia Obrót 2 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy 45,15 MW z sukcesem wzięły udział w aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. Grupa w II połowie 2022 roku planuje doprowadzić do zawarcia kluczowych umów projektowych i umów dotyczących finansowania dłużnego oraz uzyskać zgody korporacyjne wymagane dla realizacji tych projektów.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych oraz fotowoltaicznych, aby zrealizować cele przewidziane w Strategii Grupy na lata 2020-2024. W portfelu Grupy znajdują się projekty fotowoltaiczne oraz wiatrowe (lądowe) w fazie mniej zaawansowanej, o łącznej mocy ponad 843 MW. Grupa nie wyklucza udziału spółek zależnych rozwijających projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych w kolejnych aukcjach OZE. Dla poszczególnych projektów będą rozważane różne formy komercjalizacji produkcji, w tym ofertowanie części produkcji w kolejnych aukcjach OZE, sprzedaż energii do odbiorców w kontraktach cPPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozagiełdowym.

Kontynuowane są prace rozwojowe w segmencie morskich farm wiatrowych. Grupa posiada 50% udziałów w spółkach MFW Bałtyk I Sp. z o.o., MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. przygotowujących do budowy trzy morskie farmy wiatrowe zlokalizowane na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 3000 MW. W dniu 4 maja 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał na rzecz spółek

projektowych MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. decyzje o przyznaniu każdej ze spółek prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w odpowiednio – morskich farmach wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, o mocy 720 MW każda.

W dniu 6 czerwca 2022 roku spółka MFW Bałtyk II Sp. z o.o. złożyła do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek notyfikacyjny mający na celu wystąpienie do Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie indywidualnego wsparcia przyznanego dla projektu MFW Bałtyk II, oraz o wydanie – po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej udzielonej spółce – decyzji o zmianie pierwszej decyzji Prezesa URE i ustalenie ceny będącej podstawą do pokrycia ujemnego salda dla projektu.

W dniu 22 lutego 2022 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały z Siemens Gamesa Renewable Energy Poland Sp. z o.o. oraz Siemens Gamesa Renewable Energy A/S umowy dotyczące preferowanego dostawcy turbin wiatrowych dla realizowanych projektów.

Spółka MFW Bałtyk III Sp. z o.o. wniosła do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego („WSA”) skargę na decyzję Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska („GDOŚ”) o oddaleniu odwołania MFW Bałtyk III od decyzji Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku („RDOŚ”) o odmowie określenia nowych uwarunkowań środowiskowych dla budowy morskiej farmy wiatrowej. WSA uznał argumenty spółki i przekazał odwołanie do ponownego rozpatrzenia GDOŚ. W dniu 21 kwietnia 2022 roku GDOŚ złożył skargę kasacyjną do Naczelnego Sądu Administracyjnego. Skarga kasacyjna GDOŚ nie została do tej pory rozpoznana, a termin posiedzenia nie jest wyznaczony. Ponadto 4 stycznia 2022 r. spółka MFW Bałtyk III sp. z o.o. uzyskała postanowienie RDOŚ o aktualności warunków środowiskowych realizacji przedsięwzięcia określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu, uzyskanej w roku 2016, co oznacza przedłużenie okresu, kiedy możliwe jest wykorzystanie tej decyzji z 6 do 10 lat.

W dniu 13 czerwca 2022 roku spółka MFW Bałtyk III Sp. z o.o. złożyła do RDOŚ wnioski o zmianę decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych dla morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk III w oparciu o art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego w celu aktualizacji parametrów technicznych planowanej farmy dostosowując je do parametrów turbin oferowanych przez Siemens Gamesa Renewable Energy.

Od stycznia 2022 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. realizują szczegółowe badania geotechniczne niezbędne do projektowania fundamentów turbin wiatrowych i morskiej stacji elektroenergetycznej oraz do projektowania zespołu urządzeń wyprowadzenia mocy. Planowane zakończenie badań to IV kwartał 2022 r.

W dniu 12 maja 2022 roku spółka MFW Bałtyk I S.A. złożyła do RDOŚ wnioski o wydanie decyzji o uwarunkowania środowiskowe dla przedsięwzięcia pod nazwą Morska Farma Wiatrowa Bałtyk I.

Trwają prace w zakresie rozwoju projektów gazowych oraz wodorowych. Polenergia rozwija wielkoskalowy projekt produkcji i magazynowania wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy wody z udziałem własnej energii odnawialnej. We współpracy z partnerami podjęte zostały również kroki w celu przygotowania ENS do współspalania wodoru z gazem ziemnym.

Wielkoskalowy projekt wodorowy zgłoszony przez Polenergia S.A. w konkursie na projekty z obszaru technologii i systemów wodorowych (organizowanego w ramach mechanizmu IPCEI) po przejściu weryfikacji formalnej oraz oceny pod kątem zgodności z kryteriami (przez Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii oraz Ministra Klimatu i Środowiska) został w maju 2021 roku zatwierdzony do dalszej realizacji i jest na ścieżce uzyskania notyfikacji Komisji Europejskiej. 29 kwietnia 2022 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska, po akceptacji UOKiK, zgłosiło projekt w ramach tzw. fali RHATL (Regional Hubs and their Links) do notyfikacji Komisji Europejskiej.

Na początku 2021 roku Elektrociepłownia Nowa Sarzyna – przystąpiła do międzynarodowego

konsorcjum współpracującego na rzecz wykorzystania wodoru jako zeroemisyjnego paliwa w turbinach gazowych w istniejących instalacjach w Europie. W ENS pracują dwie turbiny gazowe Frame6B wyprodukowane przez Thomassen International, każda o mocy 40 MW, które zostały już częściowo zmodyfikowane pod koniec 2021 roku w celu współspalania do 10% wodoru z gazem ziemnym, a w przyszłości modernizacja turbin zostanie pogłębiona tak, by docelowo przejść na czyste paliwo wodorowe. Partnerami Umowy o wzajemnej współpracy oprócz Ansaldo Thomassen oraz ENS są również: Vattenfall, DOW, Nouryon, EmmTec, Hygear, TU Delft, TU Eindhoven, DLR and OPR Turbines.

W czerwcu 2021 roku w Jasionce koło Rzeszowa został podpisany list intencyjny na rzecz stworzenia Podkarpackiej Doliny Wodorowej. Ta pierwsza w Polsce dolina wodorowa ma pomóc zbudować skoordynowany i zintegrowany „ekosystem”, który stawia na rozwój technologii, wiedzy, badań i biznesu. Zarówno Polenergia S.A. jak i ENS jako sygnatariusze listu intencyjnego biorą aktywny udział w tym przedsięwzięciu.

Polenergia prowadzi prace przygotowawcze do realizacji projektu budowy instalacji produkcji zielonego wodoru na terenie ENS. Jednostka elektrolizy wody o wielkości kilku MW pozwoli na realizację dostaw wodoru do pierwszych wybranych klientów na terenie Podkarpacia oraz prowadzenie testów współspalania w istniejących jednostkach gazowych. Zdobycie doświadczeń realizacyjnych i operacyjnych w tym projekcie pozwoli na mitygację ryzyk projektowych w kolejnych realizacjach.

Ponadto, na początku 2022 roku Polenergia, wspólnie z 19 firmami, uczelniami i instytucjami została członkiem i założycielem Śląsko-Małopolskiej Doliny Wodorowej. Będzie to największa pod względem wielkości i potencjału dolina wodorowa w Polsce, która ma się specjalizować w szerokim wykorzystaniu wodoru w energetyce, ciepłownictwie, przemyśle i transporcie.

Grupa konsekwentnie realizuje strategię w segmencie obrotu i sprzedaży. W pierwszym półroczu 2022 r. Spółka znacznie zwiększyła wolumeny sprzedaży do strategicznych odbiorców końcowych do poziomu 1,5 TWh. Dalszy wzrost wolumenów sprzedaży jest uzależniony od rozwoju sytuacji rynkowej, która wymusza rekalkulację ryzyk i kosztów związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców na kolejne lata. Rozwijana jest sprzedaż energii z grupowych źródeł odnawialnych do klientów masowych przez spółkę Polenergia Sprzedaż. Zielona energia produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest jako produkt w standardzie Energia 2051. Głównymi kanałami pozyskania klientów są: strona internetowa www.polenergia-sprzedaz.pl oraz kanały telesprzedażowe. Trwają zaawansowane prace mające na celu zwiększanie zasięgu kampanii marketingowej. Pozyskano klientów na produkt w standardzie Energia 2051 na lata 2022-2026 i realizowane są dostawy zielonej energii do odbiorców. Spółka potwierdziła standard Energia 2051, poprzez otrzymanie certyfikacji przygotowanej przez niezależnego, międzynarodowego audytora - TUV SUD. Nowym, atrakcyjnym kanałem pozyskania klientów na energię w standardzie Energia 2051 jest Polenergia Fotowoltaika (były Edison Energia S.A.). Przygotowano i wdrożono produkty łączące instalację paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła oraz dostawy zielonej energii.

