

*Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.*

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA  
ZA ROK ZAKOŃCZONY DNIA 31 GRUDNIA 2022 ROKU**

---

Michał Michalski – Prezes Zarządu

---

Tomasz Kietliński – Wiceprezes Zarządu

---

Iwona Sierżęga – Członkini Zarządu

---

Piotr Maciołek – Członek Zarządu

Warszawa, 30 marca 2023 roku

## Spis treści

1.	Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2022 roku .....	4
2.	Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2022 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy .....	5
3.	Otoczenie prawne .....	22
4.	Struktura organizacyjna Grupy .....	22
5.	Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w rocznym 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.....	22
6.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.....	24
7.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe .....	24
8.	Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta na dzień przekazania raportu rocznego 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 rocznego .....	24
9.	Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności .....	25
10.	Informacje ogólne .....	26
11.	Opis organizacji grupy kapitałowej Emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej Emitenta wraz z podaniem ich przyczyn .....	26
12.	Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu, w tym z punktu widzenia płynności grupy kapitałowej Emitenta.....	27
13.	Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu Emitent jest na nie narażony .....	27
14.	Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego .....	49
15.	Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, z uwzględnieniem informacji w zakresie: .....	49
16.	Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach wraz z ich określeniem wartościowym i ilościowym oraz udziałem poszczególnych produktów, towarów i usług (jeżeli są istotne) albo ich grup w sprzedaży Emitenta ogółem, a także zmianach w tym zakresie w danym roku obrotowym .....	50
17.	Informacje o rynkach zbytu, z uwzględnieniem podziału na rynki krajowe i zagraniczne, oraz informacje o źródłach zaopatrzenia w materiały do produkcji, w towary i usługi, z określeniem uzależnienia od jednego lub więcej odbiorców i dostawców, a w przypadku, gdy udział jednego odbiorcy lub dostawcy osiąga co najmniej 10% przychodów ze sprzedaży ogółem - nazwy (firmy) dostawcy lub odbiorcy, jego udział w sprzedaży lub zaopatrzeniu oraz jego formalne powiązania z Emitentem .....	50
18.	Informacje o zawartych umowach powiązanych dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji .....	51
19.	Informacje o powiązaniach organizacyjnych lub kapitałowych Emitenta z innymi podmiotami oraz określenie jego głównych inwestycji krajowych i zagranicznych (papiery wartościowe, instrumenty finansowe, wartości niematerialne i prawne oraz nieruchomości), w tym inwestycji kapitałowych dokonanych poza jego grupą jednostek powiązanych oraz opis metod ich finansowania oraz opis struktury głównych lokat kapitałowych lub głównych inwestycji dokonanych w ramach grupy kapitałowej Emitenta w danym roku obrotowym .....	54
20.	Informacje o istotnych transakcjach zawartych przez Emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe, wraz z ich kwotami oraz informacjami określającymi charakter tych transakcji .....	54
21.	Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym roku obrotowym umowach dotyczących kredytów i pożyczek, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności .....	55
22.	Informacje o udzielonych w danym roku obrotowym pożyczkach, ze szczególnym uwzględnieniem pożyczek udzielonych jednostkom powiązanym Emitenta, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności .....	55
23.	Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązanym Emitenta .....	55

24.	W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez Emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności .....	57
25.	Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok .....	58
26.	Ocena, wraz z jej uzasadnieniem, dotycząca zarządzania zasobami finansowymi, ze szczególnym uwzględnieniem zdolności wywiązywania się z zaciągniętych zobowiązań oraz określenie ewentualnych zagrożeń i działań, jakie Emitent podjął lub zamierza podjąć w celu przeciwdziałania tym zagrożeniom .....	58
27.	Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych, w tym inwestycji kapitałowych, w porównaniu do wielkości posiadanych środków, z uwzględnieniem możliwych zmian w strukturze finansowania tej działalności .....	58
28.	Ocena czynników i nietypowych zdarzeń mających wpływ na wynik z działalności za rok obrotowy, z określeniem stopnia wpływu tych czynników lub nietypowych zdarzeń na osiągnięty wynik oraz ważniejsze zdarzenia mające znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe grupy kapitałowej Emitenta w roku obrotowym lub których wpływ jest możliwy w latach następnych .....	58
29.	Charakterystyka zewnętrznych i wewnętrznych czynników istotnych dla rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta oraz opis perspektyw rozwoju działalności Emitenta co najmniej do końca roku obrotowego następującego po roku obrotowym, za który sporządzono sprawozdanie finansowe zamieszczone w raporcie rocznym, z uwzględnieniem elementów strategii rynkowej przez niego wypracowanej oraz charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej Emitenta .....	59
30.	Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową .....	60
31.	Wszelkie umowy zawarte między Emitentem a osobami zarządzającymi, przewidujące rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia Emitenta przez przejęcie .....	60
32.	Wartość wynagrodzeń, nagród lub korzyści, w tym wynikających z programów motywacyjnych lub premiowych opartych na kapitale Emitenta, w tym programów opartych na obligacjach z prawem pierwszeństwa, zamiennych, warrantach subskrypcyjnych (w pieniądzu, naturze lub jakiegokolwiek innej formie), wypłaconych, należnych lub potencjalnie należnych, odrębnie dla każdej z osób zarządzających i nadzorujących Emitenta w przedsiębiorstwie Emitenta, bez względu na to, czy odpowiednio były one zaliczane w koszty, czy też wynikały z podziału zysku; w przypadku gdy Emitentem jest jednostka dominująca, wspólnik jednostki współzależnej lub znaczący inwestor - oddzielnie informacje o wartości wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym .....	60
33.	Informacje o wszelkich zobowiązaniach wynikających z emerytur i świadczeń o podobnym charakterze dla byłych osób zarządzających, nadzorujących albo byłych członków organów administrujących oraz o zobowiązaniach zaciągniętych w związku z tymi emeryturami, ze wskazaniem kwoty ogółem dla każdej kategorii organu; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym – obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym .....	61
34.	Określenie łącznej liczby i wartości nominalnej wszystkich akcji (udziałów) Emitenta oraz akcji i udziałów w jednostkach powiązanych Emitenta, będących w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących Emitenta (dla każdej osoby oddzielnie) .....	61
35.	Informacje o znanych Emitentowi umowach (w tym również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy .....	61
36.	Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych .....	61
37.	Informacje dodatkowe: .....	61
38.	Opis istotnych pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym .....	62

## 1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2022 roku

W okresie 12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2022 roku Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych EBITDA oraz zysku netto wynoszących odpowiednio 354,3 mln zł oraz 162,0 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 6,8 mln zł i 25,2 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	12M 2022	12M 2021	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	4 kwartał 2022	4 kwartał 2021	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
<b>Przychody ze sprzedaży, w tym:</b>	<b>7 089,2</b>	<b>3 999,1</b>	<b>3 090,2</b>	<b>77%</b>	<b>1 946,1</b>	<b>2 066,5</b>	<b>(120,4)</b>	<b>-6%</b>
segment obrotu i sprzedaży	6 292,4	3 323,4	2 969,0		1 688,2	1 824,0	(135,8)	
pozostałe	796,9	675,7	121,2		257,9	242,5	15,3	
<b>Koszt własny sprzedaży, w tym:</b>	<b>(6 611,1)</b>	<b>(3 657,0)</b>	<b>(2 954,2)</b>	<b>81%</b>	<b>(1 801,6)</b>	<b>(1 987,9)</b>	<b>186,3</b>	<b>-9%</b>
segment obrotu i sprzedaży	(6 121,8)	(3 281,6)	(2 840,1)		(1 628,7)	(1 838,1)	209,4	
pozostałe	(489,4)	(375,3)	(114,1)		(173,0)	(149,9)	(23,1)	
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>478,1</b>	<b>342,1</b>	<b>136,0</b>	<b>40%</b>	<b>144,5</b>	<b>78,6</b>	<b>65,9</b>	<b>84%</b>
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(241,4)	(77,8)	(163,6)	210%	(71,0)	(25,1)	(45,9)	183%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	0,9	(30,4)	31,3	103%	0,9	(19,5)	20,4	105%
<b>A Zysk operacyjny (EBIT)</b>	<b>237,6</b>	<b>233,9</b>	<b>3,7</b>	<b>2%</b>	<b>74,3</b>	<b>34,0</b>	<b>40,3</b>	<b>119%</b>
Amortyzacja	116,4	93,3	23,1		35,6	24,9	10,7	
Odpisy aktualizujące	0,3	20,1	(19,8)		0,0	19,9	(19,9)	
Koszt związany ze sprzedażą aktywów***	-	13,9	(13,9)		-	-	-	
<b>EBITDA</b>	<b>354,3</b>	<b>361,2</b>	<b>(6,8)</b>	<b>-2%</b>	<b>110,0</b>	<b>78,9</b>	<b>31,1</b>	<b>39%</b>
Korekty normalizujące:	-	-	-		-	-	-	
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-		-	-	-	
<b>Skorygowana EBITDA*</b>	<b>354,3</b>	<b>361,2</b>	<b>(6,8)</b>	<b>-2%</b>	<b>110,0</b>	<b>78,9</b>	<b>31,1</b>	<b>39%</b>
<b>B Przychody finansowe</b>	<b>38,3</b>	<b>230,3</b>	<b>(191,9)</b>		<b>8,1</b>	<b>2,7</b>	<b>5,4</b>	
<b>C Koszty finansowe</b>	<b>(75,7)</b>	<b>(44,1)</b>	<b>(31,5)</b>		<b>(17,9)</b>	<b>(13,5)</b>	<b>(4,3)</b>	
<b>A+B+C Zysk (strata) brutto</b>	<b>200,3</b>	<b>420,1</b>	<b>(219,8)</b>	<b>-52%</b>	<b>64,6</b>	<b>23,2</b>	<b>41,4</b>	<b>178%</b>
Podatek dochodowy	(40,4)	(85,5)	45,2	-53%	(12,7)	(7,6)	(5,0)	66%
<b>Zysk (strata) netto z działalności kontynuowanej</b>	<b>159,9</b>	<b>334,5</b>	<b>(174,6)</b>	<b>-52%</b>	<b>51,9</b>	<b>15,6</b>	<b>36,3</b>	<b>233%</b>
Zysk z działalności operacyjnej zaniecanej	-	(1,6)	1,6		-	-	-	
Zysk ze zbycia działalności zaniecanej	-	4,4	(4,4)		-	0,0	(0,0)	
<b>Zysk netto</b>	<b>159,9</b>	<b>337,3</b>	<b>(177,4)</b>	<b>-53%</b>	<b>51,9</b>	<b>15,6</b>	<b>36,3</b>	<b>233%</b>
Korekty normalizujące:	-	-	-		-	-	-	
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	2,8	0,7	2,1		0,7	0,2	0,5	
Różnice kursowe	(2,9)	2,7	(5,5)		0,5	2,4	(1,9)	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	1,8	1,4	0,5		1,1	0,3	0,8	
Odpisy aktualizujące**	0,3	20,1	(19,8)		0,0	19,9	(19,9)	
Wynik netto na sprzedaż aktywów***	-	(174,9)	174,9		-	-	-	
<b>Skorygowany Zysk (Strata) Netto*</b>	<b>162,0</b>	<b>187,2</b>	<b>(25,2)</b>	<b>-13,5%</b>	<b>54,3</b>	<b>38,4</b>	<b>15,8</b>	<b>41%</b>
<b>Skorygowana EBITDA*</b>	<b>354,3</b>	<b>361,2</b>	<b>(6,8)</b>	<b>-2%</b>	<b>110,0</b>	<b>78,9</b>	<b>31,1</b>	<b>39%</b>
Marża skorygowana EBITDA*	5,0%	9,0%	-4,0%		5,7%	3,8%	1,8%	
<b>Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>	<b>359,4</b>	<b>338,7</b>	<b>20,7</b>	<b>6%</b>	<b>101,3</b>	<b>99,7</b>	<b>1,6</b>	<b>2%</b>
Marża skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	45,1%	50,1%	-5,0%		39,3%	41,1%	-1,8%	

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

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

\*\*\*\*) Dotyczy dodatkowych płatności z tytułu sprzedaży udziałów w firmach wiatrowych offshore

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia za cztery kwartały 2022 roku były wyższe o 3 090,2 mln zł, co jest spowodowane głównie wyższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 2 969,0 mln zł), lądowych farm wiatrowych (o 149,0 mln zł) oraz dystrybucji (o 52,3 mln zł), skompensowanymi częściowo przez niższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 98,2 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 354,3 mln zł i był niższy o 6,8 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczyną spadku był głównie niższy wynik na optymalizacji produkcji energii elektrycznej w Elektrociepłowni Nowa Sarzyna („ENS”) w roku 2022 (wobec bardzo pozytywnego wyniku osiągniętego w roku 2021) i brak rekompensaty gazowej w 2022 roku oraz niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej z aktywów OZE (należących do Grupy oraz zewnętrznych) w konsekwencji istotnego wzrostu kosztu profilu oraz odchyłań wolumenowych produkcji aktywów od pozycji zabezpieczających sprzedaż. Powyższe efekty były częściowo skompensowane przez wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych i fotowoltaicznych spowodowany wyższym wolumenem produkcji na skutek lepszych warunków wietrznych w pierwszym kwartale 2022 roku oraz wzrostem mocy wytwórczych w porównaniu do mocy wytwórczych w analogicznym okresie roku ubiegłego.

W czwartym kwartale 2022 roku Grupa Polenergia odnotowała spadek przychodów ze sprzedaży o

120,4 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miały niższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu i sprzedaży (o 135,8 mln zł) oraz niższe przychody w segmencie gazu i czystych paliw (o 30,8 mln zł), skompensowane częściowo przez wyższe przychody ze sprzedaży w segmentach: lądowych farm wiatrowych (o 21,3 mln zł) oraz dystrybucji (o 19,2 mln zł).

Skorygowany wynik EBITDA Grupy w samym czwartym kwartale 2022 roku wyniósł 110,0 mln zł i był wyższy o 31,1 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczyniły się do tego głównie: wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (22,4 mln zł) spowodowany m.in.: wzrostem mocy wytwórczych, wyższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (29,5 mln zł) m.in. przez wzrost wyniku na handlu energią z aktywów OZE wskutek wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i niższego wpływu kosztów profilu wiatrowego (względem zabezpieczonej ceny sprzedaży) oraz wyższego obsługiwanego wolumenu za sprawą wzrostu portfela projektów wytwórczych. Powyższe efekty były częściowo skompensowane przez niższy wynik w segmencie gazu i czystych paliw (25,8 mln m.in. przez niższy wynik na optymalizacji pracy ENS, niższą marżę na sprzedaży ciepła wskutek wyższych cen gazu i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, niższe przychody z rynku mocy oraz brak przychodów z systemu rekompensat).

W okresie 12 miesięcy 2022 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 162,0 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 25,2 mln zł. W samym czwartym kwartale 2022 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 54,3 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 15,8 mln zł. Spadek skorygowanego zysku netto w okresie czterech kwartałów 2022 roku został spowodowany głównie opisanymi powyżej czynnikami wpływającymi na skorygowany wynik EBITDA, wyższą amortyzacją wynikającą ze wzrostu mocy wytwórczych oraz wzrostem kosztów finansowych wynikającym z zaciągnięcia nowych kredytów inwestycyjnych, wyższych stóp procentowych oraz wyższego wykorzystania instrumentów finansujących depozyty zabezpieczające dla transakcji zawartych na rynku regulowanym i rozliczenia z klientami.

## **2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2022 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy**

W 2022 roku segment lądowych farm wiatrowych zanotował wynik EBITDA wyższy o 140,0 mln zł w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego, a w samym czwartym kwartale wzrost wyniku EBITDA względem analogicznego okresu w roku 2021 wyniósł 22,4 mln zł. Wzrost wyników segmentu w 2022 roku w porównaniu do wyników w analogicznym okresie roku poprzedniego jest głównie konsekwencją budowy Farm Wiatrowych Dębask i Kostomłoty, uwzględnienia w 2022 r. całorocznej produkcji Farmy Wiatrowej Szymankowo, która rozpoczęła eksploatację w drugiej połowie 2021 roku oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów na poziomie segmentu. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższy wolumen produkcji farm będących w operacji w roku 2022 oraz zakończenie systemu wsparcia w Farmie Wiatrowej Puck i wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych.

Wynik EBITDA segmentu gazu i czystych paliw zanotował spadek o 129,2 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego, a w czwartym kwartale spadek wyniósł 25,8 mln zł, głównie w efekcie niższego wyniku optymalizacji pracy ENS, niższej marży na sprzedaży ciepła wskutek wyższych cen gazu i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, niższych przychodów z rynku mocy oraz braku przychodów z systemu rekompensat.

Efektom 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 CO<sub>2</sub> 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 2022 roku na poziomie Grupy: (i) wyniku na przewidywanej produkcji ENS-u dla ww. okresu, którego dotyczyły zawarte transakcje (2,6 mln zł) – jest to przesunięcie czasowe, oraz (ii) wpływ dodatkowych optymalizacji oraz korzystnych zmian CSS w wysokości 6,6 mln zł. Wpływ wyceny tych transakcji na wynik EBITDA w 2022 r. został zaprezentowany w segmencie obrotu i sprzedaży w kwocie 2,4 mln zł oraz w segmencie gazu i czystych paliw w kwocie 6,9 mln zł. Efekt realizacji transakcji dotyczący czterech kwartałów 2022 r. których wycena została rozpoznana w sprawozdaniu finansowym na koniec 4 kwartału 2021 r. w kwocie 38,7 mln zł został ujęty w wyniku zrealizowanym pomniejszając wartość wyceny na 31 grudnia 2022 r. Według stanu na 31 grudnia 2022 r. wszystkie transakcje terminowe zabezpieczające marżę na produkcji i sprzedaży ENS w latach 2022 i 2023 zostały „odwrócone”.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował spadek wyniku EBITDA o 27,5 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego, a w samym czwartym kwartale wzrost wyniósł 29,5 mln zł.

Wpływ na spadek wyniku w 2022 roku miały: i) niższy wynik na obsłudze kontraktu z ENS w związku z dokonanymi w 2021 r. optymalizacjami ENS skutkującymi wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż na kolejne okresy, ii) niższy wynik na agregacji OZE w konsekwencji istotnego wzrostu kosztu profilu oraz odchyłeń wolumenowych produkcji aktywów względem pozycji zabezpieczającej sprzedaż, iii) niższy wynik na handlu energią z aktywów OZE wskutek wzrostu kosztu profilu oraz odchyłeń wolumenowych produkcji farm wiatrowych względem pozycji zabezpieczającej sprzedaż, iv) obowiązkowy odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w związku z wejściem w życie ustawy z dn. 27.10.2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej, v) wyższe koszty operacyjne w związku ze wzrostem skali działalności. Spadek wyniku w 2022 roku częściowo został skompensowany przez: i) wzrost marży portfela handlowego i obsługi biznesu wskutek m.in. realizacji krótkoterminowej strategii na rynkach, ii) wyższy wynik na sprzedaży energii związany głównie z wyższym wynikiem na wycenie transakcji terminowych, iii) wyższy wynik działalności proprietary trading na rynkach energii i gazu, iv) marżę na sprzedaży rozwiązań w zakresie energetyki prosumenckiej, w tym paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła.

Wpływ na wzrost wyniku w czwartym kwartale 2022 roku miał wzrost wyniku na: i) handlu energią z aktywów OZE wskutek wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i niższego wpływu kosztów profilu wiatrowego (względem zabezpieczonej ceny sprzedaży) oraz wyższego obsługiwanego wolumenu za sprawą wzrostu portfela projektów wytwórczych, ii) agregacji OZE głównie w konsekwencji zawarcia porozumień z klientami częściowo kompensujących negatywną marżę wcześniejszych okresów 2022 roku oraz niższego wpływu wysokich kosztów profilu, iii) sprzedaży energii głównie w konsekwencji rozpoznania w 2021 roku negatywnego wyniku z wyceny transakcji terminowych, iv) sprzedaży rozwiązań w zakresie energetyki prosumenckiej, w tym paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła. Wzrost wyniku w czwartym kwartale 2022 roku częściowo został skompensowany przez: i) obowiązkowy odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w związku z wejściem w życie ustawy z dn. 27.10.2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej, ii) niższy wynik na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu, iii) niższy wpływ optymalizacji ENS skutkujących w 4. kwartale 2021 roku wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż na kolejne okresy, iv) wyższe koszty operacyjne w związku ze wzrostem skali działalności.

EBITDA segmentu dystrybucji za rok 2022 była wyższa o 8,8 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w 2021 roku, a w samym czwartym kwartale zanotowała wzrost o 0,6 mln zł w porównaniu do czwartego kwartału 2021 roku. Wzrost wyniku w 2022 roku 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. Głównymi powodami 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 oraz korekta kosztów za rok 2022 w czwartym kwartale 2022 roku. Wzrost wyniku w czwartym kwartale 2022 roku jest głównie konsekwencją wyższej marży na sprzedaży energii.

Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki w czterech kwartałach 2022 r. był wyższy o 11,1 mln zł od wyniku w czterech kwartałach 2021 roku (oraz w samym czwartym kwartale 2022 roku był wyższy o 1,1 mln zł względem wyniku czwartego kwartału 2021 roku) w związku z rozpoczęciem rozruchu pod koniec marca 2022 roku oraz wejściem w fazę operacyjną w czerwcu i lipcu 2022 dwóch nowych projektów – Sulechów II (11,7 MW) i Sulechów III (9,8 MW), rozruchem oraz wejściem w fazę operacyjną we wrześniu 2022 roku projektu Buk I (6,4 MW), jak również lepszymi wynikami projektu Sulechów I i korzystnymi warunkami nasłonecznienia w ciągu roku. Przychody wygenerowane w ramach projektu Sulechów I były wyższe o 86% w porównaniu do przychodów osiągniętych w czterech kwartałach 2021 roku w związku z większym nasłonecznieniem oraz sprzedażą części wolumenu produkcji poza systemem wsparcia po wyższych cenach rynkowych.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do grudnia 2022 roku był niższy o 9,9 mln zł, a w samym czwartym kwartale 2022 roku był wyższy o 3,3 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2021. Na zmianę wyniku EBITDA w roku 2022 wpływają głównie wyższe koszty operacyjne w Centrali wynikające ze wzrostu skali działalności, natomiast w samym czwartym kwartale 2022 roku wynik jest wyższy ze względu na poniesione w czwartym kwartale 2021 roku koszty związane z nabyciem 100% udziałów w spółce Edison Energia.