Sukcesywnie realizowana jest działalność handlowa na rachunek własny na rynkach hurtowych (prop trading), a realizowane strategie tradingowe z pozytywnym efektem wykorzystują zmienność rynkową, przy zachowaniu restrykcyjnych miar pozwalających ograniczać ekspozycję na ryzyko. Rozwijana jest linia handlu ultrakrótkoterminowego (intraday) pozwalająca na wykorzystywanie zmienności cenowych związanych z fluktuującymi warunkami rynkowymi na krótko przed dostawą (pod wpływem np. awarii, czy zmian wietrzności, nasłonecznienia, zapotrzebowania).

W II kwartale 2022 roku Polenergia Fotowoltaika dokonała montażu instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 12,3 MW, natomiast Polenergia Pompy Ciepła zainstalowała w tym czasie 149 pomp ciepła. Polenergia Fotowoltaika prowadziła sprzedaż produktu Polenergia 360 w oparciu o współpracę z Polenergia Sprzedaż, co zaowocowało podpisaniem pierwszych umów na dostarczenie oraz odkup

odnawialnej i zeroemisyjnej energii.

W segmencie dystrybucji w dniu 7 grudnia 2021 roku weszła w życie nowa taryfa na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej dla spółki Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. z WRA na poziomie 118,1 mln zł. Trwa realizacja zatwierdzonego III planu inwestycyjnego na lata 2019-2022 o łącznej wartości 51 mln zł. Spółka w ramach III portfela inwestycyjnego podpisała 45 umów. Do końca II kwartału 2022 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 33 inwestycji / etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 11 projektów oraz oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 10.

Ponadto Polenergia Dystrybucja jest również w trakcie realizacji IV planu inwestycyjnego na lata 2021-2026 o łącznej wartości 105 mln zł. Do końca II kwartału 2022 roku spółka podpisała 53 umowy o przyłączenie, a łączny poziom nakładów wynikający z zaciągniętych zobowiązań wyniósł 50,8 mln zł, co stanowi 48,4% IV portfela inwestycyjnego. W ramach IV planu inwestycyjnego Spółka zakończyła realizację 7 inwestycji dla których zgłosiła gotowość przyłączenia.

Polenergia eMobility opracowała oraz wdrożyła do sprzedaży produkt Stacje Ładowania wraz z kompleksową usługą wykonawczą. Spółka podpisała umowy z Polenergia Sprzedaż oraz Polenergia Dystrybucja na sprzedaż stacji przez kanały dystrybucji powyższych spółek. Spółka kontynuuje sprzedaż stacji ładowania dla klientów prywatnych oraz biznesowych. Polenergia eMobility przystąpiła również do realizacji pierwszych stacji ogólnodostępnych oraz skutecznie zabezpiecza kolejne lokalizacje pod budowę stacji ładowania samochodów elektrycznych na terenie całego kraju.

W pierwszym kwartale 2022 roku Grupa przeprowadziła rebranding polegający na zmianie barw oraz odświeżeniu logo Grupy. Nowe barwy w kolorze zielono-granatowym nawiązują do nowego pozycjonowania Grupy, jako podmiotu stawiającego na zieloną energię i dostarczającego swoim klientom już teraz zeroemisyjną „energię z przyszłości” w wyjątkowym na polskim rynku standardzie Energia 2051.

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W dniu 4 lutego 2022 roku, spółki Polenergia Farma Wiatrowa Piekło sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 16 sp. z o.o., rozwijające projekt farmy wiatrowej Piekło zawarły ze spółką ONDE S.A. z siedzibą w Toruniu umowę dotyczącą budowy farmy wiatrowej Piekło o łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej 13,2 MW. Umowa ma zostać wykonana w terminie do 30 września 2023 r. i dotyczy wykonania przez wykonawcę na rzecz farmy wiatrowej Piekło kompleksowych robót branży budowlanej w zakresie budowy fundamentów pod turbiny wiatrowe, przystosowania dróg dojazdowych dla transportu ponadgabarytowego, modernizacji dróg istniejących, budowy dróg serwisowych, platform montażowych oraz robót montażowo – elektroenergetycznych i niezbędnych robót budowlanych dla kontenerowych stacji transformatorowych wraz z sieciami kablowymi SN i światłowodowymi, dla potrzeb realizacji farmy wiatrowej Piekło.

W dniu 18 lutego 2022 roku, spółka Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy wiatrowej Grabowo zawarła ze spółką Electrum Sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku umowę dotyczącą budowy Farmy Wiatrowej Grabowo o łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej 44 MW. Umowa ma zostać wykonana w terminie do 30 grudnia 2023 r. i dotyczy wykonania przez Wykonawcę na rzecz farmy wiatrowej Grabowo kompleksowych robót branży budowlanej w zakresie budowy fundamentów pod turbiny wiatrowe, przystosowania dróg dojazdowych dla transportu ponadgabarytowego, modernizacji dróg istniejących, budowy dróg serwisowych, platform montażowych oraz robót montażowo – elektroenergetycznych i niezbędnych robót budowlanych dla stacji transformatorowej SN/WN wraz z sieciami kablowymi SN, sieciami WN i światłowodowymi, dla potrzeb realizacji farmy wiatrowej Grabowo.

W dniu 21 marca 2022 r. Polenergia S.A. zawarła umowę inwestycyjną z litewską spółką Modus Energy

AB (działającą pod marką Green Genius), która ma pełnić rolę partnera lokalnego w związku z planowanym rozwojem projektów elektrowni wiatrowych na Morzu Bałtyckim w regionie litewskiego morza terytorialnego lub wyłącznej strefy ekonomicznej Republiki Litewskiej („JV”). Warunkiem wykonania umowy inwestycyjnej jest uzyskanie zgody przez właściwy organ ochrony konkurencji, a także zawarcie umowy współników (w uzgodnionej formie) pomiędzy partnerami JV. Umowa inwestycyjna zakłada utworzenie spółki specjalnego przeznaczenia, współkontrolowanej przez Emitenta oraz Green Genius, która będzie realizować projekt. Celem JV jest sformalizowanie współpracy Emitenta z Green Genius, jako lokalnym partnerem, obejmującej dalsze analizy rozwoju litewskich regulacji zmierzających do przyjęcia ram prawnych rozwoju i budowy morskich farm wiatrowych oraz podejmowanie dalszych działań, na podstawie ustalonego przez strony harmonogramu i w oparciu o uzgodnione kryteria inwestycyjne, zmierzających między innymi do rozwoju projektu. Grupa nie wyklucza podjęcia dalszych wspólnych działań w celu budowy, komercjalizacji i eksploatacji projektu. Jednakże odpowiednie decyzje mogą zostać podjęte dopiero w przyszłości.

W dniu 20 stycznia 2022 r. Polenergia Obrót podpisała z BNP Paribas Faktoring sp. z o.o. („Faktor”) umowę faktoringową (Faktoring pełny ubezpieczony), na podstawie, której Faktor świadczy na rzecz Polenergii Obrót usługi nabywania i finansowania zaakceptowanych przez Faktora wierzytelności do limitu 140 mln PLN, oraz przejęcia ryzyka niewypłacalności kontrahenta (dłużnika Polenergii Obrót). Podpisanie umowy faktoringu ma na celu polepszenie płynności finansowej Polenergii Obrót, przez uzyskanie możliwości finansowania faktur z długim terminem płatności przez Faktora. Istotnym elementem umowy faktoringu jest również przeniesienie ryzyka niewypłacalności kontrahenta, które w całości (bez regresu do Polenergii Obrót) ponosi Faktor.

W dniu 24 lutego 2022 r. Polenergia Obrót S.A. zawarła z bankiem Pekao S.A. aneks do umowy kredytu o wielocelowy limit kredytowy zwiększający kwotę dostępnego kredytu w rachunku bieżącym do wysokości 150 mln zł w ramach obowiązującego wcześniej finansowania w łącznej kwocie 300 mln zł. Obecna umowa kredytu z bankiem Pekao S.A. obowiązuje do dnia 30 września 2022 r. W związku z powyższym, Polenergia S.A. udzieliła poręczenia Polenergia Obrót S.A. do kwoty 150 mln zł.

W dniu 15 czerwca 2022 Zarząd Polenergia S.A. powziął informację o otrzymaniu przez spółkę Polenergia Obrót S.A. od Jeronimo Martins Polska S.A. wezwania do zapłaty kwoty 3,5 mln zł oraz kwoty 36 mln zł, tj. łącznie kwoty 39,5 mln zł, w terminie 7 dni od daty doręczenia wezwania. Wezwanie oparte jest na dwóch, analogicznych co do treści, umowach sprzedaży energii elektrycznej z dnia 23 września 2021 roku, dotyczących dostaw przez Polenergia Obrót S.A. energii do wskazanych w umowach obiektów handlowych Jeronimo Martins Polska S.A. Umowy zostały wypowiedziane przez Polenergia Obrót S.A. i uległy rozwiązaniu z dniem 30 czerwca 2022 roku. Zarząd Polenergia S.A. uważa, że zgłoszone roszczenia są bezzasadne. Dalsze informacje dotyczące wezwania będą przekazywane do publicznej wiadomości w zakresie wymaganym przez obowiązujące przepisy prawa.

W dniu 8 kwietnia 2022 r. Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjął uchwałę w sprawie dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu giełdowego na rynku podstawowym GPW 21.358.699 akcji zwykłych na okaziciela serii AA o wartości nominalnej 2 PLN każda z dniem 12 kwietnia 2022 r.

W dniu 12 kwietnia 2022 r. dokonana została rejestracja w KDPW 21.358.699 akcji zwykłych na okaziciela serii AA pod kodem ISIN PLPLSEP00013. Tym samym spełniony został warunek wprowadzenia akcji do obrotu giełdowego na rynku podstawowym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

6M 2022 (m PLN)	Łądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	218,7	7,7	57,9	3 455,6	68,8	4,2	-	3 812,9
Koszty operacyjne, w tym	(72,3)	(1,3)	(58,3)	(3 348,3)	(58,3)	(5,8)	(0,1)	(3 544,4)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(25,5)	-	-	-	-	-	-	(25,5)
amortyzacja	(36,5)	(0,7)	(6,7)	(1,9)	(3,7)	(1,5)	(0,1)	(51,2)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(10,3)	-	-	-	-	-	-	(10,3)
Zysk brutto ze sprzedaży	146,5	6,4	(0,5)	107,3	10,6	(1,6)	(0,1)	268,5
Marża zysku brutto ze sprzedaży	67,0%	82,7%	-0,8%	3,1%	15,3%	"n/a"	"n/a"	7,0%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(54,6)	-	-	-	(54,6)
Koszty ogólnego zarządu	(2,0)	(0,3)	(3,5)	(27,2)	(3,7)	(16,9)	-	(53,5)
Pozostała działalność operacyjna	1,6	(0,3)	(0,9)	0,2	0,1	(1,0)	-	(0,4)
Zysk z działalności operacyjnej	146,0	5,8	(4,8)	25,7	7,0	(19,5)	(0,1)	159,9
EBITDA	182,7	6,5	1,9	27,6	10,7	(18,0)	-	211,3
Marża EBITDA	83,5%	84,5%	3,2%	0,8%	15,5%	"n/a"	"n/a"	5,5%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	182,7	6,5	1,9	27,6	10,7	(18,0)	-	211,3
Marża skorygowana EBITDA	83,5%	84,5%	3,2%	"n/a"	15,5%	"n/a"	"n/a"	5,5%
Wynik na działalności finansowej	(19,2)	(0,6)	(0,8)	(8,0)	(2,3)	9,8	-	(21,1)
Zysk (Strata) brutto	126,8	5,2	(5,6)	17,7	4,7	(9,7)	(0,1)	138,8
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(28,1)
Zysk (strata) netto za okres								110,8
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,1
Różnice kursowe								7,4
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,6
Odpisy aktualizujące								0,2
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
Skorygowany Zysk Netto								119,1
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								
6M 2021 (m PLN)	Łądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	123,6	1,7	109,5	923,3	51,2	3,0	-	1 212,3
Koszty operacyjne, w tym	(60,6)	(1,0)	(51,5)	(886,4)	(43,4)	(4,4)	(0,4)	(1 047,7)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(25,1)	-	-	-	-	-	-	(25,1)
amortyzacja	(31,8)	(0,4)	(8,8)	(0,1)	(3,1)	(1,2)	(0,4)	(45,8)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(3,8)	-	-	-	-	-	-	(3,8)
Zysk brutto ze sprzedaży	63,0	0,6	58,0	36,9	7,8	(1,3)	(0,4)	164,5
Marża zysku brutto ze sprzedaży	51,0%	37,8%	53,0%	4,0%	15,3%	"n/a"	"n/a"	13,6%
Koszty ogólnego zarządu	(1,8)	(0,1)	(3,4)	(8,6)	(3,0)	(7,8)	-	(24,7)
Pozostała działalność operacyjna	1,6	0,0	(1,0)	0,7	0,2	0,1	-	1,4
Zysk z działalności operacyjnej	62,8	0,5	53,6	28,9	4,9	(9,0)	(0,4)	141,3
EBITDA	94,7	0,9	62,4	29,0	8,0	(7,8)	-	187,2
Marża EBITDA	76,6%	54,2%	57,0%	3,1%	15,7%	"n/a"	"n/a"	15,4%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	94,7	0,9	62,4	29,0	8,0	(7,8)	-	187,2
Marża skorygowana EBITDA	76,6%	54,2%	57,0%	3,1%	15,7%	"n/a"	"n/a"	15,4%
Wynik na działalności finansowej	(15,5)	(0,3)	(1,2)	(1,8)	(1,5)	226,8	-	206,7
Zysk (Strata) brutto	47,3	0,2	52,4	27,1	3,5	217,8	(0,4)	347,9
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(68,0)
Zysk (strata) netto za okres								279,9
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,4
Różnice kursowe								0,1
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,7
Odpisy aktualizujące								0,1
Wynik netto na sprzedaży aktywów								(186,1)
Skorygowany Zysk Netto								95,1
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	88,0	5,6	(60,5)	(1,4)	2,7	(10,2)	-	24,1
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								

2Q 2022 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrot i Sprzedaż	Dystrybucja	Nealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	113,8	6,7	13,1	1 168,3	33,2	2,3	-	1 337,4
Koszty operacyjne, w tym	(49,8)	(0,8)	(19,2)	(1 175,0)	(29,9)	(3,3)	(0,1)	(1 278,0)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(13,2)	-	-	-	-	-	-	(13,2)
amortyzacja	(18,3)	(0,5)	(3,4)	(1,6)	(1,9)	(0,8)	(0,1)	(26,5)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(18,3)	-	-	-	-	-	-	(18,3)
Zysk brutto ze sprzedaży	64,1	5,9	(6,1)	(6,7)	3,3	(1,0)	(0,1)	59,4
Marża zysku brutto ze sprzedaży	56,3%	87,8%	-47,0%	-0,6%	10,0%	"n/a"	"n/a"	4,4%
Koszty ogólnego zarządu	(1,1)	(0,1)	(1,8)	(14,0)	(2,0)	(9,1)	-	(28,1)
Pozostała działalność operacyjna	0,7	(0,2)	(0,5)	0,4	0,1	(0,6)	-	(0,2)
Zysk z działalności operacyjnej	63,7	5,5	(8,4)	(45,5)	1,4	(10,7)	(0,1)	5,9
EBITDA	82,0	6,0	(43,9)	3,3	(9,9)	-	-	32,4
Marża EBITDA	72,1%	89,5%	-39,0%	-3,8%	9,9%	"n/a"	"n/a"	2,4%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	82,0	6,0	(5,1)	(43,9)	3,3	(9,9)	-	32,4
Marża skorygowana EBITDA	72,1%	89,5%	-39,0%	-3,8%	9,9%	"n/a"	"n/a"	2,4%
Wynik na działalności finansowej	(9,2)	(0,7)	0,0	(3,8)	(1,4)	11,4	-	(3,6)
Zysk (Strata) brutto	54,5	4,9	(8,4)	(49,3)	0,0	0,7	(0,1)	2,3
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(1,2)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	1,2
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	1,9
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	3,5

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

2Q 2021 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrot i Sprzedaż	Dystrybucja	Nealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	57,7	1,2	61,8	427,5	25,6	1,5	-	575,3
Koszty operacyjne, w tym	(30,6)	(0,5)	(15,7)	(403,3)	(21,6)	(2,3)	(0,2)	(474,2)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(14,7)	-	-	-	-	-	-	(14,7)
amortyzacja	(15,9)	(0,2)	(4,4)	(0,1)	(1,5)	(0,6)	(0,2)	(22,9)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk brutto ze sprzedaży	27,1	0,7	46,0	24,2	4,0	(0,8)	(0,2)	101,1
Marża zysku brutto ze sprzedaży	47,0%	55,1%	74,5%	5,7%	15,7%	"n/a"	"n/a"	17,6%
Koszty ogólnego zarządu	(0,9)	(0,1)	(1,4)	(4,5)	(1,7)	(4,6)	-	(13,1)
Pozostała działalność operacyjna	0,8	-	(0,5)	0,3	(0,1)	0,0	-	0,5
Zysk z działalności operacyjnej	27,1	0,6	44,2	20,0	2,3	(5,3)	(0,2)	88,5
EBITDA	43,0	0,8	48,6	20,1	3,8	(4,7)	-	111,5
Marża EBITDA	74,5%	64,1%	78,6%	4,7%	14,8%	"n/a"	"n/a"	19,4%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	43,0	0,8	48,6	20,1	3,8	(4,7)	-	111,5
Marża skorygowana EBITDA	74,5%	64,1%	78,6%	4,7%	14,8%	"n/a"	"n/a"	19,4%
Wynik na działalności finansowej	(7,8)	(0,1)	(1,4)	(0,8)	(0,7)	226,5	-	215,8
Zysk (Strata) brutto	19,3	0,5	42,8	19,2	1,5	221,1	(0,2)	304,3
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(58,6)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	245,7
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	(186,1)
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	60,8
Zmiana skorygowanej EBITDA rdr	39,0	5,3	(53,7)	(64,0)	(0,5)	(5,2)	-	(79,0)

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

3. 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 Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W omawianym okresie nie wystąpiły istotne zmiany w organizacji grupy kapitałowej emitenta poza wydarzeniami opisanymi w punkcie 4 poniżej.