Wynik na działalności finansowej w ciągu czterech kwartałów 2022 roku był niższy od wyniku ubiegłorocznego o 223,5 mln zł, na co miały wpływ przede wszystkim: przychody otrzymane w 2021 roku z tytułu płatności dodatkowych (earn-out) w kwocie 225,8 mln zł 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 roku oraz z tytułu sprzedaży projektu Wińsko. Ponadto na spadek wyniku na działalności finansowej miały wpływ wyższe koszty z tytułu odsetek (o 27,0 mln zł) i wyższe koszty prowizji (o 3,3 mln zł) i niższy wynik z tytułu różnic kursowych (o 4,7 mln zł), częściowo skompensowane przez wyższe przychody z tytułu odsetek od lokat (o 36,2 mln zł). W samym czwartym kwartale wynik na działalności finansowej był o 1,1 mln zł wyższy w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, na co wpływ miały głównie wyższe o 8,1 mln zł przychody z tytułu odsetek od lokat częściowo skompensowane przez wyższe koszty finansowe z tytułu odsetek (wzrost o 3,9 mln zł), gorszy wynik na różnicach kursowych (o 4,3 mln zł), i prowizji (o 0,5 mln zł).

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

### **Ocena wpływu wojny w Ukrainie i sytuacji na rynku energii na działalność Spółki**

W związku z trwającym konfliktem zbrojnym w Ukrainie na bieżąco monitorowane i identyfikowane są czynniki ryzyka, które mogą mieć wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy Polenergia.

W związku z trwającą eskalacją wojny w Ukrainie oraz napiętą sytuacją na rynkach surowcowych byliśmy świadkami gwałtownych zmian w otoczeniu rynkowym, które objawiały się ekstremalnie wysoką zmiennością cen instrumentów finansowych, surowców oraz towarów, w tym zmianami cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Sytuacja fundamentalna europejskiego rynku energii pokazała, że znacząca redukcja dostaw gazu ziemnego do UE powodująca ograniczenia w podaży i niekontrolowane wzrosty cen gazu, węgla oraz energii elektrycznej, w połączeniu z upałami,

niedoborami wody w elektrowniach wodnych oraz problemami w funkcjonowaniu elektrowni atomowych powoduje niekontrolowane zachowania uczestników rynków i trudne do opanowania wzrosty cen energii oraz surowców. 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 transakcji zawieranych na rynkach towarowych. Brak akceptacji dla wysokich cen energii spowodował wprowadzenie ustawy zamrażającej ceny dla odbiorców, wprowadzenie ograniczeń cenowych dla wytwórców i przychodowych dla spółek obrotu. Nadwyżki mają być przekazywane na rzecz Zarządcy Rozliczeń. Dodatkowo zniesienie obligatoryjnej sprzedaży energii przez giełdę i ograniczenia ofert na rynku bilansującym wpłyną na spadek zysków podmiotów działających w branży energetycznej.

W perspektywie krótkoterminowej i średnioterminowej podejmowane działania regulacyjne negatywnie wpłyną na wysokość zysków osiąganych przez Spółkę. Jednocześnie, dążenie do ustabilizowania cen energii elektrycznej, może wpłynąć na spadek poziomu wymagalnych zabezpieczeń dla transakcji zawieranych na rynkach towarowych.

Wspomniane działania regulacje, które mają i będą miały wpływ działalność Emitenta to m.in:

#### 1. Regulacje wpływające na zasady sprzedaży energii elektrycznej w grudniu 2022 oraz w 2023 roku

W dniu 7 października 2022 r. uchwalono Ustawę Zamrażającą Ceny (ustawa o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej, Dz.U. z 2022 r. poz. 2127 ze zm.), a w dniu 27 października 2022 r. uchwalono Ustawę o Środkach Nadzwyczajnych (ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, Dz.U. z 2022 r. poz. 2243 ze zm.); uchwalone zostały także akty wykonawcze do wyżej wskazanych ustaw. Wymienione akty prawne w sposób bezpośredni wpływają na funkcjonowanie Grupy Polenergia, zarówno w segmencie aktywów wytwórczych, jak i w segmencie obrotu oraz sprzedaży energii do odbiorców. Wynika to z faktu, że:

- Ustawa Zamrażająca Ceny przewiduje dla gospodarstw domowych (w tym również w umowach dotyczących dostaw energii elektrycznej na zabezpieczenie potrzeb bytowych związanych z gospodarstwami domowymi) utrzymanie w rozliczeniach cen z 2022 roku, do określonego w przepisach limitu zużycia energii;
- Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych określa maksymalne ceny sprzedaży energii do gospodarstw domowych (w tym również w umowach dotyczących dostaw energii elektrycznej na zabezpieczenie potrzeb bytowych związanych z gospodarstwami domowymi) (693 zł/MWh) – stosowane po przekroczeniu limitów zużycia określonych w Ustawie Zamrażającej Ceny, jak również ceny maksymalne dla innych odbiorców uprawnionych (w szczególności małych i średnich przedsiębiorstw, jednostek samorządu terytorialnego oraz szeregu podmiotów użyteczności publicznej) (785 zł/MWh);
- Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych limituje również osiągnięte przez wytwórców energii i spółki obrotu przychody. Osiągnięcie przez te podmioty nadwyżki przychodów ze sprzedaży energii ponad wskazane w przepisach limity ceny bądź limity marży skutkuje obowiązkiem odprowadzenia na rachunek Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny wskazanych kwot.

W związku z powyższym wspomniane regulacje będą wprost determinować potencjalne przychody Grupy w segmencie wytwarzania i obrotu w okresie od 1 grudnia 2022 roku do końca roku 2023.

#### 2. Zniesienie obliża giełdowego.

W 2022 roku przyjęta została nowelizacja ustawy – prawo energetyczne, znosząca obliigo giełdowe w zakresie obrotu energią elektryczną. Potencjalne negatywne skutki wprowadzonej regulacji obejmują m.in. zmniejszenie płynności na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), trudności w zabezpieczeniu pozycji



na rynku terminowym, zmniejszenie przejrzystości rynku oraz zwiększone ryzyko wystąpienia manipulacji cenowych.

### 3. Wprowadzenie maksymalnych cen na rynku bilansującym

Zmianie uległo rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zmieniona regulacja wprowadza limity cen ofertowych na rynku bilansującym. Zgodnie z aktualnymi przepisami składane oferty bilansujące mają odzwierciedlać poziom kosztów zmiennych wytwórcy dla danej technologii i są automatycznie korygowane przez PSE. Ograniczenie maksymalnych cen na rynku bilansującym do kosztów zmiennych jednostek konwencjonalnych domykających merit order skutkować powinno spadkami cen na RDN i RTT z dostawą w 2023 roku. Wprowadzone ograniczenie ma obowiązywać do końca 2023 roku.

### 4. Regulacje ustawy o ochronie odbiorców paliw gazowych

Na mocy Ustawy o Odbiorcach Paliw Gazowych (ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku gazu, Dz.U. z 2022 r. poz. 2687 ze zm.) zmienionych zostało szereg przepisów innych ustaw, które mają znaczenie dla działalności Emitenta. W szczególności:

- system wsparcia OZE: wydłużony został do 33 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia aukcji OZE okres, w którym wytwórca OZE w instalacji fotowoltaicznej musi dokonać pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym;
- zmianie uległ szereg przepisów Ustawy o MFW (ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, t.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 1050 ze zm.), w tym w szczególności przyspieszona została indeksacja ceny wsparcia, wprowadzono możliwość rozliczeń wsparcia dla projektu w euro, dostosowano okresy obowiązywania kluczowych pozwoleń do okresu wsparcia.

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 2023 roku nie jest zagrożona w związku z odwróceniem kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej oraz zakup gazu i praw do emisji CO<sub>2</sub> w roku 2021 i 2022. 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 roku 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 CO<sub>2</sub> długoterminowo może spowodować ograniczenie możliwości zabezpieczenia produkcji i marży ENS na kolejne lata. W Elektrociepłowni Nowa Sarzyna w 2019 roku został wymieniony główny system sterowania, w 2022 roku zwiększono zabezpieczenia przed możliwym cyberatakiem, oraz wszelkie zdalne systemy diagnostyki urządzeń zostały odłączone od połączenia z Internetem.

W segmencie energetyki wiatrowej wysoka zmienność cen energii w połączeniu z okresami o zmiennej wietrzności mogą skutkować bardzo znaczącym wzrostem kosztów profilu, co obniża uzyskaną cenę sprzedanej energii. Należy również zwrócić uwagę, iż dynamiczny wzrost cen energii elektrycznej i jednocześnie cen praw majątkowych PMOZE\_A ("zielonych certyfikatów") 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 w kolejnych latach, mocniejsze od tempa wychodzenia starych projektów odnawialnych źródeł energii z systemu certyfikowanego, może doprowadzić do potencjalnego dużego spadku rynkowych cen zielonych certyfikatów.

Segment obrotu i sprzedaży jako jedyny z 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, ryzyka braku płatności i wykonywania umów ze względu na zmiany regulacyjne 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 eksponowany 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. Zniesienie obligatoryjnej sprzedaży energii przez giełdy, przy planowanej konsolidacji sektora wytwórczego rodzi ryzyko braku płynności i transparentności oraz wiarygodności indeksów cenowych co może wpływać na możliwości prowadzenia działalności obrotowej i przychody Grupy. Ryzyka dalszego regulowania cen energii do odbiorców końcowych mogą wpłynąć negatywnie na spółkę poprzez powstanie straty, która nie będzie w całości pokryta przez system rekompensat. Dodatkowo wprowadzenie maksymalnych cen sprzedaży energii obejmujące również segment obrotu stanowi istotne ryzyko dla działalności całego segmentu spółek obrotu w Polsce.

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 początku drugiego kwartału 2023 roku 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 to ułatwienia procesów legislacyjnych oraz udostępnienia dodatkowych funduszy wspierających tego typu inwestycje.

W krótkiej perspektywie czasowej, realizowane przez Grupę projekty inwestycyjne mogą zostać dotknięte negatywnymi skutkami obecnej sytuacji rynkowej. 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. Regulacja cen maksymalnych sprzedaży energii dla wytwórców w 2023 r. może skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych realizowanych 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 węgla kamiennego 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.

Na dzień 31 grudnia 2022 roku Grupa prowadziła prace w celu realizacji trzech projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 178 MW, które uzyskały wsparcie w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE.

Projekt FW Dębok o mocy 121 MW w październiku 2022 roku uzyskał Pozwolenia na Użytkowanie, a w styczniu 2023 koncesję na wytwarzanie zielonej energii.

Projekt farmy wiatrowej Piekło o mocy 13,2 MW, który wygrał aukcję w grudniu 2020 r. znajduje się w fazie budowy. Rozpoczęcie robót budowlanych nastąpiło w marcu 2022 r. Wykonano 100 % prac budowlano- montażowych, zmontowane zostały wszystkie turbiny. Trwają prace odbiorowe turbin, testy i prace rozruchowe. Zakończenie budowy planowane jest na II połowę 2023 roku.

Projekt farmy wiatrowej Grabowo o mocy 44 MW, który wygrał aukcję w grudniu 2021 r., znajduje się obecnie w fazie budowy. Rozpoczęcie robót budowlanych nastąpiło w marcu 2022 r. Wykonano 100 % prac drogowych i fundamentowych, wykonano 100 % linii kablowych SN i WN, wykonano 100 % zakresu prac związanych ze stacją elektroenergetyczną. W październiku 2022 r. rozpoczęły się dostawy głównych komponentów elektrowni wiatrowych. Obecnie zamontowane zostały wszystkie turbiny, trwają prace odbiorowe i rozruchowe turbin. Zakończenie budowy planowane jest na II połowę 2023 roku.

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

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.

Projekt PV Strzelino, uzyskał niezbędne zgody korporacyjne pod koniec 2022 r. i obecnie znajduje się w fazie budowy. Została podpisana umowa z wykonawcą robót instalacyjnych i montażowych, umowa na dostawę modułów fotowoltaicznych oraz umowa na usługi Inżyniera Kontraktu. Umowa na dostawę inwerterów powinna być podpisana do końca marca 2023. Na początku marca 2023 r. przekazany został plac budowy. Zakończenie budowy planowane jest w grudniu 2023 r.

W grudniu 2022 roku spółka zależna Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o. rozwijająca portfel projektów farm fotowoltaicznych Szprotawa o łącznej mocy 47 MW z sukcesem wzięła udział w aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. Grupa planuje doprowadzić do zawarcia kluczowych umów projektowych w II połowie 2023 r. pod warunkiem uzyskania zgód korporacyjnych wymaganych 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. Aktualnie w portfelu Grupy znajdują się projekty fotowoltaiczne (poza wymienianymi wyżej) oraz wiatrowe (lądowe) w fazie mniej zaawansowanej, o łącznej mocy ponad 1,5 GW. 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 pozaregulowanym.

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. 4 maja 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał na rzecz spółek MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. (oddzielnie dla każdej spółki) decyzje o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych, odpowiednio w MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, o mocy 720 MW każda.

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. Wniosek jest obecnie procedowany przez Komisję Europejską w trybie procedury prenotyfikacyjnej.

Przygotowywany jest wniosek notyfikacyjny dla projektu MFW Bałtyk III. W 2022 r. doszło do zmian regulacyjnych poprzez nowelizację Ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, które pozwalają od 2022 r. indeksować cenę energii, po jakiej będzie rozliczane ujemne saldo oraz rozliczać wsparcie dla projektu w EUR. Dzięki temu poprawi się przewidywana rentowność projektów MFW Bałtyk II i III. Spółki prowadzą odpowiednie działania w procesach notyfikacyjnych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

W grudniu 2022 roku został podpisany przez MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III kontrakt z wybranym dostawcą systemów elektroenergetycznych Hitachi Energy. Prowadzone są postępowania zakupowe mające na celu wybór instalatorów i dostawców kabli eksportowych, wewnętrznych oraz statków instalacyjnych.

W lutym 2023 roku 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 aneksy do umowy o wyborze preferowanego dostawcy turbin wiatrowych dla realizowanych projektów, pozwalające na dokonanie formalnej rezerwacji przez dostawcę portu instalacyjnego w Roene. Jest to działanie mitygujące jedno z ryzyk projektowych na etapie budowy – braku dostępności zaplecza portowego.

W listopadzie 2022 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpatrzył skargę kasacyjną GDOŚ w sprawie odmowy wydania nowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu MFW Bałtyk III i zwrócił sprawę do ponownego rozpatrzenia przez Wojewódzki Sąd Administracyjny.

W związku z równoległym uzyskaniem prawomocnej decyzji o zmianie DŚU 2016, zezwalającej na instalację zakładanych turbin wiatrowych, Spółka wycofała skargę z WSA zamykając tym samym spór z organami środowiskowymi. Uzyskanie przez decyzję zmieniającą DŚU 2016 statusu ostateczności i prawomocności pozwoliło na zniwelowanie ryzyka związanego z opisanym powyżej postępowaniem dotyczącym odmowy określenia nowych uwarunkowań środowiskowych dla budowy morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk III.

Kontynuowane są szczegółowe badania geotechniczne niezbędne do projektowania fundamentów turbin wiatrowych i morskiej stacji elektroenergetycznej oraz do projektowania zespołu urządzeń wyprowadzenia mocy prowadzone przez MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o. Zakończenie badań opóźnia się, w związku z koniecznością rozszerzenia zakresu badań, przerwami pogodowymi, ograniczeniem dostępności do obszarów militarnie ważnych i obecnie planowane jest na koniec I kwartału 2023 r. W celu ograniczenia ryzyka dalszych opóźnień został zmobilizowany

dotatkowy statek badawczy. Wydłużenie procesu badań, a także mniej korzystne od zakładanych warunki geotechniczne posadowienia fundamentów mogą wpływać na dalsze opóźnienia w projektach. Skala możliwych opóźnień i koszty z tym związane będą przedmiotem szczegółowych analiz w kolejnych miesiącach.

W grudniu 2022 roku spółka MFW Bałtyk I S.A. uzyskała postanowienie o zakresie raportu o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia pod nazwą Morska Farma Wiatrowa Bałtyk I. Obecnie trwają prace nad przygotowaniem raportu.

Spółka wspólnie z litewskim partnerem lokalnym firmą Modus oraz wybranym doradcą firmą Ramboll, kontynuuje przygotowania do udziału w aukcji na Litwie z projektem morskiej farmy wiatrowej o mocy 700 MW. Trwają prace nad koncepcją techniczną i ekonomiczną projektu. Oczekiwany termin rozpoczęcia aukcji to III kwartał 2023 roku.

Trwają prace związane z rozwojem projektów gazowych oraz wodorowych. Wielkoskalowy projekt produkcji i magazynowania wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy wody z udziałem własnej energii odnawialnej, zgłoszony przez Polenergia S.A. w konkursie na projekty z obszaru technologii i systemów wodorowych (organizowanego w ramach mechanizmu IPCEI), 29 kwietnia 2022 roku, po akceptacji UOKiK, trafił do notyfikacji do Komisji Europejskiej.

Polenergia prowadzi prace przygotowawcze do realizacji projektu budowy instalacji produkcji zielonego wodoru na terenie ENS zgodnie z przyszłymi wytycznymi unijnymi dla tego typu inwestycji. Jednostka elektrolizy wody o wielkości 5 MW pozwoli na realizację dostaw wodoru do pierwszych wybranych klientów na terenie Podkarpacia oraz prowadzenie testów współspalania w istniejących jednostkach gazowych. Zdobyte doświadczeń realizacyjnych i operacyjnych w tym projekcie pozwoli na ograniczenie ryzyk projektowych w kolejnych przedsięwzięciach.

Podkarpacka Dolina Wodorowa, której częścią jest Polenergia, to pierwsza w Polsce inicjatywa tego typu. Ma ona pomóc zbudować skoordynowany i zintegrowany „ekosystem”, który stawia na rozwój technologii, wiedzy, badań i biznesu.

Ponadto w ramach umowy o dofinansowanie z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju, Polenergia realizuje studium wykonalności projektu, którego celem jest opracowanie zintegrowanego systemu procesu konwersji odnawialnego wodoru w syntetyczne paliwo lotnicze, neutralne pod względem emisji CO<sub>2</sub>.

Grupa modyfikuje realizację strategii w segmencie obrotu i sprzedaży dostosowując ją do zmiennych warunków rynkowych i rosnących kosztów zabezpieczania odbiorców końcowych i profilowania źródeł OZE. Z końcem 2022 roku wygasła część umów z obsługiwanymi klientami, a dalszy wzrost wolumenów sprzedaży jest uzależniony od rozwoju sytuacji rynkowej, która wymusza nadążną rekalkulację ryzyk i kosztów finansowych związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców na rynku terminowym. Wprowadzane regulacje ograniczające ceny sprzedaży energii i odpisy na fundusz Zarządcy Rozliczeń w 2023 roku zahamowały w znacznej mierze możliwości dynamicznego rozwoju sprzedaży i działań związanych z agregacją zewnętrznych OZE. Spółka rozwija model sprzedaży w kontraktach długoterminowych cPPA bazujących na istniejących i nowobudowanych aktywach wytwórczych Grupy.

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. Działalność handlowa spółki objęta jest regulacjami o odpisach na rzecz Zarządcy Rozliczeń w związku z czym wyniki wszystkich linii biznesowych w 2023 roku będą pomniejszone o opłaty na rzecz Zarządcy Rozliczeń.

Spółka Polenergia Sprzedaż kontynuuje sprzedaż energii wytworzonej w grupowych źródłach odnawialnych. Odbiorcami są klienci biznesowi oraz indywidualni (B2B oraz B2C). Zielona energia

produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest jako produkt w standardzie Energia 2051. W ramach współpracy wewnątrzgrupowej przygotowano, wdrożono i oferowano produkty łączące instalację paneli fotowoltaicznych, pomp ciepła oraz dostawy zielonej energii. Prosumenci mogli skorzystać z unikalnej na rynku oferty, łączącej zieloną energię w standardzie Energia 2051 z gwarancją ceny na 8 lat.

W 2022 roku Polenergia S.A. zakupiła 100% akcji w Edison Energia S.A., której firma została zmieniona na Polenergia Fotowoltaika S.A. W ramach prowadzonej działalności operacyjnej Polenergia Fotowoltaika zainstalowała 62,1 MW paneli fotowoltaicznych, a w segmencie pomp ciepła zostało zainstalowanych 689 sztuk tych urządzeń. Ze względu na rosnący popyt na pompy ciepła przy braku podażymy na rynku europejskim, Spółka zawarła liczne kontrakty na dostawy pomp oraz planuje współpracę z kolejnymi dystrybutorami. Spółka rozpoczęła także dostosowywać się do procedur wewnętrznych oraz regulacji Grupy Polenergia zmieniając m.in. swoją tożsamość wizualną oraz rozpoczęła raportowanie wyników zgodnie z MSR/MSSF. Dodatkowo w ramach Grupy w celu realizacji synergii, Polenergia Fotowoltaika rozpoczęła sprzedaż produktów Polenergii Sprzedaż na dostawę oraz odkup energii elektrycznej od prosumentów. W samym IV kwartale 2022 roku, Polenergia Fotowoltaika dokonała montażu instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 12,5 MW i zainstalowała w tym czasie 281 pomp ciepła. Rozpoczęto sprzedaż usług w segmencie korporacyjnym (duże instalacje o mocy pow. 50 kW) - podpisano 17 takich kontraktów. Trwają także prace rozwojowe nad nowymi produktami, zarówno samodzielnie przez Spółkę, jak i we współpracy z Polenergią Sprzedaż.