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

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

Dnia 3 stycznia 2022 roku nastąpiło przeniesienie własności wszystkich akcji spółki Polenergia Fotowoltaika S.A. (dawniej Edison Energia S.A.) na Polenergia S.A.

Dnia 3 stycznia 2022 roku spółka Polenergia Biomasa Energetyczna Północ sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS.

Dnia 3 stycznia 2022 roku spółka Grupa PEP – Projekty energetyczne 1 sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS.

Dnia 28 marca 2022 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 13 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 1 kwietnia 2022 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 12 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 5 kwietnia 2022 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 20 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 27 kwietnia 2022 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 19 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

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

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

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe [mln PLN]	6M 2022	6M 2021	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	3 812,9	1 212,3	2 600,6
EBITDA	211,3	187,2	24,1
Skorygowana EBITDA z eliminacją efektu alokacji ceny nabycia	211,3	187,2	24,1
Zysk (strata) netto	110,8	279,9	(169,1)
Skorygowany zysk netto z eliminacją efektu alokacji ceny nabycia, niezrealizowanych różnic kursowych, odpisów aktualizujących, wyceny kredytów oraz wyniku netto na sprzedaży aktywów	119,1	95,1	24,0

Na wyniki za pierwsze półrocze 2022 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wzrost o 24,1 mln zł):

- Wyższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 88,0 mln zł), co jest głównie konsekwencją uruchomienia Farmy Wiatrowej Szymankowo w 2 połowie 2021 r., wyższego wolumenu produkcji pozostałych farm wiatrowych w eksploatacji (korzystniejsze warunki wietrzne) oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej na poziomie segmentu a także rozpoczęcia fazy rozruchu farm wiatrowych Dębsek oraz Kostomłoty, co zostało częściowo skompensowane przez nieznacznie wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego;
- Wyższy o 5,6 mln zł wynik segmentu fotowoltaiki w związku z ruchem próbnym pod koniec marca 2022 roku, a następnie uruchomieniem w czerwcu i lipcu 2022 dwóch nowych obiektów – Sulechów II (11,7 MW) i Sulechów III (9,8 MW) oraz lepszymi wynikami Sulechowa I.
- Niższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 60,5 mln zł) w efekcie (i) niższego wyniku w związku z optymalizacją pracy ENS, (ii) niższej marży na sprzedaży ciepła wskutek wyższych cen gazu i uprawnień do emisji CO2 oraz (iii) niższych przychodów z rynku mocy;
- Niższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 1,4 mln zł) wskutek: i) niższego wyniku na obsłudze kontraktu ENS w związku z dokonanymi w 2021 r. optymalizacjami ENS, ii) niższej marży na agregacji OZE w konsekwencji wzrostu kosztu profilu i bilansowania, iii) wyższych kosztów operacyjnych w związku ze wzrostem skali działalności. Spadek ten został częściowo skompensowany przez: i) wzrost wyniku sprzedaży do klientów strategicznych związany z wyceną transakcji terminowych, ii) wzrost marży portfela handlowego i obsługi biznesu w związku z dodatkową optymalizacją zabezpieczenia transakcji dla pozostałych linii biznesowych, iii) wyższy wynik działalności proprietary trading na rynkach energii i gazu.
- Wyższy wynik segmentu dystrybucji (o 2,7 mln zł) w konsekwencji wyższej marży na energii elektrycznej. Wynik został częściowo skompensowany przez: i) wyższe koszty operacyjne wynikające głównie ze wzrostu skali działalności, ii) niższą marżę na dystrybucji energii elektrycznej - głównym powodem obniżenia była korekta przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych w drugim kwartale 2022 roku spowodowana zmianami harmonogramu realizowanych inwestycji u klientów.
- Niższy wynik pozycji Niealokowane (o 10,2 mln zł) jest głównie konsekwencją wyższych kosztów Centrali w konsekwencji rozwoju Grupy, rosnących kosztów doradztwa związanych z realizowanymi projektami inwestycyjnymi, rosnącej inflacji i rozliczenia struktury VAT za rok 2021.

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wzrost o 24,1 mln zł):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik wyższy o 24,1 mln zł);

c) Na poziomie Zysku Netto (spadek o 169,1 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik wyższy o 24,1 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 5,4 mln zł) wynikająca przede wszystkim z oddania do użytkowania środków trwałych w segmencie farm wiatrowych i dystrybucji oraz nabycia Polenergia Fotowoltaika częściowo skompensowana przez niższą amortyzację w segmencie gazu i czystych paliw (niższa stawka amortyzacji w związku z dłuższym okresem amortyzowania remontów, zaniechanie działalności) oraz zakończenia amortyzacji aktywa z tytułu rekompensat gazowych i kosztów osieroconych rozpoznanego w Rozliczeniu Ceny Nabycia.

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 18,7 mln zł.

- Niższe przychody finansowe (o 210,5 mln zł) głównie w konsekwencji dodatkowych płatności (earn-out) w kwocie 225,8 mln zł z tytułu sprzedaży udziałów w projektach MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III przeprowadzonej w 2018 r. (przychód rozpoznany w 2021 roku) i niższych przychodów z tytułu różnic kursowych (o 0,3 mln zł) częściowo skompensowanych przez wzrost przychodów z tytułu odsetek od lokat i pożyczek (o 15,6 mln zł).
- Wyższe koszty finansowe (o 17,2 mln zł) wynikające głównie z wyższych kosztów z tytułu odsetek (14,3 mln zł), wyższych kosztów prowizji i innych opłat bankowych (o 2,0 mln zł) oraz wyższych kosztów z tytułu różnic kursowych (o 1,0 mln zł);
- Niższy poziom podatku dochodowego (o 39,9 mln zł) w związku z niższym wynikiem brutto Grupy w 2022 roku (wyższy zysk operacyjny skompensowany przez niższy poziom przychodów finansowych).

d) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wzrost o 24,0 mln zł):

- Wpływ zysku netto (spadek o 169,1 mln zł);
- Eliminacja wyniku netto na sprzedaży aktywów (wzrost o 186,1 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (wzrost o 7,2 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (spadek o 0,2 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizujących (wzrost o 0,1 mln zł);
- Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (spadek o 0,1 mln zł).

6. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących

Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących został przedstawiony w punkcie 2 niniejszego raportu.

7. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym

Spółka nie publikuje prognozy wyników finansowych.

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

Brak istotnych zmian w stosunku do ryzyk przedstawionych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za rok zakończony dnia 31 grudnia 2021 roku, z zastrzeżeniem poniższych zmian i aktualizacji:

Ryzyko zmiany kursów walutowych

W ramach segmentu lądowych (onshore) farm wiatrowych i segmentu fotowoltaiki, obejmującego również projekty znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań denominowana jest w EUR. Dotyczy to głównie zobowiązań inwestycyjnych w spółkach Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o. realizujących budowę projektów Farm Wiatrowych Dębisk i Kostomłoty oraz w spółkach Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 16 sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa Piekło sp. z o.o. realizujących budowę projektów Farm Wiatrowych Grabowo i Piekło. Ryzyko walutowe w projektach Farm Wiatrowych Dębisk, Kostomłoty i Piekło zostało w pełni zabezpieczone na rynku finansowym przed uruchomieniem kredytu inwestycyjnego za pomocą transakcji terminowych typu forward walutowy. Natomiast przygotowywane do budowy projekty farm fotowoltaicznych Strzelino i Świebodzin I są w dalszym ciągu narażone na ryzyko zmiany kursów. Spółka uwzględnia zmiany kursu walutowego w prognozach ekonomicznych dla obu projektów i dąży do ich odzwierciedlenia w założeniach komercyjnych w sposób pozwalający na zachowanie oczekiwanej stopy zwrotu z projektów. Polenergia Obrót S.A. („Polenergia Obrót”) narażona jest na ryzyko walutowe wskutek prowadzenia handlu energią elektryczną na rynkach zagranicznych oraz w związku z uczestnictwem w rynku praw do emisji CO₂. Ekspozycja na ryzyko walutowe spółki jest w dużej mierze ograniczona w sposób naturalny, tj. przychody ze sprzedaży i korespondujące z nimi koszty zakupu, jak również należności i zobowiązania generowane są w walucie obcej. W przypadku znaczących transakcji Polenergii Obrót w walucie obcej, zawierane są transakcje zabezpieczające kurs wymiany walut. Kwestie zarządzania ryzykiem w Polenergii Obrót uregulowane są w obowiązującej polityce zarządzania ryzykiem Spółki i odbywają się zgodnie z zasadami tam opisanymi.

Ryzyko zmiany stóp procentowych

Udział długu w strukturze finansowania Grupy jest znaczący. Zgodnie ze strategią Grupy zakładającą maksymalizację stopy zwrotu z kapitału własnego, projekty inwestycyjne są finansowane długiem w ponad 50%. Zgodnie z postanowieniami umów kredytów zawartych przez poszczególne podmioty z Grupy, odsetki należne z tytułu udzielonych kredytów ustalane są na podstawie zmiennych stóp procentowych. Jednocześnie Grupa kontynuuje strategię zmniejszania ekspozycji poprzez zawieranie transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej.

W dniu 8 czerwca 2022 roku Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo Sp. z o.o., zawarła transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej z konsorcjum banków: mBank S.A., Pekao S.A., PKO BP, odpowiadające 90% wartości zaciągniętego kredytu. Także w dniu 8 czerwca 2022 roku Polenergia Farma Wiatrowa Piekło Sp. z o.o., oraz Polenergia Farma Wiatrowa 16 Sp. z o.o. zawarły transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej w mBank S.A., odpowiadające 90% wartości zaciągniętego kredytu.

Na dzień 30 czerwca 2022 r., ok. 93% zobowiązań z tytułu kredytów inwestycyjnych podmiotów z Grupy było zabezpieczone przed zmianą poziomu stóp procentowych. Zabezpieczenie to osiągnięte jest poprzez transakcje finansowe IRS oraz w sposób naturalny w Polenergii Dystrybucja w postaci taryfy Prezesa URE skorelowanej ze stawką WIBOR. Ze względu na fakt, że Polenergia Dystrybucja działa na rynku regulowanym jej przychody wyznaczone są na podstawie zwrotu z kapitału, a mianowicie za pomocą średnioważonego kosztu kapitału (WACC regulacyjny) zdefiniowanego przez Prezesa URE. Większość parametrów we wzorze na WACC regulacyjny pozostaje stałych. Komponentem, który ma największy wpływ na zmiany w WACC regulacyjnym jest stopa wolna od ryzyka, która to zgodnie z definicją Prezesa URE wyznaczana jest na podstawie średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu, które to są skorelowane ze stawką WIBOR. Limity kredytów obrotowych i odnawialnych wykorzystywane przez Grupę w finansowaniu działalności operacyjnej w ramach segmentów obrotu i sprzedaży, dystrybucji oraz gazu i czystych paliw nie mogą zostać zabezpieczone przed ryzykiem wzrostu stóp procentowych. W związku ze obecną sytuacją rynkową znacząco wzrosło średnie wykorzystanie limitów, w szczególności w segmencie obrotu i sprzedaży, co generuje zwiększone koszty finansowe i może wpływać na rentowność prowadzonej działalności. Ponadto wysoki poziom stóp procentowych wpływa na koszt finansowania dla nowych projektów (w tym lądowych i morskich farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych) i może mieć wpływ na ocenę ich rentowności. Dlatego nie można wykluczyć, że znaczny wzrost rynkowych stóp procentowych ponad wartości prognozowane przez Grupę i uwzględnione w budżetach projektów może mieć negatywny wpływ na realizację niektórych elementów Strategii i wyniki finansowe osiągnięte przez Grupę w przyszłości.

Ryzyko niezatwierdzenia taryf przez Prezesa URE bądź ich zatwierdzenie z opóźnieniem

Spółki z Grupy wytwarzające ciepło oraz dystrybuujące i sprzedające gaz oraz energię elektryczną zobowiązane są do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz dystrybucji gazu i energii elektrycznej. Zgodnie z przepisami prawa taryfa powinna zapewniać pokrycie planowanych uzasadnionych kosztów wytworzenia ciepła, dystrybucji ciepła, gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz sprzedaży energii elektrycznej w danym okresie taryfowym oraz zwrot na kapitale. Zatwierdzenie taryf przez Prezesa URE ma na celu ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen ciepła i energii elektrycznej oraz usług dystrybucji energii elektrycznej i ciepła. W konsekwencji istnieje ryzyko zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy, która nie zapewni poszczególnym spółkom odpowiedniego wynagrodzenia na kapitale, a potencjalnie nawet pokrycia kosztów.

Istnieje również ryzyko opóźnienia zatwierdzenia taryfy na nowy okres taryfowy, co w konsekwencji oznacza, że wytwórca/dystrybutor/sprzedawca stosuje taryfę obowiązującą w okresie poprzednim, która może nie zapewniać odpowiedniego zwrotu na kapitale a nawet pokrycia bieżących kosztów. Ziszczenie się powyższego ryzyka może skutkować osiągnięciem przez Grupę wyników gorszych niż oczekiwane.

Ryzyko związane z taryfą na ciepło dotyczy wyłącznie Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. Ryzyko związane z taryfą na dystrybucję gazu ziemnego dotyczy Polenergia Kogeneracja sp. z o.o. („Polenergia Kogeneracja”), a ryzyko związane z taryfą na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej dotyczy Polenergii Dystrybucja.

Powyższe ryzyko zmaterializowało się w I półroczu 2022 w odniesieniu do jednego z projektów będących aktualnie w posiadaniu Grupy, tj. Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. W czerwcu 2022 roku Prezes URE zatwierdził nową taryfę ENS, która pokrywa koszty wytworzenia ciepła. Jednakże należy podkreślić, że analogiczne ryzyko związane z taryfą na ciepło może zmaterializować się w

II połowie 2023 i latach następnych, w odniesieniu do Elektrociepłowni Nowa Sarzyna ze względu na obserwowany na rynku znaczny wzrost cen gazu.

Ryzyko zmienności rynkowych cen energii elektrycznej

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione od poziomu rynkowych cen energii elektrycznej. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na rynku energii i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z segmentu lądowych farm wiatrowych, farm fotowoltaicznych oraz segmentu gazu i czystych paliw. Ponadto, spółki Polenergia Obrót i Polenergia Dystrybucja nabywają energię elektryczną na potrzeby swoich klientów od podmiotów trzecich, w związku z czym Grupa narażona jest na ryzyko zmiany cen energii elektrycznej również na etapie jej zakupu. Grupa na bieżąco monitoruje sytuację na rynku energii, dzięki czemu zakupy energii elektrycznej dokonywane są w momencie, gdy ceny energii kształtują się na poziomie możliwie najkorzystniejszym dla Grupy.

Grupa prowadzi działalność polegającą na obrocie i sprzedaży energii elektrycznej i gazu m.in. na rynku hurtowym. Wynik na tej działalności jest uzależniony od zmian cen rynkowych handlowanych produktów oraz struktury otwartych pozycji na rynku. Dla działalności tej prowadzona jest bieżąca kontrola ryzyka z uwzględnieniem przyznanych mandatów ryzyka na poszczególne produkty i portfele oraz badania ekspozycji na ryzyko przy wykorzystaniu metodologii VaR (value at risk).

Zmienność cen energii elektrycznej wpływa pośrednio na koszty profilu produkcji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe i fotowoltaiczne Grupy oraz koszty profilu odbiorców energii obsługiwanych przez Grupę (tzw. koszty profilowania). Poziom i zmienność kosztów profilowania jest w dużej mierze ryzykiem pozostającym poza kontrolą Grupy, które w razie materializacji może mieć istotny wpływ na wyniki osiągnięte przez Grupę, co miało miejsce w I półroczu 2022 roku i negatywnie wpłynęło na wyniki linii biznesowych sprzedaży aktywów OZE Grupy, agregacji zewnętrznych OZE oraz sprzedaży do odbiorców końcowych.

Jednocześnie wsparcie udzielane w ramach systemu aukcyjnego dla OZE dla zabezpieczonego w aukcji wolumenu, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej. Wsparcie dotyczy wyłącznie tych projektów realizowanych w Grupie, które wygrały aukcję.

Niezależnie od powyższego, wzrost cen samej energii elektrycznej zasadniczo pozytywnie wpływa na wyniki związane z produkcją energii z OZE pod warunkiem, że dotyczy okresu, dla którego sprzedaż nie była wcześniej zabezpieczona czy to w formie kontraktu różnicowego, umowy PPA czy też na rynku terminowym. Ponadto, zmiany cen energii elektrycznej przy zmiennej produkcji z OZE mogą wpływać również na tzw. koszty profilu produkcji. Jeśli kontrakt dotyczący sprzedaży energii elektrycznej zawarty z klientem dotyczy konkretnego wolumenu w wybranym okresie (istotna część kontraktów ma taką formę), to zważywszy na zmienność produkcji wytworzonej w OZE Emitent dokonuje zakupu bądź sprzedaży na rynku energii i dostarcza klientowi taką ilość energii jaka była ustalona w kontrakcie.

Od 2022 roku w ramach implementacji regulacji europejskich i działań podjętych przez PSE zmienił się szereg zasad dotyczących funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce, w tym uzależnienie ceny rozliczeniowej od stanu kontraktacji KSE, co powoduje wzrost ryzyka zwiększonej zmienności cen na rynku bieżącym i wyższe odchylenia cen na rynku bilansującym od cen na rynku giełdowym. Jest to ryzyko systemowe, które dotyczy Grupy jak i wszystkich innych uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce.