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 (Wartość Regulacyjna Aktywów) na poziomie 118,1 mln zł. Spółka jest w trakcie postępowania mającego na celu aktualizację obowiązującej taryfy. 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 czwartego kwartału 2022 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 40 inwestycji / etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 16 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 7.

Ponadto Polenergia Dystrybucja jest również w trakcie realizacji IV planu inwestycyjnego na lata 2021-2026 o łącznej wartości 105 mln zł. Do końca czwartego kwartału 2022 roku spółka podpisała 70 umów o przyłączenie, a łączny poziom nakładów wynikający z zaciągniętych zobowiązań wyniósł 95,1 mln zł, co stanowi 90,5% IV portfela inwestycyjnego. W ramach IV planu inwestycyjnego Spółka zakończyła realizację 13 inwestycji dla których zgłosiła gotowość przyłączenia.

Spółka Polenergia eMobility rozpoczęła sprzedaż usługi ładowania na stacjach własnych. W 2022 roku zostały oddane do użytkowania 3 lokalizacje, a w trakcie budowy są kolejne. W systemie software zostały podłączone pierwsze stacje publiczne i prywatne zarządzane przez Polenergię eMobility. Spółka kontynuuje rozwój funkcjonalności systemu oraz aplikacji klienckiej oraz zabezpiecza kolejne lokalizacje pod stacje publiczne. Spółka w 2022 r. oraz 2023 r. aplikowała w trzech programach związanych z dofinansowaniem stacji ładowania z NFOŚiGW.

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 20 grudnia 2022 r. zgodnie z Informacją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 56/2022 w sprawie ogłoszenia wyników Aukcji Zwyczajnej nr AZ/2/2022, Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o., rozwijająca zespół 4 projektów farm fotowoltaicznych Szprotawa o docelowej łącznej mocy ok. 47 MW – wygrała aukcję. Tym samym projekty te uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do cen zaoferowanych w toku aukcji, za około 32% ich łącznego wolumenu energii elektrycznej planowanej do wyprodukowania przez okres 15 lat, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

W dniu 23 grudnia 2022 roku, Polenergia Obrót 2 sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy zainstalowanej 45,2 MWp zawarła ze spółką P&Q sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku umowę dotyczącą budowy Farmy Fotowoltaicznej Strzelino. Umowa ma zostać wykonana w terminie do 31 grudnia 2023 roku i dotyczy wykonania przez spółkę P&Q sp. z o.o. na rzecz Farmy Fotowoltaicznej Strzelino kompleksowych robót montażowo-elektrycznych obejmujących: dostawę i montaż konstrukcji wsporczych dla modułów fotowoltaicznych, montaż modułów fotowoltaicznych i inwerterów, dostawę i montaż stacji elektroenergetycznych nn/SN, dostawę i montaż kabli nn, SN, wykonanie stacji abonenckiej 20/110 kV wraz z dostawą urządzeń, dostawę i montaż linii kablowej WN wraz z siecią światłowodową. Umowa nie obejmuje dostawy modułów fotowoltaicznych i inwerterów. Wartość umowy wynosi ok. 68 mln zł.

W dniu 9 lutego 2023 roku, spółka Polenergia Obrót 2 sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy zainstalowanej 45,2 MWp („Projekt”) zawarła ze spółką JINKO SOLAR (CHUZHOU) CO., LTD. („Dostawca”) umowę dotyczącą dostawy modułów fotowoltaicznych na potrzeby Projektu („Umowa”). Umowa obejmuje sprzedaż modułów fotowoltaicznych wyprodukowanych przez Dostawcę, w ilości wymaganej dla realizacji Projektu. Umowa nie dotyczy dostawy inwerterów. Umowa zostanie zrealizowana do września 2023 r. Wartość Umowy wynosi ok. 10 mln EUR.

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 miało 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. W związku z powyższym, Polenergia S.A. udzieliła poręczenia Polenergia Obrót S.A. do kwoty 150 mln zł. W dniu 27 września 2022 r. obecna umowa kredytu z bankiem Pekao S.A. została przedłużona do dnia 30 września 2023 r.

W dniu 7 września 2022 r. Polenergia S.A., po udzieleniu przez Radę Nadzorczą zgody na zwiększenie limitu zaangażowania (tj. odnawialnej kwoty maksymalnej) w ramach umowy pożyczki zawartej w dniu 29 czerwca 2022 r. ze spółką zależną Polenergia Obrót S.A. zwiększyła limit zaangażowania łącznie o kwotę 200 mln złotych (do kwoty 360 mln złotych). Polenergia S.A. zawarła porozumienie z Polenergia Obrót w tym zakresie. Zgodnie z powyższym porozumieniem, limit zaangażowania został zwiększony na okres do dnia 31 grudnia 2022 r., a w braku odmiennego porozumienia od dnia 1 stycznia 2023 r. powróci on do pierwotnej wysokości 160 mln złotych ustalonej we wspomnianej powyżej umowie pożyczki.

W dniu 18 stycznia 2023 roku Polenergia Obrót S.A. („POLO”) zawarła z Deutsche Bank Polska S.A. z siedzibą w Warszawie aneks do umowy kredytu o wielocelowy limit kredytowy z dnia 10 listopada 2021 r. Aneks przewiduje zwiększenie limitu kredytowego do łącznej kwoty 200 mln zł, w ramach którego udostępniono limit w rachunku bieżącym oraz limit gwarancji. Aneks został zawarty na czas określony 12 miesięcy z możliwością przedłużenia na kolejne okresy kredytowania. W związku z powyższym, spółka Polenergia S.A. zwiększyła poręczenie łącznie do kwoty 100 mln zł. Pierwotnie umowa kredytu przewidywała udzielenie POLO kredytu wielocelowego w kwocie 100 mln zł, a poręczenie wynosiło 30 mln zł.

W dniu 29 marca 2023 roku Polenergia Obrót S.A., spółka zależna Spółki, otrzymała od Cime Capital AG z siedzibą w Szwajcarii, spółki zarządzającej CIME V-E Asset AG z siedzibą w Szwajcarii („CIME Asset”, a wraz z jej podmiotami powiązаныmi łącznie „Grupa CIME”), pismo przedstawiające propozycję Grupy CIME dotyczącą rozwiązania i całkowitego rozliczenia umowy finansowej na standardzie ISDA, zawartej dnia 27 lutego 2020 roku pomiędzy POLO a CIME Asset („Umowa ISDA”) oraz objęcia przez POLO zabezpieczonych obligacji emitowanych przez CIME Invest AG („CIME Invest”), podmiot z Grupy CIME działający pod prawem Lichtensteinu („Obligacje CIME”).

Zgodnie z propozycją Grupy CIME:

- Umowa ISDA miałyby zostać rozwiązana zgodnie z jej postanowieniami dotyczącymi wcześniejszego rozwiązania umowy i rozliczona w oparciu o bieżącą rynkową wycenę zawartych transakcji (na lata 2023 – 2025) oraz wyliczone saldo wzajemnych należności (close-out netting),
- rozliczenie wierzytelności POLO z tytułu ww. rozliczenia Umowy ISDA nastąpiłoby poprzez objęcie przez POLO Obligacji CIME;
- zamknięcie i rozliczenie Umowy ISDA poprzez objęcie przez POLO Obligacji CIME miałyby na celu dostosowanie struktury zobowiązań Grupy CIME do deklarowanych przez nią możliwości płynnościowych;
- Obligacje CIME byłyby zabezpieczone na aktywach Grupy CIME;
- Obligacje CIME byłyby emitowane na podstawie prospektu zatwierdzonego przez właściwe organy regulacyjne Lichtensteinu;
- wartość Obligacji CIME, które zostałyby przeznaczone do objęcia przez POLO odpowiadałaby w przybliżeniu kwocie rozliczenia Umowy ISDA wskutek jej rozwiązania wg zasad wskazanych powyżej.

Szacowana na dzień 29 marca 2023 roku kwota rozliczenia Umowy ISDA wynosi 59,73 mln zł (na dzień 31 grudnia 2022 roku wyniosła 79,8 mln zł). Kwota ta może ulec zmianie zgodnie z aktualną wyceną



rynkową (tzw. Mark-to-Market) transakcji zawartych w ramach Umowy ISDA.

Podjęcie ostatecznej decyzji dotyczącej ww. rozliczenia Umowy ISDA, a co za tym idzie, ewentualnego objęcia Obligacji CIME przez POLO uzależnione będzie w szczególności od analizy i oceny warunków emisji, w tym oferowanych zabezpieczeń.

W dniu 23 września 2022 r. Polenergia S.A. jako lider konsorcjum oraz jego spółka zależna – Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. jako konsorcjant, zawarły z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju umowę o dofinansowanie projektu pod nazwą H2 HUB Nowa Sarzyna: Magazynowanie Zielonego Wodoru, w ramach konkursu Nowe technologie w zakresie energii I. Celem projektu jest opracowanie zintegrowanego systemu procesu elektrolizy wody do produkcji wodoru, wykorzystującego energię elektryczną wytworzoną w odnawialnych źródłach energii, wraz z magazynowaniem wodoru i układem konwersji wodoru w syntetyczne paliwo lotnicze, neutralne pod względem emisji CO<sub>2</sub> – będące ekologicznym nośnikiem energii. W skład konsorcjum, obok Polenergia S.A. i ENS, wchodzi Politechnika Wrocławska. Projekt ma charakter badawczo-rozwojowy i przewiduje realizację z podziałem na trzy fazy. Zgodnie z umową o dofinansowanie, łączna kwota potencjalnego dofinansowania projektu w formie dotacji wynosi 95,1 mln zł, z zastrzeżeniem, że wysokość możliwego do uzyskania dofinansowania w fazie pierwszej wynosi ok. 100 tys. zł, co stanowi 50% przewidywanych nakładów finansowych na tę fazę projektu, która zakończy się w trzecim kwartale 2023 r.

W dniu 15 grudnia 2022 r. Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. z siedzibą w Nowej Sarzynie wzięła udział w aukcji głównej rynku mocy na rok dostaw 2027. W toku aukcji ENS zaoferowała obowiązek mocy na rok 2027 w łącznej wysokości 112 MW. ENS do czasu zakończenia aukcji nie złożyła oferty wyjścia z aukcji. W dniu 20 grudnia 2022 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. ogłosiły wstępne wyniki ww. aukcji głównej, zgodnie z którymi aukcja główna na rok dostaw 2027 zakończyła się w 1. rundzie z ceną zamknięcia 406,35 zł/kW/rok. Wobec ogłoszenia wstępnych wyników, umowa mocowa z dla oferowanego przez ENS w aukcji obowiązku mocowego została zawarta na okres jednego roku. Ostateczne wyniki aukcji – zgodne z wstępnymi – zostały ogłoszone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W dniu 30 grudnia 2022 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. (każda indywidualnie „Spółka Projektowa” lub łącznie „Spółki Projektowe”), w których Spółka posiada 50% udziałów, rozwijające w ramach wspólnego przedsięwzięcia Spółki i Equinor Wind Power AS projekty budowy morskich farm wiatrowych o planowanej elektrycznej mocy zainstalowanej 720 MW każdy („MFW”), zawarły – każda z nich odrębnie – umowy z Hitachi Energy Poland sp. z o.o. („Wykonawca”), których przedmiotem jest: (i) wykonanie prac projektowych dla systemu elektrycznego MFW; (ii) dostawa lądowej stacji elektroenergetycznej w formule EPC; (iii) dostawa kompletnego systemu sterowania, sieci telekomunikacyjnej, wszystkich urządzeń wysokiego napięcia w morskiej i lądowej stacji elektroenergetycznej; (iv) analizy systemowe; (v) integrację wszystkich urządzeń od innych wykonawców; (v) prace przyłączeniowe (każda indywidualnie „Umowa” lub łącznie „Umowy”).

Wejście w życie Umów uzależnione jest od ziszczenia szeregu warunków tj. (i) dostarczenia przez Wykonawcę zabezpieczenia należytego wykonania Umów; (ii) posiadania przez Spółkę Projektową niezbędnych zezwoleń do rozpoczęcia prac budowlanych; (iii) podjęcia przez daną Spółkę Projektową finalnej decyzji inwestycyjnej („FID”); (iv) dostarczenia przez strony wymaganych polis ubezpieczeniowych; (v) wystawienia przez Spółkę Projektową żądania rozpoczęcia prac („NTP”); (vi) otrzymania przez Wykonawcę potwierdzenia wystawionego przez banki, iż Spółka Projektowa uzyskała finansowanie albo dostarczenia zabezpieczenia płatności w postaci gwarancji korporacyjnej. Spółki Projektowe mogą odstąpić od wymogu spełnienia warunków określonych w pkt (i) – (iv).

Spółki Projektowe, zgodnie z Umowami, wystawią po ich podpisaniu tymczasowe żądanie rozpoczęcia prac („INTP”), obejmujące część zakresu umownego. INTP dotyczyć będzie tych prac objętych Umowami, których wykonanie przed FID jest potrzebne dla realizacji projektów zgodnie z założeniami

harmonogramowymi. Do wykonania prac stosować się będzie postanowienia Umów.

W związku z rozpoczęciem prac przed spełnieniem warunków Umów Spółka zobowiązana będzie do dostarczenia zabezpieczenia płatności w postaci gwarancji korporacyjnej („PCG”). PCG wystawiane przez Spółkę będą dotyczyć 50% wartości zobowiązań Spółek Projektowych wobec Wykonawcy. Maksymalna przewidywana kwota zobowiązań Spółki z tytułu PCG zabezpieczających prace wykonywane na podstawie INTP wynosić będzie ok. 18,1 mln EUR łącznie dla obu Spółek Projektowych. Maksymalna przewidywana kwota zobowiązań Spółki z tytułu PCG zabezpieczających prace wykonywane na podstawie NTP ale przed zamknięciem finansowym będzie uzależniona od ostatecznej wartości zobowiązania z tytułu kontraktu.

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”). Umowa inwestycyjna zakłada utworzenie spółki specjalnego przeznaczenia, współkontrolowanej przez Spółkę oraz Green Genius, która będzie realizować projekt. Celem JV jest sformalizowanie współpracy Grupy Polenergia 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 6 września 2022 r. Polenergia S.A. powzięła informację o wydaniu przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w drodze decyzji, zgody na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Polenergia S.A. oraz Modus wspólnego przedsięwzięcia, w ramach którego Polenergia S.A. i Modus będą współpracować w związku z planowanym rozwojem projektów elektrowni wiatrowych na Morzu Bałtyckim w regionie litewskiego morza terytorialnego lub wyłącznej strefy ekonomicznej Republiki Litewskiej, w zakresie wskazanym w umowie inwestycyjnej.

W dniu 21 września 2022 r. do Polenergia S.A. wpłynęło zawiadomienie Generali Powszechne Towarzystwo Emerytalne S.A. zarządzającego Generali Otwartym Funduszem Emerytalnym („Fundusz”), złożone na podstawie art. 69 Ustawy, o zmniejszeniu przez Fundusz udziału w ogólnej liczbie głosów w Spółce poniżej progu 5%.

W dniu 5 stycznia 2023 roku do Spółki wpłynęło zawiadomienie Powszechnego Towarzystwa Emerytalnego Allianz Polska S.A., zarządzającego Allianz Polska Otwartym Funduszem Emerytalnym („Allianz OFE”), oraz zarządzającego Allianz Polska Dobrowolnym Funduszem Emerytalnym („Allianz DFE”), zgodnie z którym w wyniku połączenia w dniu 30 grudnia 2022 roku ze spółką Aviva Powszechne Towarzystwo Emerytalne Aviva Santander Spółka Akcyjna, zarządzającym Drugim Allianz Polska Otwartym Funduszem Emerytalnym („Drugi Allianz OFE”), udział w kapitale zakładowym i w ogólnej liczbie głosów Spółki na rachunkach Allianz OFE, Allianz DFE i Drugi Allianz OFE zwiększył się powyżej 5%.

W dniu 7 października 2022 r. Zarząd Polenergii S.A. otrzymał rezygnację pana Grzegorza Stanisławskiego z funkcji Członka Rady Nadzorczej. Rezygnacja została złożona ze względów osobistych ze skutkiem na dzień 10 października 2022 r.

W dniu 10 października 2022 r. Zarząd Polenergii S.A. otrzymał oświadczenie akcjonariusza – Mansa Investments sp. z o.o. (Mansa) z siedzibą w Warszawie, o powołaniu, na podstawie uprawnienia osobistego przewidzianego w art. 5.4.2 lit. a) pkt i) Statutu Spółki, pana Jacka Santorskiego na stanowisko Członka Rady Nadzorczej, ze skutkiem od dnia 10 października 2022 r.

W dniu 7 lutego 2023 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o odwołaniu w dniu 8 lutego 2023 roku, Członka Zarządu Spółki – Pana Jarosława Bogacza.

W roku 2022 przeprowadzona była oferta publiczna 21 358 699 nowo emitowanych akcji zwykłych na okaziciela serii AA. W dniu 27 stycznia 2022 r. Komisja Nadzoru Finansowego zatwierdziła prospekt Spółki sporządzony w związku z planowaną ofertą publiczną oraz planowanym ubieganiem się o dopuszczenie i wprowadzenie ww. akcji do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

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.

W dniu 22 lutego 2023 roku Zarząd podjął uchwałę („Uchwała”) w sprawie zainicjowania procesu podwyższenia kapitału zakładowego Spółki poprzez emisję nowych akcji Spółki, w ramach której Spółka planuje pozyskać wpływy w wysokości od 500 do 750 mln zł („Emisja”). Ostateczna wartość oczekiwanych wpływów z Emisji oraz powiązana z nią liczba nowych akcji Spółki jaka zostanie wyemitowana w ramach Emisji zostanie określona przez Zarząd w prospekcie lub komunikacie publikowanym po dacie jego zatwierdzenia z uwzględnieniem rzeczywistego zapotrzebowania Spółki na kapitał. W związku z powyższym, Zarząd zwołał Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki, którego porządek obrad przewiduje podjęcie uchwały w sprawie Emisji (raport bieżący nr 7/2023 z dnia 28 lutego 2023 roku). Ostateczna decyzja co do przeprowadzenia Emisji oraz podwyższenia kapitału zakładowego Spółki należeć będzie do Walnego Zgromadzenia. Intencją Zarządu jest skierowanie Emisji do akcjonariuszy Spółki na podstawie prawa poboru oraz przeprowadzenie Emisji w drodze oferty publicznej na podstawie prospektu w rozumieniu Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1129 z dnia 14 czerwca 2017 r. Zakładanym na dzień podjęcia Uchwały celem Emisji jest pozyskanie środków na finansowanie projektów inwestycyjnych i planów rozwojowych Spółki, w tym w zakresie farm wiatrowych (morskich oraz lądowych) i farm fotowoltaicznych oraz projektów w obszarze technologii wodorowych, magazynowania energii i elektromobilności, których realizacja wpisuje się w założenia opublikowanej przez Spółkę w maju 2020 roku Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024. Ostateczny cel Emisji zostanie określony i opisany w prospekcie Spółki, który zostanie sporządzony w związku z Emisją. Na potrzeby Emisji, Spółka zaangażowała Santander Bank Polska S.A. jako Wyłącznego Globalnego Koordynatora, Prowadzącego Księgę Popytu oraz Firmę Inwestycyjną pośredniczącą w Emisji oraz DLA Piper Giziński Kycia sp. k. jako doradcę prawnego Spółki.

### **Wyniki finansowe za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2022 w podziale na segmenty operacyjne**

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w 2022 roku oraz w czwartym kwartale 2022 roku w podziale na segmenty działalności.

12M 2022 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gas i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Nealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>403,9</b>	<b>16,1</b>	<b>202,8</b>	<b>6 292,4</b>	<b>161,9</b>	<b>12,2</b>	<b>-</b>	<b>7 089,2</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(144,2)</b>	<b>(4,9)</b>	<b>(200,0)</b>	<b>(6 121,8)</b>	<b>(134,3)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(6 611,1)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(57,5)	-	-	-	-	-	-	(57,5)
amortyzacja	(81,0)	(2,4)	(13,4)	(4,9)	(7,5)	(4,3)	(2,8)	(116,4)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(5,8)	-	-	-	-	-	-	(5,8)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>259,6</b>	<b>11,2</b>	<b>2,7</b>	<b>170,6</b>	<b>27,6</b>	<b>9,2</b>	<b>(2,8)</b>	<b>478,1</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	64,3%	69,8%	1,3%	2,7%	17,0%	"n/a"	"n/a"	6,7%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(115,9)	-	-	-	(115,9)
Koszty ogólnego zarządu	(5,5)	(0,8)	(7,1)	(64,2)	(8,1)	(39,9)	-	(125,5)
Pozostała działalność operacyjna	7,2	(0,4)	(2,5)	(0,4)	(0,1)	(2,8)	-	0,9
w tym odpisy aktualizujące	(0,3)	-	-	-	-	(0,0)	-	(0,3)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>261,4</b>	<b>10,1</b>	<b>(6,9)</b>	<b>(10,0)</b>	<b>19,4</b>	<b>(33,6)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>237,6</b>
<b>EBITDA</b>	<b>342,7</b>	<b>12,6</b>	<b>6,5</b>	<b>(5,0)</b>	<b>26,9</b>	<b>(29,3)</b>	<b>-</b>	<b>354,3</b>
Marża EBITDA	84,8%	78,0%	3,2%	-0,1%	16,6%	"n/a"	"n/a"	5,0%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>342,7</b>	<b>12,6</b>	<b>6,5</b>	<b>(5,0)</b>	<b>26,9</b>	<b>(29,3)</b>	<b>-</b>	<b>354,3</b>
Marża skorygowana EBITDA	84,8%	78,0%	3,2%	-0,1%	16,6%	"n/a"	"n/a"	5,0%
Wynik na działalność finansowej	(53,3)	(1,2)	0,0	(21,2)	(5,8)	44,1	-	(37,3)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>208,1</b>	<b>8,9</b>	<b>(6,9)</b>	<b>(31,1)</b>	<b>13,7</b>	<b>10,5</b>	<b>(2,8)</b>	<b>200,3</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(40,4)
<b>Zysk (strata) netto z działalności kontynuowanej</b>								<b>159,9</b>
Zysk z działalności operacyjnej zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>159,9</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	2,8
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	(2,9)
Wycena kredytów według zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	1,8
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>162,0</b>
*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								
12M 2021 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gas i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Nealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>254,9</b>	<b>3,2</b>	<b>301,0</b>	<b>3 323,4</b>	<b>109,6</b>	<b>7,0</b>	<b>-</b>	<b>3 999,1</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(118,1)</b>	<b>(2,2)</b>	<b>(158,3)</b>	<b>(3 281,6)</b>	<b>(90,3)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(3 657,0)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(49,5)	-	-	-	-	-	-	(49,5)
amortyzacja	(66,6)	(0,8)	(16,1)	(0,2)	(6,2)	(2,4)	(0,9)	(93,3)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(2,0)	-	-	-	-	-	-	(2,0)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>136,8</b>	<b>1,0</b>	<b>142,7</b>	<b>41,7</b>	<b>19,3</b>	<b>1,4</b>	<b>(0,9)</b>	<b>342,1</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	53,7%	32,4%	47,4%	1,3%	17,6%	"n/a"	"n/a"	8,6%
Koszty ogólnego zarządu	(3,8)	(0,4)	(8,0)	(20,8)	(7,2)	(37,1)	-	(77,3)
Pozostała działalność operacyjna	2,9	(0,0)	(35,0)	1,3	(0,1)	0,0	-	(30,9)
w tym odpisy aktualizujące	(0,2)	-	-	-	-	(19,9)	-	(20,1)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>135,9</b>	<b>0,7</b>	<b>99,7</b>	<b>22,3</b>	<b>11,9</b>	<b>(35,7)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>233,9</b>
<b>EBITDA</b>	<b>202,7</b>	<b>1,5</b>	<b>135,7</b>	<b>22,5</b>	<b>18,2</b>	<b>(19,4)</b>	<b>-</b>	<b>361,2</b>
Marża EBITDA	79,5%	46,1%	45,1%	0,7%	16,6%	"n/a"	"n/a"	9,0%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>202,7</b>	<b>1,5</b>	<b>135,7</b>	<b>22,5</b>	<b>18,2</b>	<b>(19,4)</b>	<b>-</b>	<b>361,2</b>
Marża skorygowana EBITDA	79,5%	46,1%	45,1%	0,7%	16,6%	"n/a"	"n/a"	9,0%
Wynik na działalność finansowej	(32,8)	(0,6)	(0,6)	(1,1)	(3,1)	224,3	-	186,1
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>103,1</b>	<b>0,1</b>	<b>99,1</b>	<b>21,2</b>	<b>8,9</b>	<b>188,6</b>	<b>(0,9)</b>	<b>420,1</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(85,5)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>334,5</b>
Zysk z działalności operacyjnej zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	(1,6)
Zysk ze zbycia działalności zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	4,4
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>337,3</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	2,7
Wycena kredytów według zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	1,4
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	20,1
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	(174,9)
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>187,2</b>
<b>Zmiana skorygowanej EBITDA rdr</b>	<b>140,0</b>	<b>11,1</b>	<b>(129,2)</b>	<b>(27,5)</b>	<b>8,8</b>	<b>(9,9)</b>	<b>-</b>	<b>(6,8)</b>

\*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

4Q 2022 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>103,5</b>	<b>2,3</b>	<b>96,3</b>	<b>1 688,2</b>	<b>49,9</b>	<b>5,9</b>	<b>-</b>	<b>1 946,1</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(35,3)</b>	<b>(2,1)</b>	<b>(93,8)</b>	<b>(1 628,7)</b>	<b>(43,3)</b>	<b>2,1</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(1 801,6)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(17,5)	-	-	-	-	-	-	(17,5)
amortyzacja	(25,6)	(1,0)	(3,3)	(1,6)	(1,9)	(1,5)	(0,7)	(35,6)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	7,8	-	-	-	-	-	-	7,8
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>68,2</b>	<b>0,3</b>	<b>2,5</b>	<b>59,6</b>	<b>6,6</b>	<b>8,0</b>	<b>(0,7)</b>	<b>144,5</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	65,9%	11,6%	2,6%	3,5%	13,3%	"n/a"	"n/a"	7,4%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(30,6)	-	-	-	(30,6)
Koszty ogólnego zarządu	(2,1)	(0,2)	(2,0)	(21,4)	(2,4)	(12,3)	-	(40,4)
Pozostała działalność operacyjna	4,4	(0,1)	(1,3)	(0,4)	(0,2)	(1,5)	-	0,9
w tym odpisy aktualizujące	(0,1)	-	-	-	-	0,0	-	(0,0)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>70,5</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(0,8)</b>	<b>7,1</b>	<b>4,0</b>	<b>(5,7)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>74,3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>96,1</b>	<b>1,0</b>	<b>2,6</b>	<b>8,7</b>	<b>5,9</b>	<b>(4,2)</b>	<b>-</b>	<b>110,0</b>
Marża EBITDA	92,9%	40,9%	2,7%	0,5%	11,8%	"n/a"	"n/a"	5,7%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>96,1</b>	<b>1,0</b>	<b>2,6</b>	<b>8,7</b>	<b>5,9</b>	<b>(4,2)</b>	<b>-</b>	<b>110,0</b>
Marża skorygowana EBITDA	92,9%	40,9%	2,7%	0,5%	11,8%	"n/a"	"n/a"	5,7%
Wynik na działalności finansowej	(24,4)	(0,3)	1,1	(7,4)	(1,8)	23,0	-	(9,7)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>46,1</b>	<b>(0,4)</b>	<b>0,3</b>	<b>(0,3)</b>	<b>2,2</b>	<b>17,3</b>	<b>(0,7)</b>	<b>64,6</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(12,7)
<b>Zysk (strata) netto z działalności kontynuowanej</b>								<b>51,9</b>
Zysk z działalności operacyjnej zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>51,9</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	1,1
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>54,3</b>

\*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

4Q 2021 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>82,1</b>	<b>0,4</b>	<b>127,1</b>	<b>1 824,0</b>	<b>30,7</b>	<b>2,2</b>	<b>-</b>	<b>2 066,5</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(26,3)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(99,7)</b>	<b>(1 838,1)</b>	<b>(24,0)</b>	<b>1,0</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(1 987,9)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(16,4)	-	-	-	-	-	-	(16,4)
amortyzacja	(18,2)	(0,2)	(4,0)	(0,1)	(1,6)	(0,6)	(0,2)	(24,9)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	8,3	-	-	-	-	-	-	8,3
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>55,9</b>	<b>(0,2)</b>	<b>27,3</b>	<b>(14,1)</b>	<b>6,6</b>	<b>3,2</b>	<b>(0,2)</b>	<b>78,6</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	68,0%	-39,2%	21,5%	-0,8%	21,6%	"n/a"	"n/a"	3,8%
Koszty ogólnego zarządu	(1,1)	(0,2)	(2,6)	(7,1)	(2,6)	(11,3)	-	(24,9)
Pozostała działalność operacyjna	0,6	(0,0)	(20,3)	0,3	(0,3)	(0,1)	-	(19,7)
w tym odpisy aktualizujące	(0,0)	-	-	-	-	(19,9)	-	(19,9)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>55,4</b>	<b>(0,4)</b>	<b>4,4</b>	<b>(20,8)</b>	<b>3,8</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>34,0</b>
<b>EBITDA</b>	<b>73,7</b>	<b>(0,1)</b>	<b>28,4</b>	<b>(20,8)</b>	<b>5,3</b>	<b>(7,5)</b>	<b>-</b>	<b>78,9</b>
Marża EBITDA	89,7%	-33,3%	22,3%	-1,1%	17,4%	"n/a"	"n/a"	3,8%
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>73,7</b>	<b>(0,1)</b>	<b>28,4</b>	<b>(20,8)</b>	<b>5,3</b>	<b>(7,5)</b>	<b>-</b>	<b>78,9</b>
Marża skorygowana EBITDA	89,7%	-33,3%	22,3%	-1,1%	17,4%	"n/a"	"n/a"	3,8%
Wynik na działalności finansowej	(9,3)	(0,2)	0,3	1,5	(0,8)	(2,4)	-	(10,8)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>46,1</b>	<b>(0,5)</b>	<b>4,8</b>	<b>(19,4)</b>	<b>3,0</b>	<b>(10,6)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>23,2</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(7,6)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>15,6</b>
Zysk z działalności operacyjnej zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk ze zbycia działalności zaniechanej	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>15,6</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	2,4
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	19,9
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>38,4</b>
<b>Zmiana skorygowanej EBITDA rdr</b>	<b>22,4</b>	<b>1,1</b>	<b>(25,8)</b>	<b>29,5</b>	<b>0,6</b>	<b>3,3</b>	<b>-</b>	<b>31,1</b>

\*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

### 3. Otoczenie prawne

Szczegóły dotyczące aktów prawnych istotnych z punktu widzenia działania Grupy Polenergia zostały przedstawione w części „Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń”.

### 4. Struktura organizacyjna Grupy

Skład grupy kapitałowej Emitenta został przedstawiony w nocie 7 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

### 5. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w rocznym 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 grupę kapitałową Emitenta przedstawia poniższa tabela:

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	12M 2022	12M 2021	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	7 089,2	3 999,1	3 090,2
EBITDA	354,3	361,2	(6,8)
Skorygowana EBITDA	354,3	361,2	(6,8)
Zysk/Strata Netto	159,9	337,3	(177,4)
Skorygowany Zysk/Strata Netto	162,0	187,2	(25,2)

Na wyniki osiągnięte w 2022 roku w porównaniu do wyników roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

#### a) Na poziomie EBITDA (spadek o 6,8 mln zł):

- Wyższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 140,0 mln zł), co jest głównie konsekwencją rozpoczęcia eksploatacji Farm Wiatrowych Dębask i Kostomłoty, uwzględnienia w 2022 r. całorocznej produkcji Farmy Wiatrowej Szymankowo, która rozpoczęła eksploatację w drugiej połowie 2021 roku oraz wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów na poziomie segmentu. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższy wolumen produkcji farm będących w eksploatacji oraz zakończenie systemu wsparcia w Farmie Wiatrowej Puck i wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych;
- Wyższy wynik segmentu fotowoltaiki (o 11,1 mln zł) w związku z rozruchem 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), rozruchem i uruchomieniem we wrześniu 2022 projektu Buk I (6,4 MW) oraz lepszymi wynikami Sulechowa I (przychody wyższe o 86% względem analogicznego okresu roku poprzedniego), jak również korzystnymi warunkami nasłonecznienia w ciągu roku;
- Niższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 129,2 mln zł) w efekcie (i) niższego wyniku w związku z optymalizacją produkcji energii elektrycznej w ENS, (ii) niższej marży na sprzedaży ciepła wskutek wyższych cen gazu i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i dodatkowych przychodów kompensujących wyższy koszt gazu w 2021 r. w kwocie 13,4 mln, (iii) braku przychodów z systemu rekompensat (dodatkowe przychody w 2021 r. w kwocie 21,4 mln zł) oraz (iv) niższych przychodów z rynku mocy;
- Niższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 27,5 mln zł) wskutek: i) niższego wyniku na obsłudze kontraktu z ENS w związku z dokonanymi w 2021 r. optymalizacjami ENS skutkującymi wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż na kolejne okresy, ii) niższego wyniku na agregacji OZE w konsekwencji istotnego wzrostu kosztu profilu oraz odchyłań wolumenowych produkcji aktywów względem pozycji zabezpieczającej sprzedaż, iii) niższego wyniku na handlu energią z aktywów OZE

wskutek wzrostu kosztu profilu oraz odchyłeń wolumenowych produkcji farm wiatrowych względem pozycji zabezpieczającej sprzedaż, iv) obowiązkowego odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w związku z wejściem w życie ustawy z dn. 27.10.2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej, v) wyższych kosztów operacyjnych w związku ze wzrostem skali działalności. Spadek wyniku w 2022 roku częściowo został skompensowany przez: i) wzrost marży portfela handlowego i obsługi biznesu wskutek m.in. realizacji krótkoterminowej strategii na rynkach, ii) wyższy wynik na sprzedaży energii związany głównie z wyższym wynikiem na wycenie transakcji terminowych, iii) wyższy wynik działalności proprietary trading na rynkach energii i gazu, iv) dodatkową marżę na sprzedaży rozwiązań w zakresie energetyki prosumenckiej, w tym paneli fotowoltaicznych oraz pomp ciepła;

- Wyższy wynik segmentu dystrybucji (o 8,8 mln zł) 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. Głównymi powodami 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 oraz korekta kosztów za rok 2022 w czwartym kwartale 2022;
- Niższy wynik pozycji Niealokowane (o 9,9 mln zł) co jest głównie konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających ze wzrostu skali działalności.

**b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (spadek o 6,8 mln zł):**

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik niższy o 6,8 mln zł);

**c) Na poziomie Zysku Netto (spadek o 177,4 mln zł):**

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik niższy o 6,8 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 23,1 mln zł) wynikająca przede wszystkim z oddania do użytkowania środków trwałych w segmencie farm wiatrowych i dystrybucji oraz nabycia Polenergia Fotowoltaika S.A. częściowo skompensowana przez niższą amortyzację w segmencie gazu i czystych paliw (niższa stawka amortyzacji w związku z dłuższym okresem amortyzowania remontów i dokonaniem odpisu aktualizującego wartość środków trwałych w grudniu 2021 roku) oraz zakończenia amortyzacji aktywa z tytułu rekompensat gazowych i kosztów osieroconych rozpoznanego w Rozliczeniu Ceny Nabycia oraz rozpoczęcia amortyzacji aktywa rozpoznanego przy Rozliczeniu Ceny Nabycia Polenergii Fotowoltaika S.A. (daw. Edison Energia);
- Niższe koszty związane ze sprzedażą aktywów (o 13,9 mln zł) wynikające z usług doradczych związanych z otrzymaniem dodatkowych płatności (earn-out) w związku ze sprzedażą udziałów w spółkach MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. poniesione w 2021 roku;
- Niższe odpisy aktualizujące o 19,8 mln zł.

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 3,7 mln zł.

- Niższe przychody finansowe (o 191,9 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) oraz sprzedaży projektu Wińsko i niższe przychody z tytułu różnic kursowych o 1,9 mln zł częściowo skompensowanych przez wzrost przychodów z tytułu odsetek od lokat i pożyczek (o 36,2 mln zł);
- Wyższe koszty finansowe (o 31,5 mln zł) wynikające głównie z wyższych kosztów z tytułu odsetek (27,0 mln zł), wyższych kosztów prowizji i innych opłat bankowych (o 3,3 mln zł) oraz wyższych kosztów z tytułu różnic kursowych (o 2,8 mln zł);

- Niższy poziom podatku dochodowego (o 45,2 mln zł) w związku z niższym wynikiem brutto Grupy w 2022 roku (wyższy zysk operacyjny skompensowany przez niższy poziom przychodów finansowych);
- Niższy wynik na działalności zaniechanej (o 2,8 mln zł) w związku ze sprzedażą projektu Elektrowni Mercury.

**d) Na poziomie skorygowanego zysku netto (spadek o 25,2 mln zł):**

- Wpływ zysku netto (spadek o 177,4 mln zł);
- Eliminacja wyniku netto na sprzedaży aktywów (wzrost o 174,9 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (spadek o 5,5 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (wzrost o 2,1 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizujących (spadek o 19,8 mln zł)
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (wzrost o 0,5 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. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe**

Czynniki mające znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe zostały opisane w punktach 2 i 5 niniejszego raportu.

**8. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta na dzień przekazania raportu rocznego 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 rocznego**

I.p.	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział procentowy
1	Mansa Investments sp. z o.o. <sup>1</sup>	28 617 254	28 617 254	42,84%
2	BIF IV Europe Holdings Limited <sup>2</sup>	21 317 706	21 317 706	31,91%
3	Allianz OFE, Allianz DFE, Drugi Allianz Polska OFE <sup>3</sup>	5 229 666	5 229 666	7,83%
4	OFE Nationale-Nederlanden <sup>4</sup>	3 767 231	3 767 231	5,64%
5	Pozostali (poniżej 5%) <sup>5</sup>	7 870 389	7 870 389	11,78%
	Łącznie	66 802 246	66 802 246	100%

<sup>1</sup>100% udziałów w Mansa Investments sp. z o.o. jest pośrednio kontrolowane przez Panią Dominikę Kulczyk poprzez spółkę: Kulczyk Holding s.à r.l. Informacja o stanie posiadania zgodna z zawiadomieniem otrzymanym przez Spółkę 13 kwietnia 2022 roku (raport bieżący nr 16/2022 z 13 kwietnia 2022 roku). W dniu 28 grudnia 2022 roku Spółka otrzymała zawiadomienie od Mansa Investments sp. z o.o., Kulczyk Holding s.à r.l. oraz Pani Dominiki Kulczyk o ustanowieniu zastawu na 1 200 000 akcjach Spółki (raport bieżący nr 42/2022 z 28 grudnia 2022 roku).

<sup>2</sup> Informacja o stanie posiadania zgodna z zawiadomieniem otrzymanym przez Spółkę 13 kwietnia 2022 roku (raport bieżący nr 16/2022 z 13 kwietnia 2022 roku).

<sup>3</sup>Zawiadomienie o zmianie stanu posiadania przekazane przez Spółkę do publicznej wiadomości raportem bieżącym nr 1/2023 z 6 stycznia 2023 roku.



<sup>4</sup>Zgodnie z informacjami z ZWZ Emitenta zwołanego na 11 maja 2022 roku.

<sup>5</sup>Zgodnie z zawiadomieniem o zmianie stanu posiadania otrzymanym przez Spółkę 21 września 2022 roku Generali Powszechne Towarzystwo Emerytalne S.A. zarządzające Generali Otwartym Funduszem Emerytalnym zmniejszyło udział w ogólnej liczbie głosów w Spółce poniżej progu 5% głosów (raport bieżący nr 29/2022 z 21 września 2022 roku).

Zmiana w strukturze własności pakietów akcji Emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego została opisana w punkcie 2. niniejszego raportu.

## **9. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, 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.

Dnia 29 sierpnia 2022 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 11 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 2 listopada 2022 r. nastąpił podział spółki Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o. przez przeniesienie części jej majątku na spółkę Polenergia Farma Fotowoltaiczna 9 sp. z o.o. (podział przez wydzielenie), na podstawie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych.

Dnia 15 grudnia 2022 roku spółka Polenergia Farma Fotowoltaiczna 20 sp. z o.o. zmieniła nazwę na Polenergia Farma Wiatrowa 29 sp. z o.o.

Dnia 14 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 18 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 16 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 24 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 18 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 19 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 23 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 21 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 23 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 15 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 26 stycznia 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 20 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

Dnia 17 marca 2023 roku spółka Polenergia Farma Wiatrowa 25 sp. z o.o. została wpisana do rejestru przedsiębiorców KRS.

## 10. Informacje ogólne

Grupa Kapitałowa Polenergia („Grupa”) składa się z Polenergia S.A. („Spółka”, „jednostka dominująca”), dawniej Polish Energy Partners S.A., i jej spółek zależnych. Spółka została utworzona Aktem Notarialnym z dnia 17 lipca 1997 roku i jest wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy, w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000026545. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012693488. Od 20 listopada 2013 roku siedziba Spółki mieści się w Warszawie przy ulicy Kruczej 24/26.

Akcje Polenergia S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Grupa Polenergia składa się z pionowo zintegrowanych spółek działających w obszarze wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i gazowych, dystrybucji, sprzedaży i obrotu energią elektryczną oraz energetyki rozproszonej. Powstała w wyniku konsolidacji dwóch grup aktywów kontrolowanych przez Kulczyk Holding S.àr. I (dawniej Polenergia Holding S.àr. I) z siedzibą w Luksemburgu tj. Polish Energy Partners S.A. (skoncentrowanej na rozwoju i eksploatacji odnawialnych źródeł energii, głównie farm wiatrowych) oraz Grupy Polenergia (skoncentrowanej na wytwarzaniu, dystrybucji, sprzedaży i obrocie energią elektryczną i świadectw pochodzenia oraz rozwoju morskich farm wiatrowych). Na początku roku 2022 Grupa nabyła 100% udziałów w spółce Edison Energia S.A. (obecnie Polenergia Fotowoltaika i Polenergia Pompy Ciepła), która działa w segmencie energetyki rozproszonej.

Czas trwania Spółki, jak również wszystkich jednostek Grupy Kapitałowej jest nieograniczony.

## 11. Opis organizacji grupy kapitałowej Emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej Emitenta wraz z podaniem ich przyczyn

Schemat grupy kapitałowej Emitenta został przedstawiony w nocie 7 w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Wszystkie Spółki przedstawione w rzeczonyj nocie są konsolidowane metodą pełną, poza Spółkami MFW Bałtyk I S.A., MFW Bałtyk II Sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III Sp. z o.o., które wyceniane są metodą praw własności.

W omawianym okresie nie wystąpiły istotne zmiany w organizacji grupy kapitałowej emitenta poza wydarzeniami opisanymi powyżej w punkcie 9.

**12. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu, w tym z punktu widzenia płynności grupy kapitałowej Emitenta**

Nazwa	Opis	Wartość 2022	Wartość 2021	Zmiana r/r
1. Rentowność kapitału własnego	wynik finansowy netto	6,5%	20,6%	-14,1%
	średnioroczny stan kapitału własnego			
2. Rentowność netto sprzedaży	wynik finansowy netto	2,3%	8,4%	-6,2%
	przychody ze sprzedaży			
3. Płynność - wskaźnik płynności I	majątek obrotowy ogółem	1,67	1,06	0,61
	zob. krótkoterminowe			
4. Szybkość obrotu należności (w dniach)	średnioroczny stan należności z tytułu dostaw i usług x 365 dni	15	14	1
	przychody ze sprzedaży produktów towarów			
5. Obciążenie majątku zobowiązaniami	(suma pasywów - kapitał własny) *100	50,7 %	66,9%	-16,2 %
	suma aktywów			

Rentowność kapitału własnego była niższa w porównaniu do roku poprzedniego, jak również wskaźnik rentowności netto sprzedaży, świadczący o poziomie zysku przypadającym na każdą złotówkę przychodów ze sprzedaży, uległ obniżeniu. Wpływ na pogorszenie powyższych wskaźników miał w szczególności spadek zysku netto w związku z otrzymanymi w 2021 r. dodatkowymi płatnościami (earn-out) w kwocie 225,8 mln zł z tytułu sprzedaży udziałów w projektach MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III oraz wzrost kapitału własnego w porównaniu do roku ubiegłego w związku z przeprowadzoną emisją w roku 2022.