Segment lądowych farm wiatrowych w latach 2022 i 2023 został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym z cenami niższymi niż aktualnie wykonujące się notowania na rynku bieżącym. Istnieje ryzyko, że przy niskiej wietrzności Spółka będzie musiała odkupić zabezpieczoną

terminowo energię z rynku bieżącego po cenach znacznie wyższych niż cena zabezpieczenia, co może generować negatywny wpływ na wynik. Zabezpieczenia na kolejne lata realizowane będą po znacznie wyższych cenach. Długoterminowo w sytuacji długotrwałego spadku cen energii elektrycznej i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego segmentu w kolejnych latach. Również wzrost liczby źródeł wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych może w kolejnych latach negatywnie wpływać na przychody segmentu lądowych farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych z uwagi na spadki cen energii w okresach dużej generacji energii ze źródeł wiatrowych czy analogicznie źródeł wykorzystujących energię słoneczną, co przyczynia się do znacznego wzrostu kosztu profilu.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. W ciągu ostatnich kilku lat dochodziło do znaczących zmian cen energii elektrycznej, co w istotny sposób wpływa na Grupę, która w 2022 roku produkować będzie około 1.000.000 MWh energii elektrycznej. Przykładowo średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła w 2016 r. 169,70 PLN/MWh, w 2018 r. wyniosła 194,30 PLN/MWh, w 2020 r. – 252,69 PLN/MWh, a w 2021 r. 276,98 PLN/MWh. W pierwszym kwartale 2022 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 468,35 zł/MWh. W czerwcu 2022 r. średnia cena megawatogodziny na Towarowej Giełdzie Energii („TGE”) kształtowała się na poziomie 884,68 wobec 662,40 PLN/MWh w maju 2022.

Na rynku można również obserwować występowanie okresów dużej wietrzności i niskich cen oraz okresów niskiej wietrzności i wysokich cen, przy czym zmienność cen pomiędzy tymi okresami może wynosić nawet 1000 PLN/MWh (w wietrzny dzień, Grupa produkuje ponad 6.500 – 7.000 MWh energii elektrycznej). Dzięki pokryciu przez elektrownie wiatrowe części zapotrzebowania na moc całego kraju, hurtowe ceny energii elektrycznej istotnie spadają. Przykładowo między 19 i 22 grudnia 2021 roku dynamiczny spadek produkcji energii w wiatrakach oraz wzrost zapotrzebowania wpłynął natychmiast na wzrost cen energii elektrycznej – w trzy dni średnia cena indeksu TGeBase wzrosła z 366,49 PLN/MWh do poziomu 1 641,90 PLN/MWh. Taka sytuacja jest wynikiem przede wszystkim tego, że cena energii elektrycznej produkowanej w instalacjach OZE takich jak elektrownie wiatrowe w pierwszym półroczu 2022 roku była dwu-, trzy-krotnie tańsza niż w przypadku produkcji energii w konwencjonalnych elektrowniach wykorzystujących węgiel czy gaz, a wraz ze wzrostem cen gazu, węgla i uprawnień do emisji różnica ta się powiększa. Latem obserwujemy też efekt „duck curve” wywołany przez znaczą ilość energii ze źródeł PV. Zwiększona generacja turbin wiatrowych istotnie ogranicza także import energii elektrycznej. Jeżeli dni są mniej wietrzne, wówczas energia pozyskiwana jest z najstarszych bloków węglowych, o bardzo wysokich kosztach paliwa i emisji CO₂, w wyniku czego ceny prądu na giełdzie rosną, a przez to importuje się również znacznie więcej energii spoza Polski.

Ponadto, Polenergia Obrót, Polenergia Sprzedaż oraz Polenergia Dystrybucja są stronami umów sprzedaży energii elektrycznej dla klientów końcowych. Na potrzeby realizacji tych umów, spółki te nabywają energię elektryczną produkowaną m.in. przez aktywa wytwórcze: farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne, a także na rynku hurtowym. Energia jest następnie sprzedawana przez te spółki do odbiorców końcowych. Aby wywiązać się ze zobowiązania do dostarczenia określonej ilości energii do odbiorców końcowych, spółki nabywają (lub sprzedają) brakującą (lub nadwyżkową) energię elektryczną na rynku po cenach innych niż przewidziane w umowach z klientami końcowymi i operatorami aktywów wytwórczych. Zgodnie z zasadą dostosowywania wolumenów i cen pozyskiwanych z własnych i zewnętrznych źródeł wytwórczych oraz wolumenów i cen sprzedaży do klientów końcowych (poprzez zarządzanie portfelowe) Grupa minimalizuje ekspozycję na ryzyko zmian rynkowych cen energii elektrycznej w segmentach obrotu i sprzedaży oraz dystrybucji.

Dodatkowo wysokie wolumeny transakcji zabezpieczających sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z aktywów wytwórczych zabezpieczane na rynku terminowym TGE wymagają

utrzymywania odpowiedniego poziomu depozytów zabezpieczających, których wysokość uzależniona jest od notowań odpowiednich indeksów giełdowych i może podlegać znacznym wahaniom. Powyższe ryzyko zmaterializowało się w 2022 roku, w związku z wysoką zmiennością profilu produkcji farm wiatrowych połączoną z bardzo znaczącym wzrostem cen rynkowych energii elektrycznej i spowodowało większe zapotrzebowanie na kapitał obrotowy. Ponadto spółka Polenergia Obrót zawiera kontrakty z odbiorcami energii elektrycznej, które również mogą być zabezpieczone na rynku terminowym TGE powodując zapotrzebowanie na depozyty zabezpieczające. Dodatkowo przy utrzymujących się wysokich cenach energii elektrycznej, kontrakty te wymagają zwiększonego zaangażowania kapitału obrotowego. W związku z materializacją powyższych czynników ryzyka Grupa zidentyfikowała spadek płynności spółki Polenergia Obrót i w związku z tym podjęła odpowiednie działania w celu poprawy płynności poprzez wdrożenie usług faktoringowych przy współpracy z bankiem BNP Paribas oraz rozszerzenie zakresu dostępnego kredytu obrotowego w banku Pekao S.A. Ponadto, Spółka nie wyklucza ewentualnego dokapitalizowania tego podmiotu w przyszłości w formie dopłaty do kapitału, pożyczki lub innej formie, która będzie korzystna dla Emitenta. Grupa nie zidentyfikowała przypadków opóźnienia lub braku zdolności spółki Polenergia Obrót lub innych podmiotów z Grupy do regulowania w umownych terminach wszystkich zobowiązań z powodu ograniczonej płynności.

Ryzyko zmienności rynkowych cen gazu ziemnego

Wzrost cen kontraktów terminowych na gaz ziemny wraz z wysokimi cenami uprawnień za emisję dwutlenku węgla pociąga za sobą występowanie negatywnych spreadów Clean Spark Spread (CSS). W przypadku utrzymywania się niekorzystnych spreadów CSS istnieje ryzyko braku możliwości zabezpieczenia pracy aktywów generujących energię elektryczną z gazu ziemnego. Dodatkowo zmienność CSS ma przełożenie na wyniki finansowe Grupy w związku z wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS w odniesieniu do okresów, dla których rozpoczęto odwracanie wcześniej zawartych transakcji terminowych. Spółka na bieżąco analizuje poziomy spreadów rynkowych CSS na kolejne okresy i będzie podejmowała decyzje o zabezpieczeniu przyszłej marży dla ENS w zależności od warunków rynkowych.

Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów i ich nadpodaży

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione m.in. od poziomu rynkowych cen zielonych certyfikatów. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na rynku zielonych certyfikatów i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży zielonych certyfikatów pochodzących z segmentu energetyki wiatrowej, korzystając z możliwości zawierania transakcji na rynku kontraktów bilateralnych i na rynku giełdowym.

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

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się nadpodaż zielonych certyfikatów, która może negatywnie wpływać na poziom cen rynkowych. Jednakże ze względu na wzrost zużycia energii i zabezpieczanie się podmiotów rynkowych na przyszłe lata potencjalny efekt nadpodaży przesuwany jest na kolejne lata.

Zgodnie z postanowieniami rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska ws. zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. udziały dla tzw. zielonych oraz błękitnych certyfikatów zostały obniżone w stosunku do 2021 r. Oznacza to udziały na poziomie odpowiednio 18,5% oraz 0,5%. W kolejnych latach Ministerstwo zapowiada dalszą realizację stopniowego zmniejszania poziomu obowiązków związanego z wychodzeniem po 15 latach z systemu certyfikатовego kolejnych instalacji. Na dzień publikacji raportu obowiązek OZE na 2023 został ogłoszony i wynosi 12%

Grupa ogranicza na bieżąco ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczanie ceny sprzedaży certyfikatów odpowiadających produkcji energii w kolejnych latach. W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. Grupa, z tytułu produkcji energii ze źródeł odnawialnych, uzyskuje około 650 tys. MWh zielonych certyfikatów rocznie. Spadek cen o ponad 100zł/MWh, który można było zaobserwować na przestrzeni lat 2014-2016 oznaczał spadek przychodów grupy o ponad 65 mln PLN rocznie.