Płynność finansowa Grupy mierzona wskaźnikiem płynności I uległa zwiększeniu w związku z wyższym stosunkiem wartości majątku obrotowego względem zobowiązań krótkoterminowych – (spadek zobowiązań krótkoterminowych w porównaniu do roku ubiegłego). Wskaźnik szybkości obrotu należnościami, oznaczający okres oczekiwania na wpływ należności, wzrósł o 1 dzień w porównaniu do roku ubiegłego.

Struktura bilansu Grupy na koniec 2022 roku uległa zmianie wskutek względnego wzrostu poziomu kapitału własnego w sumie bilansowej na rzecz niższych zobowiązań krótkoterminowych – w szczególności z tytułu kredytów, pożyczek oraz zobowiązań z tytułu: zmiany wyceny kontraktów terminowych czy dostaw i usług.

**13. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu Emitent jest na nie narażony**
Ryzyko konkurencji

Grupa działa w obszarach rynku energetyki obejmujących m.in. wytwarzanie energii elektrycznej (przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych i słonecznych) i ciepła, dystrybucję, obrót energią elektryczną, oraz sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i rozwiązań z zakresu energetyki rozproszonej i elektromobilności. Ponadto Grupa rozwija projekty w zakresie wytwarzania i magazynowania "zielonego" wodoru. We wszystkich wymienionych obszarach, Grupa konkuruje z innymi podmiotami aktywnymi na rynku.

Przykładowo, obowiązujące uregulowania prawne powodujące systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię wyprodukowaną ze źródeł odnawialnych oraz implementację systemu aukcyjnego dla nowych i istniejących mocy OZE sprawiają, że zwiększa się ryzyko konkurencji w tym segmencie rynku, w tym ze strony silnych kapitałowo podmiotów zagranicznych. Grupa zbiera szczegółowe dane dotyczące specyfiki rynku i projektów konkurencji, które pozwalają ocenić opłacalność projektów konkurencji oraz potencjalny poziom oferty aukcyjnej. Wnikliwe analizy pozwalają Grupie zachować właściwą ocenę sytuacji rynkowej. Jednocześnie wysoce konkurencyjne projekty przygotowywane są dzięki zaawansowanym procesom optymalizacji wydatków inwestycyjnych i operacyjnych, a także wyborem do realizacji inwestycji tych lokalizacji, które cechują się ponadprzeciętnymi warunkami wietrzności bądź nasłonecznienia oraz relatywnie niskimi kosztami przyłączenia.

W zakresie działalności związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, Grupa narażona jest na utratę klientów na rzecz konkurentów posiadających dostęp do infrastruktury energetycznej i gazowej na zasadach TPA (third party access). Zwiększa to konkurencję w zakresie dostaw energii elektrycznej i gazu do klientów końcowych oraz może prowadzić do spadku marży.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko częściowo zmaterializowało się w odniesieniu do dwóch spółek z Grupy i polegało na utracie niektórych klientów na rzecz konkurencji. Ryzyko zmaterializowało się w odniesieniu do spółki Polenergia Kogeneracja świadczącej usługi dystrybucji i sprzedaży gazu ziemnego oraz Polenergia Dystrybucja świadczącej usługi dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej. W przypadku pierwszej z tych spółek, na zasadach konkurencyjnego dostępu do sieci dystrybucyjnej inni sprzedawcy gazu ziemnego rozpoczęli sprzedaż gazu ziemnego do klientów przyłączonych do sieci gazowej Polenergii Kogeneracja. Biorąc pod uwagę wolumen dystrybuowanego gazu utracona z tego powodu marża może być oszacowana na poziomie 1-2 mln PLN. W przypadku drugiej z tych spółek, ze względu na presję konkurencyjną w zakresie sprzedaży energii, jedynie połowa dystrybuowanej przez tę spółkę energii jest energią jednocześnie sprzedawaną przez spółkę, stąd można oszacować utraconą z tego powodu marżę na kwotę ok 2-3 mln PLN.

#### Ryzyko związane z koniunkturą gospodarczą w Polsce

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

W szczególności należy podkreślić, że w wyniku wybuchu wojny w Ukrainie oraz sankcji nakładanych na Rosję i Białoruś zachodzą zmiany w otoczeniu rynkowym, które mogą mieć negatywny wpływ na wzrost gospodarczy w Polsce i sytuację na polskim rynku energii m.in. poprzez ograniczenie dostępności paliw, zwiększoną presję inflacyjną oraz zmienność kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego. Szczegółowe informacje na temat wpływu wojny w Ukrainie na działalność Grupy zostało przedstawione w punkcie 2 Sprawozdania.

#### 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 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 Grabowo i Piekło zostało w pełni zabezpieczone na rynku

finansowym przed uruchomieniem kredytu inwestycyjnego za pomocą transakcji terminowych typu forward walutowy. Natomiast przygotowywany do budowy projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino jest w dalszym ciągu narażony na ryzyko zmiany kursów. Spółka uwzględnia zmiany kursu walutowego w prognozach ekonomicznych projektu i dąży do ich odzwierciedlenia w założeniach komercyjnych w sposób pozwalający na zachowanie oczekiwanej stopy zwrotu z projektu.

W ramach segmentu morskich farm wiatrowych, większość nakładów inwestycyjnych denominowana jest w walutach obcych, głównie w EUR, co powoduje istotną ekspozycję na ryzyko walutowe związane z wysokością przyszłych wydatków inwestycyjnych. W rozwijanych projektach Spółka ponosi 50% kosztów inwestycyjnych. Wprowadzone w 2022 r. zmiany w Ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, umożliwiającą denominację w EUR części lub całości przychodów z tytułu prawa do pokrycia ujemnego salda ze sprzedaży energii elektrycznej. Wyż. wym. zmiana regulacyjna pozwala na ograniczenie ryzyka walutowego na etapie inwestycji dzięki możliwości finansowania dłużnego również w EUR.

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 CO<sub>2</sub>. 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 zmiany stopy procentowej.

W dniu 8 czerwca 2022 roku Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo Sp. z o.o., zawarła transakcje zabezpieczające ryzyko zmiany 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 zmiany stopy procentowej w mBank S.A., odpowiadające 90% wartości zaciągniętego kredytu.

Na dzień 31 grudnia 2022 r., ok. 87% 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 z 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 zmiany cen surowców niezbędnych do produkcji energii elektrycznej

Spółki z Grupy wykorzystują do produkcji energii elektrycznej i ciepła gaz ziemny.

Grupa wykorzystuje gaz ziemny wysokometanowy w produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w EC Nowa Sarzyna. Od roku 2021 dostawcą paliwa gazowego na potrzeby produkcji energii elektrycznej do EC Nowa Sarzyna, a także odbiorcą energii elektrycznej na bazie umowy SLA (ang. Service Level Agreement) jest Polenergia Obrót. Ewentualne problemy Polenergii Obrót z zaopatrzeniem w paliwo gazowe w ilości niezbędnej do pokrycia istniejącego zapotrzebowania mogą doprowadzić do ograniczenia dostaw paliwa gazowego do jej odbiorców. W takim przypadku EC Nowa Sarzyna może nie wywiązać się ze zobowiązania dostawy ciepła do swoich odbiorców i energii elektrycznej dla Polenergii Obrót. Ryzyko ograniczenia dostaw jest niskie. Ryzyko zmiany cen rynkowych gazu ENS ogranicza poprzez mechanizm umowy SLA, który zapewnia jednocześnie zabezpieczenie trzech produktów: energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w sytuacji pozytywnego tak zwanego CSS (ang. Clean Spark Spread). Gaz ziemny odpowiadający profilowi produkcji ciepła kupowany jest co do zasady odrębnie. Na lata 2022-2023 EC Nowa Sarzyna podpisała kontrakt na zakup gazu do produkcji ciepła z PGNiG OD.

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

W produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych emitowane jest CO<sub>2</sub>. W przypadku gazu ziemnego ta emisja wynosi (zależnie od sprawności instalacji) około 500kg/1MWh zaś w przypadku węgla kamiennego około 900kg/1MWh. Zatem wzrost kosztów CO<sub>2</sub> o 1 PLN/t oznacza wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego o około 0,5 PLN/MWh. Na przestrzeni lat 2020 - 2022 ceny CO<sub>2</sub> wzrosły z poziomu 100 PLN/tonę do około 400 PLN/tonę, co oznaczało wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej z gazu.

Niemniej, w dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko nie materializowało się w sposób mający istotny wpływ na działalność Grupy. Mimo że miały miejsce zmiany cen surowców, to były one w znacznej mierze kompensowane systemami wsparcia (system rekompensaty kosztów osieroconych, czyli kosztów podjętych inwestycji niemożliwych do uzyskania z rynku i rekompensaty gazowej oraz darmowe uprawnienia na CO<sub>2</sub> w związku z produkcją ciepła do jesieni 2021 r.), a także optymalizacjami uzgodnionymi w umowach SLA. Spółka nie wyklucza, że wskazane ryzyko zmaterializuje się w przyszłości.

#### Ryzyko związane z funkcjonowaniem polskiego rynku energii

Podczas gdy rynek ciepła jest rynkiem regulowanym, rynki energii elektrycznej i gazu są rynkami jedynie częściowo kontrolowanym przez powołane do tego organy władzy państwowej. Organem takim jest w szczególności Prezes Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) – centralny organ administracji rządowej powoływany przez Prezesa Rady Ministrów. Zgodnie z Prawem

Energetycznym jest on właściwy do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy m.in. udzielanie, zmiana i cofanie koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, obrót i dystrybucję paliw oraz energii, jak również kontrolowanie wykonywania przez podmioty podlegające zakresowi regulacji Prawa Energetycznego obowiązków wynikających z tegoż aktu normatywnego i aktów wykonawczych. Prezes URE ma także prawo nakładać kary na przedsiębiorstwa koncesjonowane, w tym znaczące kary pieniężne. Spółka nie może zatem wyłączyć ryzyka, że Prezes URE wykorzysta swoje uprawnienia w stosunku do Emitenta i jego Grupy w sposób dla niej niekorzystny.

Z uwagi na znaczny stopień wdrożenia mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym, przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej są zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej. W dalszym ciągu istnieje obowiązek taryfowania energii elektrycznej dostarczanej do gospodarstw domowych odbiorców końcowych nie korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (z zachowaniem możliwości zmiany dostawcy energii przez gospodarstwa domowe), a przepisy Prawa Energetycznego w obecnym brzmieniu, co do zasady, zapewniają pokrywanie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności. Jednocześnie należy podkreślić, że ceny energii elektrycznej produkowanej przez Grupę, z uwagi na sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu, klientów biznesowych oraz odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, nie podlegają zatwierdzaniu przez Prezesa URE. Ze względu na kryzys na globalnych rynkach energii, który ma miejsce na skutek wybuchu wojny w Ukrainie ustawodawca podjął decyzje o czasowym (do końca 2023 roku) wprowadzeniu Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, która to wprowadza ustawowe limity przychodów osiąganych ze sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców i spółki obrotu. Szczegółowy opis wpływu ustawy został opisany w Ryzyku zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym.

#### 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. 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

III kwartale 2023 i latach następnych, w odniesieniu do Elektrociepłowni Nowa Sarzyna ze względu na niestabilne otoczenie politycznie i makroekonomiczne.

#### Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym

Działalność spółek z Grupy podlega licznym regulacjom krajowym, unijnym oraz międzynarodowym. Przepisy, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie, interpretacje, wytyczne itp., mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego przyjęcia w 1997 roku). Ewentualne zmiany, w szczególności przepisów dotyczących działalności gospodarczej i podatków, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych oraz przepisów prawa ochrony środowiska, mogą mieć wpływ na działalność prowadzoną przez Emitenta. Polski system prawny ulega również zmianie w związku z aktami prawnymi na bieżąco wprowadzanymi w ramach regulacji wspólnotowych.

Zależność od regulacji unaocznia wpływ na Grupę ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz.U. z 2022 r. poz. 2243 ze zm.) („Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych”), przyjętej w następstwie wejścia w życie rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Emitent spodziewa się negatywnego wpływu Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na wyniki finansowe Grupy w 2023 roku i to w skali bezprecedensowej w historii jej funkcjonowania.

Jednym z zasadniczych rozwiązań wprowadzonych przez Ustawę o Środkach Nadzwyczajnych jest ustanowienie ustawowych limitów przychodów osiąganych ze sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców i spółki obrotu. Powyższa regulacja w sposób fundamentalny zmienia zasady funkcjonowania podmiotów na rynku energii elektrycznej. W szczególności widoczne jest to w przypadku instalacji OZE, w których to ustawodawca urzędowo narzuca instalacji maksymalną możliwą do osiągnięcia cenę sprzedaży nie biorąc pod uwagę indywidualnych uwarunkowań ekonomicznych projektu, jak również strategii komercjalizacji inwestycji przez inwestora. W komunikacie bieżącym nr 37/2022 Spółka przekazała do publicznej wiadomości, iż wpływ netto powyższych regulacji na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy, oszacowany w oparciu o obowiązujący na moment publikacji stan prawny, wynosi około minus 180 milionów złotych.

Negatywny wpływ Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na Grupę może zostać pogłębiony ze względu na ewentualne kolejne nowelizacje tej ustawy. Należy zwrócić uwagę, że mimo krótkiego okresu, jaki upłynął od uchwalenia Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych do czasu opublikowania Sprawdzania była ona nowelizowana już dwukrotnie, a kolejne nowelizacje nie są wykluczone.

Nie można również wykluczyć wydłużenia okresu obowiązywania Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na kolejne lata. Przedmiotowa ustawa została wprowadzona w celu minimalizacji wpływu na odbiorców końcowych drastycznych wzrostów cen energii, które miały miejsce na skutek wybuchu wojny w Ukrainie i spowodowanego przez to kryzysu na globalnych rynkach energii. Czynniki fundamentalne, które stały za wprowadzeniem Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych nie uległy zmianie. W najbliższej perspektywie czasu nie ma też przesłanek by sądzić, że czynniki te ustaną. Dlatego też istnieje uzasadnione ryzyko wydłużenia okresu obowiązywania Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na kolejne lata co miałyby istotny negatywny wpływ na wyniki finansowe Grupy.



Należy także podkreślić, iż niezależnie od szczególnego przypadku, jakim było uchwalenie Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, działalność prowadzona przez Emitenta zawsze podlega, poza przepisami ogólnie regulującymi każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom wynikającym z przepisów Prawa Energetycznego, Ustawy o OZE i Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, a także aktów wykonawczych. Istnieje w związku z tym ryzyko, iż w przyszłości zmiany polityki państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych będą miały wpływ na działalność prowadzoną przez Emitenta i spółki Grupy.

Szereg przepisów mających zastosowanie do działalności Grupy zostało uchwalonych stosunkowo niedawno i nie wykształciła się praktyka w zakresie ich stosowania, co może powodować ryzyko niewłaściwej ich interpretacji i stosowania. W szczególności dotyczy to Ustawy o OZE, Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, a w szczególności Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych. Trudność stosowania tego ostatniego aktu jest powiązana również z niejasnością wielu jej postanowień.

Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji, w szczególności Prezesa URE, które cechują się dużą uznaniowością i są często przedmiotem sporów sądowych. Zmiany w otoczeniu prawno-regulacyjnym mogą również, w pewnych obszarach, powodować obniżenie zakładanych zwrotów z inwestycji w odnawialne źródła energii.

Przedstawiciele Spółki uczestniczą w pracach zespołów roboczych przy towarzystwach branżowych w celu monitorowania i minimalizacji ryzyka niekorzystnych dla Grupy zmian regulacyjnych, niemniej Spółka ma bardzo ograniczone możliwości realnego wpływu na decyzje podejmowane na szczeblu wspólnotowym i ogólnopolskim w tym zakresie. Ewentualne zmiany regulacji rynku energetycznego mogą okazać się niekorzystne dla grupy kapitałowej.

#### 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 historycznie, spółki Polenergia Obrót i Polenergia Dystrybucja nabywały 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 zarówno w pierwszym, jak i drugim 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. Po znacznym wzroście cen rynkowych wsparcie w ramach systemu aukcyjnego w 2022 roku było jednak czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody źródeł OZE uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych).

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. 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.

Od października 2022 roku wprowadzono na rynku bilansującym ograniczenia w maksymalnych cenach ofertowych, a od 1 grudnia 2022 roku wprowadzono maksymalne stawki sprzedaży energii m.in. ze źródeł OZE. Nadwyżka ponad limit cenowy obliczana jest każdego dnia i musi być przekazywana do Zarządcy Rozliczeń. Dodatkowo spółki obrotu w okresach dziesięciodniowych muszą kalkulować cenę sprzedaży energii i cenę jej zakupu – różnicę tych cen pomniejszoną o 1-3,5% marży w zależności od kierunku sprzedaży muszą przekazać do Zarządcy Rozliczeń. Zmiany regulacyjne uderzające w przychody wytwórców i spółek obrotu wprowadzono do końca 2023 roku jako odpowiedź na drastycznie rosnące ceny energii. Ryzyko to jest systemowe i dotyczy zarówno 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 zabezpieczania, co może generować negatywny wpływ na wynik. Ryzyko takie zmaterializowało się już w niektórych okresach roku 2022. Dlatego też Spółka zmieniła podejście i zabezpieczenia na kolejne lata realizowane będą w sposób elastyczny, jednocześnie 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 wyprodukowała około 1.05 TWh energii elektrycznej.

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. Taka sytuacja jest wynikiem przede wszystkim tego, że cena energii elektrycznej produkowanej w instalacjach OZE takich jak

elektrownie wiatrowe w 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 znaczącą 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 CO<sub>2</sub>, 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 zabezpieczone 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 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 okresowy spadek płynności spółki Polenergia Obrót i w związku z tym podjęła odpowiednie działania w celu poprawy 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 zabezpieczania 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. Niestety w roku 2022 nie było możliwe zabezpieczenie pozytywnych spreadów dla ENS na rynku terminowym na dostawy energii w 2023 roku.

#### 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).

Nadpodaż zielonych certyfikatów jest systematycznie redukowana i ze względu na wzrost zużycia energii i zabezpieczanie się podmiotów rynkowych na przyszłe lata potencjalny efekt nadpodaży jest niwelowany i przesuwany jest na ostatnie lata działania systemu.

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 2023 r. udziały dla tzw. zielonych oraz błękitnych certyfikatów zostały obniżone w stosunku do 2022 r. Oznacza to udziały na poziomie odpowiednio 12,0% 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 nie jest znany obowiązek OZE na 2024 rok.

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 sezonowością działalności

Warunki wietrzne determinujące produkcję energii elektrycznej farm wiatrowych oraz warunki nasłonecznienia determinujące produkcję energii elektrycznej farm fotowoltaicznych charakteryzują się zmiennością zależnie od pory roku oraz zmiennością w cyklach wieloletnich. Warunki wietrzne w okresie jesienno-zimowym są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim, zaś warunki nasłonecznienia w okresie wiosenno-letnim są znacząco lepsze niż w okresie jesienno-zimowym.

Polenergia S.A. podejmuje decyzje o budowie farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru i nasłonecznienia potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

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

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

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

Spółka Polenergia S.A. oraz spółki należące do grupy kapitałowej zawarły umowy ubezpieczenia, które chronią je przed ryzykami związanymi z prowadzoną działalnością gospodarczą. Nie można jednak wykluczyć, że wysokość szkód spowodowanych wystąpieniem zdarzeń objętych ochroną ubezpieczeniową przekroczy limity ubezpieczenia, które zostały określone w polisach. Dodatkowo nie można wykluczyć wystąpienia zdarzenia, które nie będzie objęte ubezpieczeniem, co może zmusić Spółkę do ponoszenia znacznych nakładów na pokrycie szkody.

#### Ryzyko wpływu niekorzystnych warunków pogodowych na produkcję energii elektrycznej przez projekty eksploatowane przez Grupę

Warunki te mogą okazać się mniej korzystne od zakładanych i mogą spowodować osiągnięcie mniejszego wolumenu produkcji od zakładanego. Ponadto, w określonych sytuacjach wzniesienie nowej farmy wiatrowej w sąsiedztwie istniejącego projektu może negatywnie wpłynąć na ilość produkowanej energii elektrycznej w tej wybudowanej wcześniej inwestycji.

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

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

#### Ryzyko związane z aukcjami dla odnawialnych źródeł energii

System wsparcia OZE (tzw. system aukcyjny) uzależnia uzyskanie i wysokość wsparcia dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych od wygrania aukcji. W konsekwencji istnieje ryzyko, że projekty farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych rozwijane przez Grupę nie otrzymają wsparcia. Jednocześnie wsparcie udzielone w ramach systemu aukcyjnego, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego w zakresie wolumenu zabezpieczonego w tej aukcji.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych i fotowoltaicznych, aby zrealizować cele przewidziane w Strategii Grupy na lata 2020-2024. W grudniu 2022 roku Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o., rozwijająca zespół 4 projektów farm fotowoltaicznych Szprotawa o docelowej łącznej mocy ok. 47 MW – wygrała aukcję.

W sytuacji, gdy projekt farmy wiatrowej bądź farmy fotowoltaicznej nie uzyskuje wsparcia w drodze aukcji, sposób jego dalszej realizacji podlega weryfikacji, rozważane są alternatywne formy realizacji przychodów przez projekt, w szczególności możliwa jest jego budowa w celu realizacji dostaw energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorcy końcowego, np. na podstawie umów sprzedaży energii (ang. power purchase agreement; PPA).

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. Przykładowo, w wyniku niewygrania aukcji OZE, niektóre z projektów realizowanych przez Grupę zmuszone były oczekiwać do kolejnej aukcji lub alternatywnie, Grupa analizowała możliwość zawarcia umów sprzedaży energii z tych projektów. Każde opóźnienie realizacji projektów w wyniku niewygrania aukcji OZE oznacza dla Grupy opóźnienie momentu rozpoczęcia osiągania zwrotu z inwestycji w takie projekty.

### Ryzyko zmian prawa dotyczącego systemu wsparcia dla konwencjonalnych źródeł wytwórczych („rynek mocy”) oraz systemu wsparcia dla OZE

Polski rynek energetyczny charakteryzuje istotne wyeksploatowanie w zakresie konwencjonalnych mocy wytwórczych. Wynika to przede wszystkim z niskich inwestycji odtworzeniowych w ostatnich latach. Wprowadzone przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w ostatnich latach rozwiązania funkcjonujące w ramach Rynku Bilansującego (m.in. interwencyjna rezerwa zimna, operacyjna rezerwa mocy) oraz kilka decyzji inwestycyjnych podjętych przez koncerny energetyczne kontrolowane przez Skarb Państwa odsunęły na kilka lat ryzyko niewystarczającej rezerwy mocy. W dniu 8 grudnia 2017 r. Sejm przyjął Ustawę o Rynku Mocy. W kolejnych latach prowadzone były aukcje na dostawy mocy w latach 2021-2027. W ramach przeprowadzonych aukcji ENS zakontraktował moce do roku 2027 włącznie. W lipcu 2025 roku rozpoczyna funkcjonowanie limit emisyjności dwutlenku węgla na poziomie 550 g/kWh. Źródła wytwórcze z Grupy spełniają ten limit, ale jest on nie do osiągnięcia przez źródła węglowe, które stanowią większość jednostek w rynku mocy. Zależnie od przyjętych rozwiązań szczegółowych i parametrów aukcji na kolejne lata, po roku 2027, ekonomika istniejących obiektów (jak Elektrociepłownia Nowa Sarzyna) może się znacząco zmienić. Dodatkowo, nie można wykluczyć negatywnego wpływu rynku mocy na poziom cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, co z kolei może wpłynąć na projekty, których ekonomika opiera się na przychodach ze sprzedaży energii elektrycznej (farmy wiatrowe i fotowoltaiczne) i które posiadają ekspozycję na ryzyko zmian cen energii elektrycznej. Ryzyko to częściowo mitygowane jest przez zabezpieczenie cen energii elektrycznej sprzedawanej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych w kontraktach terminowych oraz uczestnictwo w systemie aukcyjnym dla źródeł OZE.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. W odniesieniu do systemów wsparcia dla OZE, w 2015 r. nastąpiło zastąpienie systemu świadectw pochodzenia, który wprowadzono w 2005 r. systemem aukcyjnym dla nowych instalacji, przy czym po wprowadzeniu systemu aukcyjnego, pierwsze aukcje zorganizowano pod koniec roku 2016. Ustawa OZE umożliwia co prawda przejście działających instalacji OZE z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego, jednakże z uwagi na to, że do aukcji migracyjnych mają zastosowanie te same ceny referencyjne (ceny, które określają maksymalny poziom cen ofert składanych przez producentów zielonej energii w aukcjach. Ich wyznaczenie jest zatem jednym z warunków umożliwiających Prezesowi URE ogłoszenie aukcji na sprzedaż energii z OZE w danym roku. Ceny te określone są co do zasady rozporządzeniem), to w zasadniczy sposób ogranicza to atrakcyjność aukcji migracyjnych dla instalacji OZE wybudowanych przed wieloma laty, które ze względu na wówczas dostępne technologie nie są w stanie wytworzyć energii elektrycznej z taką efektywnością jak nowe instalacje OZE. Cena referencyjna ma bowiem uwzględniać m.in. aktualne koszty i efektywność instalacji OZE. Zarazem instalacje te zostały dotknięte w znacznym stopniu kryzysem na rynku zielonych certyfikatów, który w takim kształcie systemu regulacyjnego, jaki wprowadziła Ustawa OZE i wprowadzona w 2017 r. formuła obliczania opłaty zastępczej, nie jest możliwy do skompensowania poprzez aukcje migracyjne. Wyniki aukcji w 2019 r. potwierdziły niewielkie zainteresowanie tymi aukcjami, w kolejnych latach aukcji tych nie przeprowadzono.

Część podmiotów działających w sektorze elektroenergetycznym jest określana jako podmioty zobowiązane na gruncie przepisów energetycznych. Podmioty te zobowiązane są do przedstawiania do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii z OZE lub uiszczenia opłaty zastępczej. Podmiot zobowiązany do realizacji obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku umorzenia, może wnieść opłatę zastępczą. Wysokość opłaty zastępczej wyliczana jest na podstawie wzoru matematycznego określonego w Ustawie o OZE. W przeszłości zdarzały się przypadki ograniczania wysokości opłaty zastępczej, którą przedsiębiorstwa energetyczne mogły wnieść zamiast przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii z OZE. Pierwotne określenie wysokości

opłaty zastępczej pozwalało na tworzenie korzystnych modeli biznesowych i finansowanie energetyki, w szczególności wiatrowej. Wówczas wytwórca mógł polegać na maksymalnej cenie zielonego certyfikatu ograniczonej jedynie relacją popytu do podaży. Pierwsze zmniejszenie wysokości opłaty zastępczej w 2016 r. spowodowało naruszenie praw nabytych wielu spółek działających w sektorze energetyki wiatrowej, co skutkowało procesami sądowymi. Kolejne zmiany legislacyjne powodowały dalsze niekorzystne zmiany, które uderzały przede wszystkim w inwestorów obciążonych kredytami i w instytucje finansujące, powodując problemy z restrukturyzacją długów, szacowaniem ryzyka i udzielaniem finansowania na nowe inwestycje OZE.

Ponadto, przekształceniom ulegał również system wsparcia dla kogeneracji gazowej i węglowo-biomasowej. W ramach tych zmian system certyfikatu został zastąpiony systemem aukcyjnym, który zaczął funkcjonować dopiero po kilku latach od zakończenia wsparcia w ramach systemu certyfikatu.

#### Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego

Co roku, przepisy prawa podatkowego ulegają licznym zmianom. Wdrażane przepisy nie są jasno sformułowane, co stwarza organom podatkowym możliwość ich interpretacji na niekorzyść podatników. Ministerstwo Finansów wydaje liczne i obszernie objaśnienia podatkowe dotyczące niektórych wprowadzanych przepisów, niemniej z uwagi na ich złożony charakter, budzą one wśród podatników liczne wątpliwości dotyczące ich praktycznego zastosowania. Często bowiem wydawane objaśnienia stoją w sprzeczności z literalnym brzmieniem przepisów. Wskutek takich działań podatnicy mogą być narażeni na ryzyka podatkowe.

#### 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 ze wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>, 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. Obecny okres, EU ETS 2021-2030, regulowany jest Ustawą z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw.

Jedynym obiektem z Grupy Polenergia, który podlega ww. prawodawstwu jest EC Nowa Sarzyna (numer KPRU: PL 0–72 05) - to instalacja spalania o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW, która uczestniczy we wspólnym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

#### Ryzyko braku realizacji nowych projektów

Grupa rozwija znaczącą liczbę projektów, w tym między innymi w segmencie lądowych i morskich farm wiatrowych, projektów fotowoltaicznych, gazu i czystych paliw oraz inwestycji w rozwój infrastruktury dystrybucyjnej i stacji ładowania samochodów elektrycznych. Projekty realizowane przez Grupę wymagają poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych. Nakłady są szczególnie wysokie w przypadku projektów rozwoju i budowy farm wiatrowych na lądzie i morzu. Grupa podejmuje decyzje o rozpoczęciu kolejnej fazy rozwoju na podstawie szczegółowych modeli finansowych oraz ekspertyz i analiz technicznych, które są tworzone przez wyspecjalizowany Pion Rozwoju Grupy. Powyższe analizy uwzględniają wiele założeń, w tym założenia wolumenu produkcji energii elektrycznej, przychodów ze sprzedaży, kosztów wytworzenia, kwoty wymaganej inwestycji i kosztów jej finansowania.

Pion Rozwoju Grupy posiada duże doświadczenie we wszystkich aspektach przygotowywania i wdrażania projektu, takich jak rozwój, działalność operacyjna obiektów czy finansowanie, niemniej istnieje ryzyko przyjęcia przez Emitenta założeń bardziej korzystnych niż rzeczywiste, co spowoduje osiągnięcie przez Grupę niższego niż zakładano zwrotu na inwestycji w dany projekt. Ponadto koszty przygotowania projektu, jeszcze przed rozpoczęciem fazy jego rozwoju, są również znaczące, zwłaszcza w segmencie budowy morskich farm wiatrowych. Niepowodzenie projektu oznacza brak możliwości odzyskania tych wydatków.

Ponadto, niemożność realizacji niektórych projektów elektrowni wiatrowych przez Grupę była spowodowana wejściem w życie przepisów Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych (m.in. zasada 10H, o której mowa z opisie czynnika ryzyka „Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym”).

#### 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 osiąganie 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 osiąganie 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 Dębsk, 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 projekty FW Grabowo i FW Piekło realizowane są zgodnie z zakładanym harmonogramem. Harmonogram realizacji projektu PV Strzelino zakłada jego ukończenie zgodnie z planem, tj. w terminie aukcyjnym, a dodatkowo nowelizacja ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz.U. z 2022 r. poz. 2687), w art. 74 ust. 1 wydłużyła termin sprzedaży po raz pierwszy energii z instalacji z 24 miesięcy na 33 miesiące, po złożeniu stosownego oświadczenia przez inwestora do Prezesa URE, co daje bezpieczny zapas czasowy.

#### Ryzyko związane z realizacją projektów Morskich Farm Wiatrowych

Projekty Morskich Farm Wiatrowych narażone są na szereg ryzyk wynikających z sytuacji rynkowej oraz skali projektów:

- a. Ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych prognozowanych dla etapu rozwoju oraz budowy, które wynikają m.in. z dużego popytu na usługi oraz dostawy, zmian cen surowców oraz informacji pozyskiwanych odnośnie warunków geotechnicznych dna.

Na globalnym rynku morskiej energetyki wiatrowej doszło w ostatnich 2 latach do istotnych zmian, spowodowanych trzema głównymi czynnikami – rozwojem technologicznym generatorów, załamaniem łańcuchów dostaw oraz wzrostem kosztów komponentów, dostaw i obsługi, wywołanych wzrostem cen energii, paliw, metali. Bardzo dynamiczne zmiany technologii, pozwalające na zwiększenie mocy jednostkowej turbin i produktywności, nie są skorelowane z rozwojem zaplecza logistycznego, co powoduje powstawanie wąskich gardeł w łańcuchu dostaw, zwłaszcza w zakresie statków instalacyjnych. Ogromne zapotrzebowanie na usługi instalacyjne, a także dostawy komponentów morskich farm wiatrowych prognozowane w latach 2025-30, w zderzeniu z obserwowanymi ograniczonymi możliwościami rynku, przyczynia się do podniesienia cen usług. Dodatkowo sytuację utrudnia powrót do poszukiwania i wydobywania ropy i gazu na wielu obszarach morskich po wybuchu wojny w Ukrainie, co przyczynia się do wzrostu konkurencji o wykwalifikowanych pracowników, statki i inne kluczowe zasoby. Na tę trudną sytuację nakładają się wzrosty kosztów powodowane wyższymi cenami stali, miedzi, aluminium, które są kluczowymi surowcami do budowy komponentów morskich farm wiatrowych. Dalsze czynniki kosztotwórcze to wzrost cen paliw, wpływający bezpośrednio na koszty usług instalacyjnych. Wszystkie te czynniki mogą spowodować wzrost kosztów rozwoju i budowy projektów. Spółka zarządza ryzykiem poprzez wykorzystanie globalnej pozycji partnera JV (Equinor), który prowadzi postępowania zakupowe wykorzystując pełen potencjał rynkowy swojego portfolio projektów morskich farm wiatrowych.

W przypadku projektów MFW Bałtyk II i Bałtyk III dodatkowym czynnikiem wpływającym na ryzyko zwiększenia kosztów inwestycyjnych są mniej korzystne niż zakładano warunki geotechniczne dna morskiego Bałtyku. Szczegółowe badania i analizy geotechniczne wykonane w ostatnim roku w lokalizacjach projektów wskazują na istotne ryzyko konieczności zastosowania większej liczby fundamentów kratownicowych (typu jacket) niż pierwotnie zakładano. Fundamenty te są lepiej przystosowane do trudniejszych warunków geologicznych niż fundamenty rurowe (typu monopál), są jednak droższe, ze względu na większą ilość stali niezbędną do ich budowy. Spółka zarządza tym ryzykiem poprzez wykorzystanie przez JV najlepszych, doświadczonych instytucji i firm analitycznych i projektowych, którzy poszukują rozwiązań optymalizujących ryzyko i koszty fundamentowania w przygotowywanych projektach.

- b. Ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem Finalnej Decyzji Inwestycyjnej, które wynika z konieczności zabezpieczenia możliwości produkcyjnych u dostawców oraz pozyskania danych potrzebnych do uzyskania Pozwolenia na budowę.

Wzrost zainteresowania inwestycjami w morską energetykę wiatrową spowodowany wdrażaniem polityki klimatycznej w skali globalnej oraz potrzebą niezależnienia się od paliw kopalnych przez państwa europejskie po wybuchu wojny w Ukrainie, dodatkowo zwiększa problemy z planowaniem dostaw i budowy w najbliższych latach. Rynek stał się rynkiem dostawców i instalatorów, którzy oczekują twardych finansowych gwarancji przed dokonaniem rezerwacji mocy produkcyjnych i instalacyjnych, jednocześnie wydłużając harmonogramy realizacji usług. Dokonanie rezerwacji mocy produkcyjnych może skutkować koniecznością poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych przed ostateczną decyzją inwestycyjną oraz wystawianiem przez Spółkę gwarancji płatności zobowiązań przez JV. Spółka zarządza ryzykiem poprzez optymalizację i szczegółową kontrolę harmonogramów oraz procesu negocjacyjnego podczas tworzenia łańcucha dostaw.

- c. Ryzyko opóźnień realizacyjnych projektów.

Zmienność i niepewność otoczenia rynkowego, "wąskie gardła" w łańcuchu dostaw i niedobory kadrowe na rynku zwiększają ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji projektów. Obecnie prowadzone są trzy strumienie procesów rozwoju projektów kluczowe dla terminowego przygotowania do budowy i ich realizacji zgodnie z założeniami: procesy projektowania, uzyskiwania pozwoleń na budowę oraz organizacja łańcucha dostaw. Są to procesy ściśle ze sobą

powiązane, wymagające bardzo sprawnej i profesjonalnej koordynacji i zarządzania. W ich realizację zaangażowane są liczne firmy doradcze i projektowe, zewnętrzne zespoły ds. zezwoleń, zakupów, inżynierii, zarządzania interesariuszami u obydwu partnerów JV, dostawcy oraz kilkanaście instytucji, urzędów i organów administracji państwowej i samorządowej. Problemem mogą okazać się także ograniczone zasoby kadrowe, spowodowane dużą konkurencją na rynku i brakiem wykształconych, doświadczanych kadr na rynku krajowym, a także brak doświadczeń związanych z rozwojem morskich farm wiatrowych krajowych instytucji i administracji. Spółka zarządza tym ryzykiem zwiększając zatrudnienie, poszukując najlepiej przygotowanych pracowników, prowadząc działania edukacyjne i informacyjne skierowane do administracji.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na ryzyko opóźnienia realizacji projektów jest trudna sytuacja na globalnym rynku dostaw i limitowane zasoby logistyczne w zderzeniu z planami realizacji innych dużych projektów na Bałtyku. Każde opóźnienie w realizacji innych projektów, powodujące nałożenie się na siebie okresów instalacyjnych może stanowić istotny problem w zapewnieniu właściwego zaplecza logistycznego i bezpieczeństwa budowy. Również każde opóźnienie w ramach łańcucha dostaw (na przykład opóźnienia w produkcji czy instalacji) może wpływać na kolejne etapy budowy. Opóźnienia w wykorzystaniu zarezerwowanych okresów produkcyjnych i instalacyjnych oraz ograniczenia dotyczące okresów dopuszczalnej instalacji na morzu mogą powodować konieczność wstrzymania instalacji na pewien czas, pociągając za sobą wzrost kosztów.

- d. Ryzyko ustalenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ceny wsparcia dla projektów MFW, służącej do rozliczenia ujemnego salda na poziomie poniżej ceny maksymalnej oraz ryzyko obniżenia ceny wsparcia w procedurze „clawback” w przypadku istotnej zmiany parametrów rzeczowo-finansowych projektu MFW.

Zgodnie z Ustawą o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych projekty MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, na podstawie decyzji Prezesa URE wydanych w 2021 r. Projekty będą sprzedawać wytworzoną energię na rynek, mając jednak prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda tj. różnicy między ceną rynkową energii a ceną wsparcia określoną przez Prezesa URE po zakończeniu procesu indywidualnej notyfikacji pomocy publicznej do Komisji Europejskiej. Komisja określi przy jakim poziomie wewnętrznej stopy zwrotu z projektu, a tym samym przy jakiej cenie wsparcia nie dochodzi do nadwsparcia w zakresie udzielonej pomocy publicznej. Po wydaniu decyzji przez Komisję Europejską Prezes URE ustali indywidualną cenę wsparcia dla każdego projektu. Nie może być ona wyższa niż: a) cena maksymalna, b) cena wsparcia zapewniająca IRR na poziomie zaakceptowanym przez Komisję Europejską. Prezes URE jest jednak uprawniony do ustalenia ceny wsparcia niższej niż wynikająca z decyzji Komisji Europejskiej.

Projekty będą ponadto podlegać dodatkowym mechanizmom zabezpieczającym przed wystąpieniem nadwsparcia (tzw. clawback). Mechanizm ten polega na tym, że indywidualna cena wsparcia dla projektu, ustalona przez Prezesa URE, będzie ponownie weryfikowana, jeśli przed rozpoczęciem prac związanych z budową nastąpi znacząca zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji inwestycji, powodująca istotne (o więcej niż 0,5 punktu procentowego) zwiększenie jej wewnętrznej stopy zwrotu.

Aby zapobiec ryzyku obniżenia ceny wsparcia w wyniku mechanizmu „clawback”, procedura notyfikacyjna prowadzona jest z uwzględnieniem najbardziej aktualnych prognoz oraz regulacji.

#### Ryzyko związane z umowami kredytów

Zawarte umowy kredytu zawierają szereg wymogów, które poszczególne spółki projektowe lub prowadzone przez nie projekty winny spełniać, a których naruszenie może skutkować, wypowiedzeniem umowy kredytu, postawieniem kredytu w stan natychmiastowej wymagalności lub zwiększeniem kosztów finansowania. Grupa na bieżąco analizuje poziom zadłużenia oraz ryzyko niespełnienia wymogów umów kredytu w poszczególnych spółkach i pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi. Szczegółowe informacje dotyczące podpisania nowych umów kredytu i zmian w istniejących umowach w 2022 r. zawiera nota 30 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się w ograniczonym zakresie i polegało na naruszeniach mniej istotnych postanowień umów kredytu oraz na incydentalnym niespełnieniu przez spółki celowe niektórych wymogów odnoszących się do wskaźników finansowych. Niemniej, w każdym przypadku niespełnienia wymogów dotyczących wskaźników finansowych spółki celowe z Grupy uprzednio zawiadamiały właściwy bank udzielający finansowania o możliwości wystąpienia takiego przypadku i uzyskiwały waiver w tym zakresie. Żaden z banków udzielających finansowanie nigdy nie wypowiedział umowy kredytu ani nie wszczął postępowania egzekucyjnego przeciwko któremukolwiek z podmiotów z Grupy.

#### Ryzyko związane z kondycją finansową klientów i kontrahentów

W obszarze energetyki przemysłowej Grupa uzyskuje przychody na podstawie długoterminowych umów dostaw energii elektrycznej i ciepłej zawieranych z jednym lub kilkoma odbiorcami. Kondycja finansowa klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec spółek Grupy ma zatem kluczowe znaczenie dla powodzenia projektów, osiąganych wyników finansowych, a także dla kondycji finansowej Grupy. Także gwałtowne zmniejszenie zużycia energii przez klienta może mieć wpływ na efektywność produkcji energii.

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

W przypadku pogorszenia się sytuacji finansowej klientów podmiotów z Grupy, w szczególności w związku z pogorszeniem się sytuacji gospodarczej, a także w przypadku wystąpienia innych czynników takich jak, między innymi, wzmożona konkurencja na rynku, na którym działa Grupa, nie można wykluczyć utraty klientów lub kontrahentów przez Grupę, co mogłoby negatywnie wpłynąć na sytuację finansową Emitenta lub Grupy.

#### 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.

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. PKH w dniu 16 sierpnia 2022 r. wniosła skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego od wyroku Sądu Apelacyjnego w Gdańsku z dnia 20 grudnia 2021 r.

W dniu 17 listopada 2022 r. Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Amon Sp. z o.o. przeciwko PKH, którym w całości oddalił apelację wniesioną przez PKH od wyroku Sądu Okręgowego w Gdańsku z dnia 25 listopada 2019 roku, sygn. akt IX GC 449/15. Wyrok jest prawomocny.

Amon, po wydaniu przez Sąd Apelacyjny w Gdańsku wyroku z dnia 17 listopada 2022 r., otrzymał od PKH pismo, w którym PKH informuje Amon 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 Amon. Amon stoi na stanowisku, iż wyrok z dnia 17 listopada 2022 r. przesądził, iż umowy nie zostały przez PKH skutecznie wypowiedziane i obowiązywały również do chwili wydania tego wyroku. W związku z powyższym Amon przed przystąpieniem do wykonywania umów domagać się będzie od PKH uregulowania zaległości za okres niewykonywania umów w latach 2015-2022 oraz przedstawienia jasnej deklaracji, że PKH będzie wykonywać umowy do końca okresu na jaki zostały zawarte. Amon w dniu 17 marca 2023 r. w formie elektronicznej a w dniu 21 marca 2023 r. w formie listownej otrzymał pismo PKH wzywające Amon do zapłaty kwoty 55.691.856,47 złotych tytułem kar umownych za nieprzeniesienie praw majątkowych na PKH w okresie od sierpnia 2019 r. do lutego 2023 r. Amon uznaje otrzymane wezwanie za całkowicie bezpodstawne i stanowiące element toczących się już procesów sądowych z powództwa Amon przeciwko PKH.