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

Działalność gospodarcza prowadzona przez Polenergia S.A. oraz poszczególne spółki 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 niej uzyskały wszelkie pozwolenia wymagane w związku z ochroną środowiska.

Ponadto w związku z 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. Dyrektywą 2003/87/WE, transponowaną na grunt prawa polskiego Ustawą z 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji. W okresie 2013-2020, regulowany był Ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Określone instalacje należące do Grupy co roku przedkładają raporty w elektronicznej krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji oraz zweryfikowane roczne raporty wielkości emisji CO₂, od stycznia 2021 r. obowiązuje nowy okres rozliczeniowy: 2021-2030.

Po sprzedaży w III kwartale 2021 Spółki prowadzącej Instalację Elektrownię Mercury (numer KPRU: PL 0879 05) jedynym obiektem z Grupy Polenergia, który podlega ww. prawodawstwu jest EC Nowa Sarzyna (numer KPRU: PL 0472 05) - to instalacja spalania o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW, która uczestniczy we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

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

może wpłynąć na osiągnięcie przez Grupę gorszych wyników finansowych, niż miałyby to miejsce w przypadku planowanego zakończenia inwestycji, oraz może prowadzić do niespełnienia wymogów umów kredytu.

Grupa, zmierzając do realizacji wytyczonych planów inwestycyjnych, podejmuje działania mające na celu minimalizację tego ryzyka poprzez m.in. precyzyjne planowanie i analizę czynników mogących mieć wpływ na osiągnięcie stawianych celów, bieżący monitoring realizowanych wyników i niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone, oraz zestaw polis ubezpieczeniowych. Zarząd Spółki szczególnie starannie przygotowuje proces realizacji poszczególnych projektów, dopracowując wszelkie szczegóły inwestycji od strony technologicznej i zapewniając im odpowiednie finansowanie, niemniej może okazać się, że podejmowane przez Grupę działania okażą się niewystarczające.

Dnia 29 czerwca 2020 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o., realizującej projekt farmy wiatrowej Dębask, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 5 września 2023 roku.

Dnia 26 lipca 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa Dębice / Kostomłoty sp. z o.o., realizującej projekt farmy wiatrowej Kostomłoty, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 5 września 2023 roku.

Dnia 14 grudnia 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa Rudniki sp. z o.o., realizującej projekty farm fotowoltaicznych Buk I, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 3 września 2023 roku.

Dnia 12 stycznia 2022 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o., realizującej projekty farm fotowoltaicznych Sulechów III, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 3 września 2023 roku.

Dnia 13 stycznia 2022 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał postanowienie na rzecz spółki Polenergia Farma Wiatrowa 17 sp. z o.o., realizującej projekty farm fotowoltaicznych Sulechów II, zgodnie z którym termin spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE (zobowiązanie się uczestnika do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii) został wydłużony o dodatkowy okres 12 miesięcy, tj. nie później niż do dnia 3 września 2023 roku.

W chwili obecnej wystąpiło jedynie kilku miesięczne opóźnienie w realizacji projektu Buk I, spowodowane opóźnieniem w realizacji Umowy o Przyłączenie po stronie Enea Operator. Wg Enea opóźnienie to wynika z wydłużonych procedur przetargowych wywołanych epidemią COVID-19 oraz wydłużonych terminów dostaw głównych komponentów, niezbędnych do wykonania modernizacji stacji Enea w Buku. Spółka prowadzi intensywne prace, aby zminimalizować to opóźnienie, poprzez przyłączenie projektu PV Buk do istniejącego rezerwowego pola.

Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A.

Spółki zależne Spółki – Amon sp. z o.o. („Amon”) oraz Talia sp. z o.o. („Talia”), każda z osobna, złożyły powództwa o stwierdzenie bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. („PKH”) (spółka działająca w ramach Grupy Tauron) umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii – farmach wiatrowych w miejscowościach Łukaszów (Amon) i Modlikowice (Talia) oraz umów sprzedaży energii elektrycznej wytworzonych w ww. farmach wiatrowych. W powyższych sprawach zapadały wyroki wstępne i częściowe na korzyść Amon i Talia. Zostały one zaskarżone apelacją przez pozwanego. W dniu 20 grudnia 2021 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Talia przeciwko PKH, którym w całości oddalił obydwie apelacje wniesione przez PKH, tj. zarówno: (i) apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 6 marca 2020 roku; jak i (ii) apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 8 września 2020 roku. Amon oczekuje na rozstrzygnięcie Sądu Apelacyjnego.

Talia, po wydaniu przez Sąd Apelacyjny w Gdańsku wyroku z dnia 20 grudnia 2021 r., otrzymała od PKH pismo, w którym PKH informuje Talia o swojej gotowości do wykonywania obowiązków i uprawnień płynących z tego wyroku, a więc przystąpienia do wykonywania wyżej wskazanych umów i tego samego oczekuje od Talia. Talia stoi na stanowisku, iż wyrok z dnia 20 grudnia 2021 r. przesądził, iż umowy nie zostały przez PKH skutecznie wypowiedziane i obowiązywały również do chwili wydania tego wyroku. W związku z powyższym Talia przed przystąpieniem do wykonywania umów domaga się od PKH uregulowania zaległości za okres niewykonywania umów w latach 2015-2021 oraz przedstawienia jasnej deklaracji, że PKH będzie wykonywać umowy do końca okresu na jaki zostały zawarte.

Amon oraz Talia z końcem kwietnia 2018 r. wniosły pozew przeciwko Tauron Polska Energia S.A. Podstawą deliktowej odpowiedzialności odszkodowawczej Tauron jest zaprzestanie wykonywania przez Polską Energię – Pierwszą Kompanię Handlową Sp. z o.o. – spółkę zależną Tauron długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych oraz długoterminowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych zawartych ze spółkami Amon i Talia.

Na dzień publikacji raportu, po modyfikacjach roszczeń, wysokość dochodzonych roszczeń z tytułu odszkodowania wynosi w przypadku Amon 78.204.905,55 PLN, a w przypadku Talia 53.127.847,08 PLN. Wskazane kwoty nie obejmują dochodzonych przez spółki odsetek. Wartość przedmiotu sporu uwzględniając szacunki co do ustalenia odpowiedzialności Tauron za szkody przyszłe z dnia wytoczenia powództwa w przypadku Amon wynosi ponad 236 mln PLN, a w przypadku Talia ponad 160 mln PLN.

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

Eolos Polska sp. z o.o. („Eolos”) dochodzi pozewem o zapłatę, solidarnie od dwóch spółek z Grupy: Certyfikaty sp. z o.o. i Polenergia Obrót oraz od spółki Green Stone Solutions sp. z o.o. (uprzednio:

Polenergia Usługi sp. z o.o.) kar umownych z tytułu rozwiązania umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz o zapłatę należności z tytułu kosztów bilansowania w łącznej kwocie ponad 27 mln PLN. Pozwane spółki wnoszą o oddalenie powództwa. Na rozprawie w dniu 24 marca 2021 r. w trybie online, zostały przesłuchane strony. Sąd postanowił o kontynuowaniu postępowania dowodowego, w tym powołania biegłego w sprawie, przy czym na dzień publikacji raportu termin rozprawy nie został wyznaczony.

Ryzyko dotyczące wypowiedzenia przez Polenergia Obrót S.A. umowy z Jeronimo Martins Polska S.A.

Polenergia Obrót S.A. łączyły umowy sprzedaży energii na lata 2022 zawarte z Jeronimo Martins Polska S.A. („JMP”), które zostały przez Polenergia Obrót S.A. wypowiedziane ze skutkiem na dzień 30 czerwca 2022 r. W związku z rozwiązaniem przedmiotowych umów, JMP wystosowała do Polenergia Obrót S.A. wezwania do zapłaty kwoty 3,5 mln zł oraz kwoty 36 mln zł tj. łącznie kwoty 39,5 mln zł. Roszczenia zgłoszone przez JMP dotyczą okresów przypadających po dniu wygaśnięcia umów sprzedaży, wobec czego Spółka uważa je za bezpodstawne. Tym samym Spółka uznaje również za bezskuteczne oświadczenie JMP o potrąceniu żądanych kwot z należnościami Spółki wobec JMP.

Ryzyko dotyczące działań kontrahenta

W dniu 4 marca 2021 r. Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o., otrzymała wezwanie do zapłaty na kwotę 1,5 mln złotych wraz z odsetkami od dnia 2 sierpnia 2019 r. Sprawa dotyczy dopłaty ceny za kupno przez Spółkę nieruchomości w roku 2011. Zarząd Spółki stoi na stanowisku, że wezwanie jest nieuzasadnione i nieskuteczne, gdyż w styczniu 2021 r. Spółka skorzystała z prawa do obniżenia ceny, kierując do sprzedających przedmiotową nieruchomość oświadczenie o obniżeniu ceny o kwotę 1,5 mln złotych.