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 S.A. 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. Obecnie trwa oczekiwanie na sporządzenie opinii przez biegłego.

Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A.

Polenergia Obrót S.A. łączyły umowy sprzedaży energii na rok 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.

W związku z tym dnia 1 grudnia 2022 roku Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko JMP, w którym żąda zapłaty kwoty 40.853.352,00 złotych wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie w transakcjach handlowych liczonymi od dnia wniesienia powództwa do dnia zapłaty. Kwota roszczenia obejmuje nieopłacone przez JMP faktury za energię o wartości 39.528.578 złotych oraz kwotę 1.324.774,00 złotych tytułem naliczonych odsetek za okres do dnia wniesienia powództwa. Różnica w wartości dochodzonych roszczeń w stosunku do kwot objętych oświadczeniem JMP o potrąceniu wynika z dokonanych w międzyczasie korekt rozliczeń związanych z aktualizacją danych pomiarowych i ze złożenia przez Polenergia Obrót S.A. oświadczeń o potrąceniu.

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, który sporządził analizę stawek wysokości czynszu.

Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność Polenergia S.A. i spółek z grupy kapitałowej prowadzona jest przede wszystkim w oparciu o wiedzę i doświadczenie wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Ze względu

na niedobór na rynku pracy ekspertów wyspecjalizowanych w obszarze energetyki odnawialnej oraz na możliwe działania konkurencji, zarówno obecnej jak i przyszłej, mające na celu przejęcie tych specjalistów poprzez oferowanie im konkurencyjnych warunków pracy i płacy istnieje ryzyko odejścia pracowników o kluczowym znaczeniu z punktu widzenia rozwoju Grupy Polenergia. Mogłoby to mieć wpływ na wyniki i realizację strategii Grupy.

Ryzyko to jest ograniczane przez:

- wewnętrzną kulturę organizacyjną Grupy Polenergia, dzięki której pracownicy identyfikują się z Grupą,
- odpowiednie kształtowanie motywacyjno – lojalnościowego systemu wynagrodzeń,
- zarządzanie wiedzą i szeroki program szkoleń.

#### Ryzyko związane z działalnością operacyjną w obiektach

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

#### Ryzyko wynikające ze stosowania rachunkowości zabezpieczeń do zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Na dzień 31 grudnia 2022 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych 65 456 tys. zł (31 grudnia 2021: 102 699 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 31 grudnia 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	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
29.09.2025	38 930	0,52%	IRS
29.06.2026	22 582	0,56%	IRS
26.02.2027	7 891	1,25%	IRS
26.02.2027	1 635	1,25%	IRS
29.03.2028	124 831	0,79%	IRS
15.12.2028	104 554	0,75%	IRS
22.12.2031	8 920	2,60%	IRS
12.12.2033	15 750	6,71%	IRS
12.12.2033	15 750	6,71%	IRS
13.03.2034	79 365	6,65%	IRS
30.06.2034	12 391	0,89%	IRS
11.06.2035	142 998	1,10%	IRS
10.09.2035	425 550	1,20%	IRS
31.12.2035	17 966	2,39%	IRS
11.03.2036	107 202	2,22%	IRS
Razem	1 126 315		

#### Transakcje zabezpieczające ryzyko zmian kursów walutowych.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia	Kurs zabezpieczenia	Instrument
2023.Q1	10 490 EUR	4,8139	Forward
2023.Q2	977 EUR	4,8206	Forward
Razem	11 467 EUR		

#### Ryzyko związane z umowami dzierżawy nieruchomości zawartymi przez podmioty z Grupy

W toku zwykłej działalności Grupy określone podmioty wchodzące w jej skład zawierają umowy dzierżawy niezabudowanych nieruchomości z ich właścicielami. Na nieruchomościach dzierżawionych przez podmioty z Grupy realizowane są następnie projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych, a także wznoszone są stacje transformatorowe oraz infrastruktura towarzysząca (place i drogi serwisowe). Umowy dzierżawy są przeważnie zawierane na okres 29 lat, a zawarcie kolejnej umowy wymaga zgody obu stron. Umowy zawierane są na okres 29 lat z dwóch powodów: właściciele nieruchomości obawiają się zasiedzenia nieruchomości przez operatorów farm wiatrowych po 30 latach od zawarcia umowy, natomiast dla operatorów farm z uwagi na to, że długoterminowe umowy dzierżawy mogą być zawierane na maksymalny czas oznaczony 30 lat. Należy mieć na uwadze, że jeżeli umowa dzierżawy jest zawarta na dłuższy okres niż 30 lat, to po upływie 30 lat przyjmuje się, że umowa ta jest zawarta na czas nieoznaczony, czego skutkiem jest możliwość jej wypowiedzenia przez wydzierżawiającego i dzierżawcę przy zachowaniu terminów ustawowych określonych w Kodeksie Cywilnym.

W związku z tym, że umowy dzierżawy zawierane są na wczesnym etapie rozwoju projektu, czas obowiązywania niektórych z nich może być krótszy niż planowany okres eksploatacji danej



elektrowni wiatrowej czy fotowoltaicznej. W takiej sytuacji, w perspektywie kolejnych kilkunastu lat, Grupa może być zmuszona do podjęcia działań mających na celu zawarcie nowych umów w taki sposób, aby umowa dzierżawy danej nieruchomości wykorzystywanej na potrzeby realizacji danego elementu składowego projektu farmy wiatrowej lub fotowoltaicznej obowiązywała co najmniej do końca okresu eksploatacji projektu.

Grupa nie wyklucza, że w niektórych sytuacjach zawarcie kolejnej umowy dzierżawy może wiązać się z trudnościami, a same negocjacje w tej sprawie mogą przedłużać się i generować dodatkowe koszty. W przypadku niezgodnienia przez strony nowych warunków i wygaśnięcia danej umowy dzierżawy przed końcem okresu eksploatacji projektu, Grupa może być zmuszona do przedwczesnego zakończenia eksploatacji części farmy wiatrowej/fotowoltaicznej.

#### **14. Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego**

Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego zostało opisane w punkcie 7. jednostkowego Sprawozdania Zarządu z Działalności Polenergii S.A.

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

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

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań albo wierzytelności Emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych Emitenta.

- b. dwu lub więcej postępowań dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych Emitenta, z określeniem łącznej wartości postępowań odrębnie w grupie zobowiązań oraz wierzytelności wraz ze stanowiskiem Emitenta w tej sprawie oraz, w odniesieniu do największych postępowań w grupie zobowiązań i grupie wierzytelności – ze wskazaniem ich przedmiotu, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania oraz stron wszczętego postępowania

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

- c. inne postępowania

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 13 „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 13 „Ryzyko dotyczące sporu z Eolos Polska Sp. z o.o.”

Informacje na temat sporu pomiędzy Polenergia Obrót S.A., a Jeronimo Martins Polska S.A. zostały przedstawione w punkcie 13 „Ryzyko dotyczące sporu z Jeronimo Martins Polska S.A.”

Pozostałe sprawy sporne z kontrahentami zostały opisane w punkcie 13 „Ryzyko dotyczące działań kontrahenta”.

**16. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach wraz z ich określeniem wartościowym i ilościowym oraz udziałem poszczególnych produktów, towarów i usług (jeżeli są istotne) albo ich grup w sprzedaży Emitenta ogółem, a także zmianach w tym zakresie w danym roku obrotowym**

	Za okres 12 miesięcy zakończony	
	31.12.2022	31.12.2021
- przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii	5 057 820	2 167 717
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	863 747	402 533
- przychody ze sprzedaży ciepła	37 267	34 240
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	11 118	6 585
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	453	4 864
- przychody netto z tytułu sprzedaży i dystrybucji gazu	646 024	447 094
- przychody ze sprzedaży towarów	991	31
- przychody z najmu	352	364
- przychody z rynku mocy i usług odbudowy systemu	23 552	27 640
- przychody z tytułu instalacji paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła	418 035	0
- pozostałe	9 876	5 248
<b>Razem przychody z umów z klientami</b>	<b>7 069 235</b>	<b>3 096 316</b>
- przychody z tytułu wyceny kontraktów terminowych	-32 650	62 979
- przychody z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu	0	34 625
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	52 646	805 133
<b>Razem inne przychody</b>	<b>19 996</b>	<b>902 737</b>
<b>Przychody ze sprzedaży, razem</b>	<b>7 089 231</b>	<b>3 999 053</b>

**17. Informacje o rynkach zbytu, z uwzględnieniem podziału na rynki krajowe i zagraniczne, oraz informacje o źródłach zaopatrzenia w materiały do produkcji, w towary i usługi, z określeniem uzależnienia od jednego lub więcej odbiorców i dostawców, a w przypadku, gdy udział jednego odbiorcy lub dostawcy osiąga co najmniej 10% przychodów ze sprzedaży ogółem - nazwy (firmy) dostawcy lub odbiorcy, jego udział w sprzedaży lub zaopatrzeniu oraz jego formalne powiązania z Emitentem**

Grupa osiąga przychody ze sprzedaży towarów i usług zarówno na rynkach krajowych, jak i zagranicznych, przy czym zdecydowaną większość (90% w 2022 r.) stanowią przychody osiągnięte w Polsce.

**PODZIAŁ GEOGRAFICZNY PRZYCHODÓW**

	Za okres 12 miesięcy zakończony		Zmiana
	31.12.2022	31.12.2021	r/r
- Rynek krajowy	6 374 353	2 948 405	3 425 948
- Rynki zagraniczne	714 878	1 050 648	(335 770)
<b>Razem przychody z umów z klientami</b>	<b>7 089 231</b>	<b>3 999 053</b>	<b>3 090 178</b>

Ze względu na specyfikę działalności na rynku hurtowym istotny wolumen transakcji (zarówno zakupu jak i sprzedaży) był zawierany na Towarowej Gieldzie Energii i rozliczany przez Izbę Rozliczeniową Gield Towarowych.

Nazwa Odbiorcy	Przedmiot sprzedaży	Rodzaj powiązań z grupą kapitałową	2022
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, prawa majątkowe	brak powiązań	43%
Zespół Elektrowni "Pątnów-Adamów-Konin" S.A.	Prawa do emisji CO2	brak powiązań	10%

Poniżej przedstawiono dostawców towarów i usług, których udział w 2022 roku osiąga co najmniej 10% przychodów ogółem.

Nazwa Dostawcy	Przedmiot zakupu	Rodzaj powiązań z grupą kapitałową	2022
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, gaz ziemny, prawa majątkowe	brak powiązań	61%
Marex Spectron International Limited	Energia elektryczna	brak powiązań	12%

#### 18. Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji

Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami)

1) W dniu 3 stycznia 2022 r. nastąpiło przeniesienie własności wszystkich akcji spółki pod firmą Polenergia Fotowoltaika S.A. (wówczas pod firmą: Edison Energia S.A.) z siedzibą w Warszawie z ówczesnych akcjonariuszy na Emitenta.

Przeniesienie w/w akcji nastąpiło zgodnie z postanowieniami Przedwstępnej Umowy Sprzedaży Akcji (Preliminary Share Sale Agreement) ze zmianami oraz Przyrzeczonej Umowy Sprzedaży Akcji (Final Share Sale Agreement) dotyczącej sprzedaży Emitentowi przez obecnych akcjonariuszy 100% akcji Spółki.

Emitent informował o powyższej transakcji w raporcie bieżącym z dnia 3 stycznia 2022 r. (1/2022).

2) W dniu 4 lutego 2022 roku, spółki zależne Emitenta – Polenergia Farma Wiatrowa Piekło sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 16 sp. z o.o., rozwijające projekt farmy wiatrowej Piekło („Farma Wiatrowa Piekło”) zawarła ze spółką ONDE S.A. z siedzibą w Toruniu („Wykonawca”) umowę dotyczącą budowy Farmy Wiatrowej Piekło o łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej 13,20 MW („BoP”). Umowa ma zostać wykonana w terminie do 30 września 2023 r.

BoP 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.

Emitent informował o zawarciu powyższej znaczącej umowy w raporcie bieżącym z dnia 4 lutego 2022 r. (4/2022).

3) W dniu 18 lutego 2022 roku, spółka zależna Emitenta – Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy wiatrowej Grabowo („Farma Wiatrowa Grabowo”) zawarła ze spółką ELECTRUM sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku („Wykonawca”) umowę dotyczącą budowy Farmy Wiatrowej Grabowo o łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej 44 MW („BoP”). Umowa ma zostać wykonana w terminie do 31 grudnia 2023 roku.

BoP dotyczy wykonania przez Wykonawcę na rzecz Farmy Wiatrowej Grabowo kompleksowych robót branży budowlanej w zakresie 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 abonenckiej 20/110 kV wraz z siecią kablową SN, WN i światłowodową dla potrzeb realizacji Farmy Wiatrowej Grabowo.

Emitent informował o zawarciu powyższej znaczącej umowy w raporcie bieżącym z dnia 18 lutego 2022 r. (5/2022).

4) W dniu 22 lutego 2022 r. spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. (łącznie „Spółki Projektowe”), w których Emitent posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Emitenta i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały z Siemens Gamesa Renewable Energy Poland sp. z o.o. oraz Siemens Gamesa Renewable Energy A/S (Denmark) (łącznie „Dostawca”) umowy (odrębną dla każdej Spółki Projektowej) dotyczące preferowanego dostawcy turbin wiatrowych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III (łącznie: „Umowy”).

Przedmiotem umów jest udzielenie Dostawcy przez Spółki Projektowe wyłączności, w okresie obowiązywania Umów, na realizację dostaw turbin wiatrowych dla projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, przy jednoczesnym zapewnieniu przez Dostawcę dostaw turbin wiatrowych zgodnie z zakładanymi harmonogramami projektów dotyczącymi dostaw, instalacji i uruchomienia tych turbin.

Emitent informował o zawarciu powyższych umów w raporcie bieżącym z dnia 22 lutego 2022 r. (6/2022).

5) W dniu 21 marca 2022 r. Emitent zawarł umowę inwestycyjną podlegającą prawu litewskiemu („Umowa Inwestycyjna”) z litewską spółką Modus Energy AB (działającą pod marką Green Genius) („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”, „Projekt”). Warunkiem wykonania Umowy Inwestycyjnej jest uzyskanie zgody przez właściwy organ ochrony konkurencji, a także zawarcie umowy współników (w uzgodnionej formie) pomiędzy partnerami JV („Umowa Wspólników”).

Umowa Inwestycyjna zakłada utworzenie pod prawem litewskim spółki specjalnego przeznaczenia, współkontrolowanej przez Emitenta oraz Green Genius („SPV”), 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.

Emitent informował o zawarciu powyższej umowy w raporcie bieżącym z dnia 21 marca 2022 r. (11/2022).

6) W dniu 23 grudnia 2022 roku, spółka zależna Emitenta – Polenergia Obrót 2 sp. z o.o. rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Strzelino o łącznej mocy zainstalowanej 45,2 MWp („Projekt” lub „Farma Fotowoltaiczna Strzelino”) zawarła ze spółką P&Q sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku („Wykonawca”) umowę dotyczącą budowy Farmy Fotowoltaicznej Strzelino („Umowa EPC”). Projekt wygrał aukcję zwykłą OZE nr AZ/12/2021 przeprowadzoną przez Prezesa Urzędu

Regulacji Energetyki dnia 9 grudnia 2021 roku, o czym Emitent informował raportem bieżącym nr 49/2021. Umowa EPC ma zostać wykonana w terminie do 31 grudnia 2023 roku.

Umowa EPC dotyczy wykonania przez Wykonawcę na rzecz Farmy Fotowoltaicznej Strzelino kompleksowych robót montażowo-elektrycznych obejmujących: dostawę i montaż konstrukcji wsporczych dla modułów fotowoltaicznych, montaż modułów fotowoltaicznych i inwerterów, dostawę i montaż stacji elektroenergetycznych nn/SN, dostawę i montaż kabli nn, SN, wykonanie stacji abonenckiej 20/110 kV wraz z dostawą urządzeń, dostawę i montaż linii kablowej WN wraz z siecią światłowodową. Umowa EPC nie obejmuje dostawy modułów fotowoltaicznych i inwerterów.

Emitent informował o zawarciu powyższej umowy w raporcie bieżącym z dnia 23 grudnia 2022 r. (40/2022).

7) W dniu 30 grudnia 2022 roku spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. (każda indywidualnie „Spółka Projektowa” lub łącznie „Spółki Projektowe”), w których Emitent posiada 50% udziałów, rozwijające w ramach wspólnego przedsięwzięcia Emitenta i Equinor Wind Power AS projekty budowy morskich farm wiatrowych o planowanej elektrycznej mocy zainstalowanej 720 MW każdy („MFW”), zawarły – każda z nich odrębnie – umowy z Hitachi Energy Poland sp. z o.o. („Wykonawca”), których przedmiotem jest: (i) wykonanie prac projektowych dla systemu elektrycznego MFW; (ii) dostawa lądowej stacji elektroenergetycznej w formule EPC; (iii) dostawa kompletnego systemu sterowania, sieci telekomunikacyjnej, wszystkich urządzeń wysokiego napięcia w morskiej i lądowej stacji elektroenergetycznej; (iv) analizy systemowe; (v) integrację wszystkich urządzeń od innych wykonawców; (v) prace przyłączeniowe (każda indywidualnie „Umowa” lub łącznie „Umowy”).

Wejście w życie Umów uzależnione jest od ziszczenia szeregu warunków tj. (i) dostarczenia przez Wykonawcę zabezpieczenia należytego wykonania Umów; (ii) posiadania przez Spółkę Projektową niezbędnych zezwoleń do rozpoczęcia prac budowlanych; (iii) podjęcia przez daną Spółkę Projektową finalnej decyzji inwestycyjnej („FID”); (iv) dostarczenia przez strony wymaganych polis ubezpieczeniowych; (v) wystawienia przez Spółkę Projektową żądania rozpoczęcia prac („NTP”); (vi) otrzymania przez Wykonawcę potwierdzenia wystawionego przez banki, iż Spółka Projektowa uzyskała finansowanie albo dostarczenia zabezpieczenia płatności w postaci gwarancji korporacyjnej. Spółki Projektowe mogą odstąpić od wymogu spełnienia warunków określonych w pkt (i) – (iv).

Spółki Projektowe, zgodnie z Umowami, wystawią po ich podpisaniu tymczasowe żądanie rozpoczęcia prac („INTP”), obejmujące część zakresu umownego. INTP dotyczyć będzie tych prac objętych Umowami, których wykonanie przed FID jest potrzebne dla realizacji projektów zgodnie z założeniami harmonogramowymi. Do wykonania prac stosować się będzie postanowienia Umów.

W związku z rozpoczęciem prac przed spełnieniem warunków Umów Emitent zobowiązany będzie do dostarczenia zabezpieczenia płatności w postaci gwarancji korporacyjnej („PCG”). PCG wystawiane przez Emitenta będą dotyczyć 50% wartości zobowiązań Spółek Projektowych wobec Wykonawcy. Maksymalna przewidywana kwota zobowiązań Emitenta z tytułu PCG zabezpieczających prace wykonywane na podstawie INTP wynosić będzie ok. 18,1 mln EUR łącznie dla obu Spółek Projektowych. Maksymalna przewidywana kwota zobowiązań Emitenta z tytułu PCG zabezpieczających prace wykonywane na podstawie NTP ale przed zamknięciem finansowym będzie uzależniona od ostatecznej wartości zobowiązania z tytułu kontraktu.

Emitent informował o zawarciu powyższych umów w raporcie bieżącym z dnia 30 grudnia 2022 r. (43/2022).

Emitent nie ma wiedzy o innych umowach znaczących dla jego działalności (w tym umowach pomiędzy akcjonariuszami Emitenta), zawartych w 2022 r. (jak również po dniu bilansowym), zaś w szczególności Emitent nie jest stroną takich ewentualnych umów. W zakresie wymaganym

prawem, w przeszłości, Emitent przekazywał do publicznej wiadomości informacje dotyczące znanych mu umów pomiędzy niektórymi akcjonariuszami.

#### Informacje o zawartych umowach współpracy lub kooperacji

W dniu 23 września 2022 r. Emitent jako lider konsorcjum oraz jego spółka zależna – Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. („ENS”) jako konsorcjant, zawarły z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju umowę o dofinansowanie („Umowa o Dofinansowanie”) projektu pod nazwą H2 HUB Nowa Sarzyna: Magazynowanie Zielonego Wodoru w ramach konkursu Nowe technologie w zakresie energii I („Projekt”).

Celem Projektu jest opracowanie zintegrowanego systemu procesu elektrolizy wody do produkcji wodoru, wykorzystującego energię elektryczną wytworzoną w odnawialnych źródłach energii, wraz z magazynowaniem wodoru i układem konwersji wodoru w syntetyczne paliwo lotnicze, neutralne pod względem emisji CO<sub>2</sub> – będące ekologicznym nośnikiem energii.

W skład konsorcjum, obok Emitenta i ENS, wchodzi Politechnika Wroclawska. Projekt ma charakter badawczo-rozwojowy i przewiduje realizację z podziałem na trzy fazy. Zgodnie z Umową o Dofinansowanie, łączna kwota potencjalnego dofinansowania Projektu w formie dotacji wynosi 95 099 886,51 zł, z zastrzeżeniem, że na datę sporządzenia niniejszego sprawozdania wysokość możliwego do uzyskania dofinansowania w fazie pierwszej wynosi 99 886,51 zł, co stanowi 50% przewidywanych nakładów finansowych na tę fazę Projektu, która zakończy się w trzecim kwartale 2023 r. Uprawnienie beneficjenta (w szczególności Emitenta oraz ENS) do uzyskania dalszego dofinansowania w ramach Umowy o Dofinansowanie (realizacja II fazy oraz III fazy Projektu) jest uzależnione od uzyskania pozytywnego wyniku w ramach selekcji po weryfikacji poprzedniej fazy Projektu oraz zatwierdzenia wniosków o płatność. Niezależnie od powyższego, Emitent zastrzega, że po zakończeniu pierwszej fazy Projektu dokona ewaluacji Projektu i podejmie decyzję w sprawie jego dalszej realizacji i sposobu finansowania, co może wymagać uzyskania stosownych zgód korporacyjnych.

Emitent informował o zawarciu powyższej umowy w raporcie bieżącym z dnia 23 września 2022 r. (30/2022).

- 19. Informacje o powiązaniach organizacyjnych lub kapitałowych Emitenta z innymi podmiotami oraz określenie jego głównych inwestycji krajowych i zagranicznych (papiery wartościowe, instrumenty finansowe, wartości niematerialne i prawne oraz nieruchomości), w tym inwestycji kapitałowych dokonanych poza jego grupą jednostek powiązanych oraz opis metod ich finansowania oraz opis struktury głównych lokat kapitałowych lub głównych inwestycji dokonanych w ramach grupy kapitałowej Emitenta w danym roku obrotowym**

Struktura kapitałowa Grupy została przedstawiona w sprawozdaniu finansowym.

Informacje o inwestycjach Emitenta wraz z opisem metod ich finansowania roku 2022 zostały przedstawione w punkcie 2 Sprawozdania.

- 20. Informacje o istotnych transakcjach zawartych przez Emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe, wraz z ich kwotami oraz informacjami określającymi charakter tych transakcji**

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zaprezentowane w nocie 46 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

**21. Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym roku obrotowym umowach dotyczących kredytów i pożyczek, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności**

Informacje na temat zaciągniętych kredytów i pożyczek zostały przedstawione w nocie 30 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

**22. Informacje o udzielonych w danym roku obrotowym pożyczkach, ze szczególnym uwzględnieniem pożyczek udzielonych jednostkom powiązanim Emitenta, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności**

Informacje na temat udzielonych pożyczek zostały przedstawione w nocie 36.1 do Jednostkowego sprawozdania finansowego.

**23. Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązanim Emitenta**

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 26.1 do Jednostkowego sprawozdania finansowego oraz w nocie 33 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Poniżej przedstawiono informacje o otrzymanych poręczeniach i gwarancjach:

Podmiot odpowiedzialny/wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
Freepoint Commodities Europe LLP / Freepoint Commodities LLC	Kontrakt handlowy – Polenergia Obrót S.A.	5.000.000,00 EUR	bezterminowo
EDF Trading / EDF Irland	Kontrakt handlowy – Polenergia Obrót S.A.	3.000.000,00 EUR	16.08.2023 r.
Fortum Oyi / FORTUM Marketing and Sales Polska SA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	4.000.000,00 PLN	31.01.2023 r.
Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandinaviska Enskilda Banken AB S.A. O/Polska	Umowa na usługi Inżyniera kontraktu – Polenergia FW Szymankowo	230.400,00 PLN W dniu 15.06.2021 r. kwota gwarancji obniżyła się do 61.120,00 PLN	30.05.2023 r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW Dębice/Kostomłoty	25.830.000,00 EUR netto	31.12.2024 r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW 3	99.660.000,00 EUR netto	31.12.2024 r.

Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandinaviska Enskilda Banken AB S.A. O/Polska	Umowa na usługi Inżyniera kontraktu – Polenergia FW Dębice/Kostomłoty	267.000,00 PLN w dniu 01.10.2022 r. Kwota gwarancji zmniejszyła się do 80.100,00 PLN, w dniu 03.11.2022 podpisany aneks, który zwiększa kwotę maksymalnej gwarancji do 87.435,00 PLN	15.09.2024 r.
PKP Energetyka / PKO SA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	12.000.000,00 PLN	31.12.2023 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	789.221,00 PLN	przedłużone z 30.06.2022 r. do 30.06.2023 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	824.353,00 PLN	przedłużone z 30.06.2022 r. do 30.06.2023 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	613.200,00 PLN	09.03.2023 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	606.630,00 PLN	09.03.2023 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	641.670,00 PLN	08.03.2023 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	397.485,00 PLN	przedłużone z 30.06.2022 r. do 15.01.2023 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	391.327,20 PLN	przedłużone z 09.08.2022 r. do 09.08.2023r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	475.434,00 PLN	10.10.2023 r.
IGNITIS Polska SP. z o.o. / OP Corporate Bank	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	1.000.000,00 EUR	w dniu 28.09.2022 r. przedłużona ważność z 30.11.2022 r. na 30.11.2023 r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW Piekło, Polenergia FW 16	maksymalna kwota gwarancji 13.599.400 EUR powiększona o VAT	30.06.2025 r.
VESTAS - POLAND Sp. z o.o. / VESTAS WIND SYSTEMS A/S	PCG umowa dostawy, instalacji oraz uruchomienia turbin wiatrowych – Polenergia FW Grabowo	maksymalna kwota gwarancji 48.860.000 EUR powiększona o VAT	31.07.2025 r.
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego wykonania umowy – Polenergia FW Piekło	2.889.270,00 PLN 1.444.635,00 PLN na wady i usterki	31.08.2023 r. wady i usterki 31.08.2028 r.
Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandinaviska Enskilda Banken AB S.A. O/Polska	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy w tym zobowiązania z tytułu rękojmi za wady lub gwarancji jakości - FW Piekło (spółka Polenergia FW Piekło)	112.125,00 PLN od dnia 01.09.2022 r. maksymalna kwota gwarancji obniżona do 33.637,50 PLN	15.09.2025 r.



Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandynawska Enskilda Banken AB S.A. O/Polska	Gwarancja Należytego Wykonania Umowy w tym zobowiązania z tytułu rękojmi za wady lub gwarancji jakości - FW Piekło (spółka Polenergia FW 16)	112.125,00 PLN od dnia 01.09.2022 r. maksymalna kwota gwarancji obniżona do 33.637,50 PLN	15.09.2025 r.
ELECTRUM / KUKE	Gwarancja należytego wykonania kontraktu - FW Grabowo	6.093.763,86 PLN	30.04.2023 r.
WSP POLSKA Sp. z o.o. / HSBC	Gwarancja należytego wykonania umowy - FW Grabowo	246.000,00 PLN	30.06.2025 r.

#### 24. W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez Emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności

W 2022 roku Spółka przeprowadziła ofertę publiczną 21 358 699 nowo emitowanych akcji zwykłych na okaziciela serii AA o wartości nominalnej 2,00 zł każda (Emisja 2022).

W 2022 r. Spółka wykorzystwała łącznie około 55% (około 550 mln złotych) wpływów z Emisji 2022. Pozostałe wpływy z Emisji 2022 Spółka planuje wykorzystać do końca 2023 r.

Tabela poniżej przedstawia sposób wykorzystania środków z Emisji 2022 w podziale na środki wykorzystane w 2022 r. oraz środki, które Spółka planuje wykorzystać do końca 2023 r

Sposób wykorzystania środków z Emisji 2022	Środki wydane w 2022 r.	Środki planowane do wydania w 2023 r.
Dalszy rozwój projektów morskich wiatrowych MFW Bałtyk I, MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.	ok. 111 mln zł	do ok. 350 mln zł
Dalszy rozwój oraz budowa projektów lądowych farm wiatrowych (pokrycie przez grupę kapitałową Spółki planowanych wydatków po stronie kapitału własnego, który w całości zostanie wykorzystany na pokrycie kosztów dewelopmentu) – kontynuacja budowy dwóch projektów wiatrowych o łącznej mocy 57,2 MW, tj. FW Grabowo i FW Piekło.	ok. 176 mln zł	do ok. 3 mln zł
Dalszy rozwój oraz budowa projektów farm fotowoltaicznych (pokrycie przez Spółkę planowanych wydatków po stronie kapitału własnego, który w całości zostanie wykorzystany na pokrycie kosztów dewelopmentu oraz wkład własny przy budowie inwestycji).	ok. 8 mln zł	do ok. 90 mln zł
Działania rozwojowe w obszarze elektromobilności, w tym zabezpieczenie lokalizacji pod budowę ogólnodostępnych stacji ładowania oraz rozwój oferty produktowej skierowanej do klienta końcowego.	ok. 5 mln zł	do ok. 10 mln zł
Działania rozwojowe w obszarze rozwoju projektów wodorowych.	-	do ok. 3 mln zł
Splata kredytu udzielonego Spółce przez Deutsche Bank Polska S.A. na podstawie umowy kredytu krótkoterminowego zawartej w dniu 1 grudnia 2021 r. celem pozyskania przez Spółkę środków na: (i) dalszy rozwój projektów morskich wiatrowych MFW Bałtyk I, MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III; (ii) udział w finansowaniu lądowych farm wiatrowych (FW Szymankowo, FW Dębask oraz FW Kostomłoty) poprzez spłatę pożyczek udzielonych przez Mansa Investments sp. z o.o.; (iii) dalszy rozwój oraz budowę projektów lądowych farm wiatrowych (FW Grabowo oraz FW Piekło); oraz	ok. 250 mln zł	-

(iv) dalszy rozwój oraz budowę projektów farm fotowoltaicznych (Sulechów III).		
<b>Suma</b>	<b>ok. 550 mln zł</b>	<b>ok. 454 mln zł</b>

**25. Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok**

Spółka nie publikuje prognoz wyników na dany rok.

**26. Ocena, wraz z jej uzasadnieniem, dotycząca zarządzania zasobami finansowymi, ze szczególnym uwzględnieniem zdolności wywiązywania się z zaciągniętych zobowiązań oraz określenie ewentualnych zagrożeń i działań, jakie Emitent podjął lub zamierza podjąć w celu przeciwdziałania tym zagrożeniom**

Najistotniejszą część zobowiązań finansowych Emitenta i jego grupy kapitałowej stanowią kredyty bankowe, szerzej opisane w sprawozdaniach finansowych. Na dzień 31 grudnia 2022 roku wszystkie istotne zobowiązania Emitenta i jego Grupy kapitałowej były regulowane bez opóźnień.

Z drugiej strony obserwowany wzrost zmienności cen energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz regulacja cen maksymalnych sprzedaży energii dla wytwórców i sprzedawców w 2023 r. może skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych spółek z Grupy, a nawet niespełnieniem wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu.

Grupa na bieżąco monitoruje sytuację w tym zakresie i pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi. Potencjalny spadek cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w dłuższym terminie może skutkować okresowymi problemami w realizacji zobowiązań wynikających z niektórych umów kredytowych, co może wiązać się z koniecznością uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A. na rzecz poszczególnych projektów. Gwarancje te zostały szerzej opisane w Jednostkowym sprawozdaniu finansowym w nocy 26.1.

**27. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych, w tym inwestycji kapitałowych, w porównaniu do wielkości posiadanych środków, z uwzględnieniem możliwych zmian w strukturze finansowania tej działalności**

Według stanu na dzień publikacji niniejszego raportu Grupa planuje ponieść w 2023 roku nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w szacunkowej łącznej kwocie około 959 milionów złotych. Kwoty te przeznaczone będą głównie na realizację programu inwestycyjnego w segmencie farm wiatrowych, fotowoltaiki i dystrybucji oraz rozwój kolejnych projektów między innymi w obszarze morskiej, lądowej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki.

Polenergia S.A. dąży do finansowania poszczególnych projektów w formule „project finance” z udziałem finansowania zewnętrznego. Środki na finansowanie udziału własnego Spółka pozyskuje od akcjonariuszy. W związku z emisją przeprowadzoną na początku 2022 r. Spółka pozyskała 1 003,9 mln zł, które są oraz będą wydatkowane zgodnie z opisem w punkcie 24 powyżej. Dodatkowo w dniu 22 lutego 2023 roku Zarząd Spółki podjął uchwałę w sprawie zainicjowania procesu podwyższenia kapitału zakładowego Spółki poprzez emisję nowych akcji Spółki, w ramach której Spółka planuje pozyskać wpływy w wysokości od 500 do 750 mln zł. Celem kolejnej emisji jest pozyskanie środków na finansowanie projektów inwestycyjnych i planów rozwojowych Spółki, w tym w zakresie farm wiatrowych (morskich oraz lądowych) i farm fotowoltaicznych oraz projektów w obszarze technologii wodorowych, magazynowania energii i elektromobilności, których realizacja wpisuje się w założenia opublikowanej przez Spółkę w maju 2020 roku Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024. Ostateczny cel emisji zostanie określony i opisany w prospekcie Spółki, który zostanie sporządzony w związku z emisją.

**28. Ocena czynników i nietypowych zdarzeń mających wpływ na wynik z działalności za rok obrotowy, z określeniem stopnia wpływu tych czynników lub nietypowych zdarzeń**

**na osiągnięty wynik oraz ważniejsze zdarzenia mające znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe grupy kapitałowej Emitenta w roku obrotowym lub których wpływ jest możliwy w latach następnych**

W punktach 1 i 2 niniejszego raportu przedstawiono zdarzenia mające istotny wpływ na działalność i wyniki finansowe Emitenta. Wszystkie te zdarzenia mają charakter typowy dla prowadzonej działalności.

**29. Charakterystyka zewnętrznych i wewnętrznych czynników istotnych dla rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta oraz opis perspektyw rozwoju działalności Emitenta co najmniej do końca roku obrotowego następującego po roku obrotowym, za który sporządzono sprawozdanie finansowe zamieszczone w raporcie rocznym, z uwzględnieniem elementów strategii rynkowej przez niego wypracowanej oraz charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej Emitenta**

Zewnętrzne i wewnętrzne czynniki istotne dla rozwoju grupy kapitałowej

Perspektywy rozwoju Emitenta w kontekście zmian otoczenia zewnętrznego oraz nowych ustaw przedstawiono w sekcji dot. czynników ryzyka oraz w materiałach znajdujących się na stronie internetowej Emitenta pod adresem:

<https://www.polenergia.pl/serwis-relacji-inwestorskich/>

Opis perspektyw rozwoju działalności gospodarczej grupy kapitałowej

Grupa na bieżąco analizuje potencjalne kierunki dalszego rozwoju z uwzględnieniem zmieniającego się otoczenia prawnego, regulacyjnego oraz rynkowego.

Na dzień dzisiejszy Grupa koncentruje swoje wysiłki na:

- dalszej optymalizacji kosztów prowadzonej działalności i zwiększaniu efektywności posiadanych aktywów,
- rozwoju nowych oraz utrzymania istniejących projektów, w obszarze morskiej jak i lądowej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki,
- budowie projektów z portfela farm wiatrowych na lądzie, które wygrały aukcje w 2020 i 2021 roku oraz przygotowaniu kolejnych projektów do udziału w następnych aukcjach OZE,
- realizacji projektów z portfela farm fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2021 oraz 2022 roku i przygotowanie kolejnych projektów do udziału w następnych aukcjach OZE,
- dalszym rozwoju działalności w segmencie obrotu,
- realizacji projektu inwestycyjnego w obszarze dystrybucji (skutkującego docelowym wzrostem Wartości Regulacyjnej Aktywów oraz wzrostem liczby odbiorców przyłączonych na stałe do sieci spółki),
- rozwoju sprzedaży rozwiązań w zakresie energetyki rozproszonej i elektromobilności,
- intensyfikacji działań w obszarze sprzedaży energii do klientów niepodłączonych do własnej sieci,
- rozwoju w segmencie gazu i czystych paliw w oparciu o produkcję i magazynowanie zielonego wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy z własnej energii odnawialnej.

Szerzej politykę w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej Emitenta przedstawiono w materiałach znajdujących się na stronie internetowej pod adresem:

<https://www.polenergia.pl/serwis-relacji-inwestorskich/>

**30. Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową**

W roku obrotowym 2022 nie wystąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową.

**31. Wszelkie umowy zawarte między Emitentem a osobami zarządzającymi, przewidujące rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia Emitenta przez przejęcie**

Pan Michał Michalski jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 12 miesięcy. Ponadto Pan Michał Michalski jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 12 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pani Iwona Sierżęga jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 6 miesięcy. Ponadto z Panią Iwoną Sierżęgą zawarto umowę o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującą po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jej rzecz przez 6 miesięcy 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez nią od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pan Tomasz Kietliński jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 6 miesięcy. Ponadto Pan Tomasz Kietliński jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 6 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pan Piotr Maciołek jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 6 miesięcy. Ponadto Pan Piotr Maciołek jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 6 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pan Jarosław Bogacz w roku 2022 był Członkiem Zarządu oraz pozostawał stroną umowy o pracę zawartej na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy wynosił 6 miesięcy. Ponadto Pan Jarosław Bogacz był stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz przez 6 miesięcy kwoty równej 100% wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

**32. Wartość wynagrodzeń, nagród lub korzyści, w tym wynikających z programów motywacyjnych lub premiovych opartych na kapitale Emitenta, w tym programów opartych na obligacjach z prawem pierwszeństwa, zamiennych, warrantach subskrypcyjnych (w pieniądzu, naturze lub jakiegokolwiek innej formie), wypłaconych, należnych lub potencjalnie należnych, odrębnie dla każdej z osób zarządzających i nadzorujących Emitenta w przedsiębiorstwie Emitenta, bez względu na to, czy odpowiednio były one zaliczane w koszty, czy też wynikały z podziału zysku; w przypadku gdy Emitentem jest jednostka dominująca, wspólnik jednostki współzależnej lub znaczący inwestor - oddzielnie informacje o wartości wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w**

**sprawozdaniu finansowym - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym**

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały przedstawione w nocie 48 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ponadto członkom Zarządu przysługiwały również pozafinansowe świadczenia, takie jak mieszkania służbowe w uzasadnionych przypadkach lub refinansowanie kosztów zakwaterowania, ponoszenie lub refinansowanie kosztów podróży, ubezpieczenie NNW, ubezpieczenie medyczne, korzystanie z samochodów służbowych.

- 33. Informacje o wszelkich zobowiązaniach wynikających z emerytur i świadczeń o podobnym charakterze dla byłych osób zarządzających, nadzorujących albo byłych członków organów administrujących oraz o zobowiązaniach zaciągniętych w związku z tymi emeryturami, ze wskazaniem kwoty ogółem dla każdej kategorii organu; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym – obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym**

Grupa nie posiada ww. zobowiązań.

- 34. Określenie łącznej liczby i wartości nominalnej wszystkich akcji (udziałów) Emitenta oraz akcji i udziałów w jednostkach powiązanych Emitenta, będących w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących Emitenta (dla każdej osoby oddzielnie)**

Pani Dominika Kulczyk, za pośrednictwem Kulczyk Holding S.à r.l., spółki prawa luksemburskiego oraz Mansa Investments Sp. z o.o. ("Mansa"), posiada 28 617 254 akcji zwykłych na okaziciela Spółki, o łącznej wartości nominalnej 57 234 508 złotych, stanowiących ok. 42,84% wszystkich akcji Emitenta. W dniu 23 grudnia 2022 roku pomiędzy Mansa a Santander Bank Polska S.A. została zawarta umowa zastawu finansowego, której przedmiotem jest 1 200 000 akcji Emitenta, stanowiących około 1,80% wszystkich akcji w Spółce (raport bieżący nr 42/2022 z dnia 28 grudnia 2022 r.)

- 35. Informacje o znanych Emitentowi umowach (w tym również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy**

Emitent nie ma wiedzy o umowach zawartych w 2022 r. (jak również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy, zaś w szczególności Emitent nie jest stroną takich ewentualnych umów. W zakresie wymaganym prawem, w przeszłości, Emitent przekazywał do publicznej wiadomości informacje dotyczące znanych mu umów pomiędzy niektórymi akcjonariuszami.

- 36. Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych**

W chwili obecnej w Spółce nie funkcjonuje program akcji pracowniczych.

- 37. Informacje dodatkowe:**

- a) Na temat daty zawarcia przez Emitenta umowy, z podmiotem uprawnionym do badania sprawozdań finansowych, o dokonanie badania lub przeglądu sprawozdania finansowego**

**lub Skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz okresie, na jaki została zawarta ta umowa**

Umowa z dnia 30 czerwca 2022 roku pomiędzy Polenergia S.A. a Grant Thornton Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Spółka komandytowa z siedzibą w Poznaniu, ul. abpa Antoniego Baraniaka 88 E na przeprowadzenie:

- przeglądu śródrocznego Jednostkowego i Skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres od 1 stycznia 2022 roku do 30 czerwca 2022 roku oraz od 1 stycznia 2023 roku do 30 czerwca 2023 roku
- badania Jednostkowego i Skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok kończący się 31 grudnia 2022 roku oraz 31 grudnia 2023 roku.

Ponadto poszczególne spółki wchodzące w skład Grupy zawarły z Grant Thornton Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Spółka komandytowa z siedzibą w Poznaniu, ul. abpa Antoniego Baraniaka 88 E umowy na badanie sprawozdań finansowych za rok kończący się 31 grudnia 2022 roku oraz 31 grudnia 2023 roku.

**b) Na temat okresu i zakresu usług świadczonych przez wybraną firmę audytorską na rzecz Grupy**

Spółki z grupy kapitałowej korzystały w 2022 roku z usług wybranej firmy audytorskiej w zakresie badania lub przeglądu sprawozdania finansowego lub Skonsolidowanego sprawozdania finansowego, a także dodatkowych usług będących potwierdzeniem spełnienia warunków zawartych umów kredytu na podstawie analizy informacji finansowych pochodzących ze zbadanych przez Audytora sprawozdań finansowych.

**c) Na temat organu, który dokonał wyboru firmy audytorskiej**

Wyboru firmy audytorskiej dokonuje Rada Nadzorcza po rekomendacji Komitetu Audytu.

**d) Na temat wynagrodzenia podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych, wypłaconym lub należnym za rok obrotowy**

Szczegóły dotyczące wynagrodzenia podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych zostały przedstawione w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w nocie 50.

**38. Opis istotnych pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym**

Opis pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym został przedstawiony w nocie 33 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.