W dniu 13 lipca 2021 r. Polenergia Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. otrzymała pozew o zapłatę odszkodowania za bezumowne korzystanie z nieruchomości. Powodowie domagają się zapłaty, gdyż droga dojazdowa do jednej z turbin wiatrowych znalazła się na nieruchomości należącej do powodów na skutek wyroku sądowego rozgraniczającego nieruchomości. Poprzednim właścicielem był inny Wydzierżawiający. Spółka sporządziła odpowiedź na pozew. Sąd powołał biegłego w sprawie w celu określenia wartości nieruchomości.

W dniu 4 stycznia 2021 r. Sąd Apelacyjny w Gdańsku doręczył spółce Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. – skargę kasacyjną jednego z dostawców energii elektrycznej od wyroku Sądu Apelacyjnego w Gdańsku z dnia 7 listopada 2019 r. oddalającego apelację tego podmiotu wobec ww. spółki w sprawie o zwrot nadpłaty za dostarczoną energię i konieczność zapłaty przez dostawcę energii elektrycznej ww. spółce kwoty 548 tys. zł., z czego część niezaskarżona apelacją została już uiszczona.

Ryzyko dotyczące decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia MFW Bałtyk III

MFW Bałtyk III sp. z o.o., w której Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, otrzymała decyzję Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska („GDOŚ”) o oddaleniu odwołania MFW Bałtyk III sp. z o.o. od decyzji Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku („RDOŚ”) o odmowie określenia środowiskowych uwarunkowań dla przedsięwzięcia polegającego na budowie morskiej farmy wiatrowej pn. MFW Bałtyk III. Sprawa dotyczy postępowania wszczętego na wniosek MFW Bałtyk III sp. z o.o. o wydanie nowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach

dla projektu MFW Bałtyk III („Nowa DŚU”) („Wniosek”). Skarga MFW Bałtyk III sp. z o.o. na decyzję GDOŚ wniesiona do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie („WSA”) została przez ten sąd uwzględniona. Wyrok WSA został zaskarżony do Naczelnego Sądu Administracyjnego przez GDOŚ. Skarga kasacyjna GDOŚ nie została do tej pory rozpoznana, a termin posiedzenia nie jest wyznaczony.

Spółka posiada już prawomocną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu, uzyskaną w roku 2016 („DŚU 2016”). Mimo to wystąpiła z Wnioskiem, co miało na celu uzyskanie Nowej DŚU, odzwierciedlającej aktualne założenia techniczne, na bazie których MFW Bałtyk III sp. z o.o. rozwija projekt (w tym opracowuje modele finansowe jego realizacji) i które nie są uwzględnione w DŚU 2016. Skorzystanie z DŚU 2016 na potrzeby realizacji projektu powinno być poprzedzone uzyskaniem decyzji o zmianie DŚU 2016. MFW Bałtyk III sp. z o.o. złożyła w czerwcu 2022 do RDOŚ stosowny wniosek.

Ryzyko związane z ewentualnym uwzględnieniem skargi kasacyjnej GDOŚ przez Naczelny Sąd Administracyjny oraz – w konsekwencji – nie uzyskaniem Nowej DŚU oraz ryzyko nie uzyskania zmiany DŚU 2016, gdyby się zmaterializowały, skutkować mogą następującymi negatywnymi konsekwencjami dla MFW Bałtyk III sp. z o.o., a pośrednio dla Spółki:

- koniecznością zastosowania parametrów projektu zgodnych z DŚU 2016, pod warunkiem, że weryfikacja wykaże ekonomiczną opłacalność takiej inwestycji;
- prowadzenie postępowań administracyjnych i sędowo-administracyjnych związanych z decyzją RDOŚ może się wiązać z prawdopodobnymi opóźnieniami w realizacji projektu, w tym terminu podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej czy zakończenia budowy;
- może okazać się niezbędne rozdzielenie wspólnej realizacji projektu MFW Bałtyk III z projektem MFW Bałtyk II, co skutkowałoby utratą synergii i zwiększeniem kosztów realizacji projektów.

Na dzień sporządzenia sprawozdania ryzyko się nie zmaterializowało. Spółka ocenia prawdopodobieństwo jego wystąpienia jako średnie oraz jego istotność jako wysoką, ponieważ w przypadku jego zaistnienia skala negatywnego wpływu na sytuację finansową i operacyjną Grupy byłaby istotna, w związku z opóźnieniem w realizacji projektu, mniejszym od zakładanego obecnie wynikiem finansowym projektu MFW Bałtyk III, a w skrajnym przypadku nawet z zaniechaniem jego realizacji.

Ryzyko powyższe jest ponadto mitygowane poprzez złożenie w czerwcu 2022 wniosku o zmianę decyzji z roku 2016 w zakresie umożliwiającym zastosowanie najnowocześniejszych technologii. Procedura zmiany decyzji została rozpoczęta i powinna zakończyć się w bieżącym roku.

Ryzyko wynikające ze stosowania rachunkowości zabezpieczeń do zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Na dzień 30 czerwca 2022 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych 108 130 tys. zł (30 czerwca 2021: 22 634 tys. zł) z tytułu efektywnej części wyceny instrumentu zabezpieczającego do wartości godziwej.

Celem zawarcia transakcji zabezpieczających jest ograniczenie wpływu:

- zmian stopy procentowej na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych płatności rat kredytowych.
- zmian kursów walutowych na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych płatności walutowych z tytułu umów inwestycyjnych.

Celem ustanowienia rachunkowości zabezpieczeń jest wyeliminowanie niedopasowania księgowego pomiędzy momentem rozpoznania wpływu na zysk (stratę) netto instrumentu zabezpieczającego i pozycji zabezpieczanej.

Na dzień 30 czerwca 2022 roku, Grupa posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń.

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia w tys. PLN	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
2025-09-29	55 528,1	0,52%	IRS
2026-06-29	29 696,4	0,56%	IRS
2027-02-26	9 520,8	1,25%	IRS
2027-02-26	2 000,9	1,25%	IRS
2028-03-29	133 056,9	0,79%	IRS
2028-12-15	111 836,0	0,75%	IRS
2031-12-22	9 158,0	2,60%	IRS
2033-12-12	0,0	6,71%	IRS - Forward Start
2033-12-12	0,0	6,71%	IRS - Forward Start
2034-03-13	0,0	6,65%	IRS - Forward Start
2034-06-30	12 881,6	0,89%	IRS
2035-06-11	147 002,0	1,10%	IRS
2035-09-10	417 600,0	1,20%	IRS
2035-12-31	18 437,0	2,39%	IRS
2036-03-11	105 300,0	2,22%	IRS
Razem	1 052 017,7		

Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian kursów walutowych.

Data zapadalności instrumentów zabezpieczających	Wartość zabezpieczenia zakupu waluty w tys. EUR	Kurs zabezpieczenia	Instrument
2022.Q3	31 762,0	4,6318	Forward
2022.Q4	19 403,8	4,7973	Forward
2023.Q1	9 472,8	4,8254	Forward
2023.Q2	977,2	4,8206	Forward
Razem	61 615,7		

9. 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

Mansa Investments Sp. z o.o. będąca większościowym akcjonariuszem Polenergia S.A. jest pośrednio kontrolowana przez p. Dominikę Kulczyk, Przewodniczącą Rady Nadzorczej Polenergia S.A.

10. 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 17 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

11. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego

Trwa spór sądowy pomiędzy spółkami Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. a spółką Tauron Polska Energia S.A. oraz spółką zależną Tauron – Polska Energia-Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. Szczegółowe informacje zostały przedstawione w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące sporu z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. oraz Tauron Polska Energia S.A.”.

Informacje w sprawie powództwa Eolos Polska Sp. z o.o. względem spółek zależnych Certyfikaty Sp. z o.o. i Polenergia Obrót S.A. oraz Polenergia Usługi Sp. z o.o. zostały opisane w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące sporu z Eolos Polska Sp. z o.o.”.

Pozostałe sprawy sporne z kontrahentami zostały opisane w punkcie 8 „Ryzyko dotyczące działań kontrahenta”.

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

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi Emitenta zostały przedstawione w nocie 33 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

13. 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 nocie 23 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

14. 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.

15. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

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

- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Gawłowice, Rajgród, Skurpie, Mycielin, Krzęcin, Szymankowo, Dębask i Kostomłoty,
- poziom nasłonecznienia w rejonie lokalizacji farm fotowoltaicznych Sulechów i Buk
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów,
- ostateczny kształt regulacji prawnych mających wpływ na działalność Emitenta,
- ewentualne wahania cen uprawnień do emisji CO₂, gazu ziemnego,
- kondycja finansowa klientów spółek z Grupy
- sytuacja makroekonomiczna Polski,
- poziom rynkowych stóp procentowych,
- dostępność i koszt finansowania dłużnego,
- rozwój sytuacji w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie.