

**Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA  
ZA ROK ZAKOŃCZONY DNIA 31 GRUDNIA 2024 ROKU**

---

Adam Mariusz Purwin – Prezes Zarządu

---

Andrzej Filip Wojciechowski – Pierwszy  
Wiceprezes Zarządu

---

Piotr Tomasz Sujecki – Drugi Wiceprezes  
Zarządu

---

Łukasz Buczyński – Członek Zarządu

Warszawa, 25 marca 2025 roku

## Spis treści

1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2024 roku .....	4
2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2024 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.....	23
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 .....	24
10. Informacje ogólne .....	25
11. Opis organizacji grupy kapitałowej Emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej Emitenta wraz z podaniem ich przyczyn .....	25
12. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu, w tym z punktu widzenia płynności grupy kapitałowej Emitenta.....	26
13. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu Emitent jest na nie narażony .....	26
14. Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego .....	49
15. Wskazanie istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej, ze wskazaniem przedmiotu postępowania, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania, stron wszczętego postępowania oraz stanowiska Emitenta: .....	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 .....	56
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 .....	56
18. Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji .....	57
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 .....	73
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 .....	73
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 .....	73
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 .....	73

23.	Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązanim Emitenta .....	74
24.	W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez Emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności .....	80
25.	Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok.....	82
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.....	82
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.....	82
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.....	83
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 .....	83
30.	Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową .....	84
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 .....	84
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 .....	85
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 .....	86
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).....	86
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 .....	86
36.	Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych .....	87
37.	Informacje dodatkowe:.....	87
38.	Opis istotnych pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym .....	88

## 1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2024 roku

W okresie 12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2024 roku Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie EBITDA oraz skorygowanego zysku netto wynoszące odpowiednio 642,1 mln zł oraz 307,4 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 94,5 mln zł i 33,8 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	12M 2024	12M 2023	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	4 kwartał 2024	4 kwartał 2023	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
<b>Przychody ze sprzedaży, w tym:</b>	<b>4 320,5</b>	<b>5 615,4</b>	<b>(1 294,9)</b>	<b>-23%</b>	<b>1 304,2</b>	<b>1 535,9</b>	<b>(231,7)</b>	<b>-15%</b>
segment obrotu i sprzedaży	3 143,9	4 639,9	(1 496,1)		989,2	1 272,0	(282,8)	
pozostałe	1 176,7	975,5	201,2		315,1	264,0	51,1	
<b>Koszt własny sprzedaży, w tym:</b>	<b>(3 512,1)</b>	<b>(4 938,6)</b>	<b>1 426,4</b>	<b>-29%</b>	<b>(1 125,1)</b>	<b>(1 350,2)</b>	<b>225,0</b>	<b>-17%</b>
segment obrotu i sprzedaży	(2 909,7)	(4 380,2)	1 470,5		(946,2)	(1 227,9)	281,7	
pozostałe	(602,4)	(558,4)	(44,0)		(179,0)	(122,3)	(56,7)	
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>808,4</b>	<b>676,8</b>	<b>131,5</b>	<b>19%</b>	<b>179,1</b>	<b>185,7</b>	<b>(6,7)</b>	<b>-4%</b>
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(317,6)	(267,5)	(50,1)		(111,0)	(79,7)	(31,3)	
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(24,3)	(7,9)	(16,4)		(16,3)	(12,4)	(4,0)	
Rozliczenie ceny aukcyjnej	1,3	(20,2)	21,5		1,6	(13,4)	14,9	
<b>A Zysk operacyjny (EBIT)</b>	<b>467,8</b>	<b>381,2</b>	<b>86,5</b>	<b>23%</b>	<b>53,3</b>	<b>80,3</b>	<b>(27,0)</b>	<b>-34%</b>
Amortyzacja	174,3	162,1	12,3		44,0	43,4	0,6	
Odpisy aktualizujące	-	4,3	(4,3)		-	4,2	(4,2)	
<b>EBITDA</b>	<b>642,1</b>	<b>547,6</b>	<b>94,5</b>	<b>17%</b>	<b>97,3</b>	<b>127,8</b>	<b>(30,6)</b>	<b>-24%</b>
<b>B Przychody finansowe</b>	<b>54,4</b>	<b>50,1</b>	<b>4,2</b>		<b>17,5</b>	<b>17,7</b>	<b>(0,1)</b>	
<b>C Koszty finansowe</b>	<b>(126,1)</b>	<b>(101,1)</b>	<b>(25,1)</b>		<b>(45,1)</b>	<b>(29,5)</b>	<b>(15,6)</b>	
<b>A+B+C Zysk (strata) brutto</b>	<b>396,0</b>	<b>330,3</b>	<b>65,7</b>	<b>20%</b>	<b>25,7</b>	<b>68,4</b>	<b>(42,7)</b>	<b>-62%</b>
Podatek dochodowy	(94,8)	(66,7)	(28,1)	42%	(18,6)	(13,6)	(5,0)	37%
<b>Zysk netto</b>	<b>301,2</b>	<b>263,6</b>	<b>37,6</b>	<b>14%</b>	<b>7,1</b>	<b>54,8</b>	<b>(47,7)</b>	<b>-87%</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	0,2	2,8	(2,6)		0,1	0,7	(0,6)	
Różnice kursowe	3,0	(0,1)	3,1		2,5	(0,3)	2,8	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	3,0	3,0	0,0		0,8	0,5	0,3	
Odpisy aktualizujące**	-	4,3	(4,3)		-	4,2	(4,2)	
<b>Skorygowany Zysk (Strata) Netto*</b>	<b>307,4</b>	<b>273,6</b>	<b>33,8</b>	<b>12%</b>	<b>10,5</b>	<b>59,9</b>	<b>(49,4)</b>	<b>-82%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>642,1</b>	<b>547,6</b>	<b>94,5</b>	<b>17%</b>	<b>97,3</b>	<b>127,8</b>	<b>(30,6)</b>	<b>-24%</b>
Marża EBITDA	14,9%	9,8%	5,1%		7,5%	8,3%	-0,9%	
<b>EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>	<b>609,8</b>	<b>462,4</b>	<b>147,4</b>	<b>32%</b>	<b>119,5</b>	<b>139,4</b>	<b>(19,9)</b>	<b>-14%</b>
Marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	51,8%	47,4%	4,4%		37,9%	52,8%	-14,9%	

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

\*\*) Odwrócenie odpisów związanych z dewelopmentem

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia za cztery kwartały 2024 roku były niższe o 1 294,9 mln zł, co jest spowodowane głównie niższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 1 496,1 mln zł) oraz gazu i czystych paliw (o 18,1 mln zł), skompensowanymi częściowo przez wyższe przychody w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 178,2 mln zł) oraz dystrybucji (o 24,7 mln zł).

Wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 642,1 mln zł i był wyższy o 94,5 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie ze względu na wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 164,4 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją wyższych cen energii elektrycznej uzyskanych przez farmy, z uwagi na brak przedłużenia na 2024 r. zamrożenia cen energii elektrycznej dla wytwórców. Wyższy wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego odnotowano również w segmentach dystrybucji (o 11,6 mln zł), farm fotowoltaicznych (o 6,8 mln zł) oraz gazu i czystych paliw (o 7,0 mln zł). Powyższe efekty zostały częściowo skompensowane przez niższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (o 52,9 mln zł) z uwagi na niższy wynik na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej wskutek dokonanego odpisu aktualizującego wartość zapasów i niższego wolumenu sprzedaży paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła, niższy wynik na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związany głównie z niższą zmiennością cenową na rynkach energii oraz przesunięciem czasowym realizacji transakcji na zielonych certyfikatach, niższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE wskutek zmiany modelu rozliczeniowego uwzględniającego wyższą cenę zakupu z projektów OZE, oraz wyższe koszty operacyjne w związku z rozwojem skali działalności Grupy. Niższy wynik EBITDA został również odnotowany w segmencie niealokowanych (o 42,4 mln zł)

głównie w związku z wyższymi kosztami operacyjnymi w Centrali, które wynikają ze wzrostu skali działalności oraz zdarzeniami jednorazowymi, tj. ujęcie w ciężar 2024 roku kosztów wynagrodzeń Członków Zarządu kończących kadencję w 2024 roku.

W czwartym kwartale 2024 roku Grupa Polenergia odnotowała spadek przychodów ze sprzedaży o 231,7 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 282,8 mln zł), skompensowane częściowo przez m.in. wyższe przychody ze sprzedaży w segmentach gazu i czystych paliw (o 23,6 mln zł) oraz lądowych farm wiatrowych (o 18,8 mln zł).

Wynik EBITDA Grupy w samym czwartym kwartale 2024 roku wyniósł 97,3 mln zł i był niższy o 30,6 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie niższy wynik w segmencie niealokowanych (o 31,4 mln zł) z uwagi na wyższe koszty operacyjne w Centrali, w związku z wzrostem skali działalności Grupy i zdarzeniami jednorazowymi oraz niższe wyniki w segmentach dystrybucji (o 13,0 mln zł) oraz obrotu i sprzedaży (o 10,7 mln zł). Powyższy efekt został częściowo skompensowany przez wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 17,7 mln zł), z uwagi na wyższe ceny energii elektrycznej oraz w segmencie gazu i czystych paliw (o 6,3 mln zł).

W czwartym kwartale 2024 roku miały miejsce istotne zdarzenia jednorazowe, obejmujące odpisy, rezerwy oraz koszty jednorazowe, których łączna wartość wyniosła 54,9 mln zł, z czego 22,2 mln zł dotyczyło segmentu obrotu i sprzedaży, 17,1 mln zł odnosiło się do segmentu dystrybucji, a 15,6 mln zł obejmowało koszty niealokowane. Po wyłączeniu wpływu zdarzeń jednorazowych, skorygowany wynik EBITDA za ten okres wyniósłby 152,2 mln zł, co oznacza wzrost o 19% w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2024 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 307,4 mln zł, co stanowi wzrost w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 33,8 mln zł. Zmiana skorygowanego zysku netto w okresie czterech kwartałów 2024 roku została spowodowana głównie opisanymi powyżej czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA, częściowo skompensowanymi przez wyższe koszty z tytułu odsetek i poręczeń, koszty finansowe z tytułu dyskonta wynikające z rozliczania w czasie kosztów demontażu turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych, wynik na transakcjach dot. instrumentów pochodnych i różnicach kursowych, wyższą amortyzację oraz wyższy podatek dochodowy związany z wyższym wynikiem brutto Grupy. W samym czwartym kwartale 2024 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 10,5 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 49,4 mln zł. Zmiana skorygowanego zysku netto w samym czwartym kwartale 2024 roku została spowodowana głównie opisanymi powyżej czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA oraz wyższymi kosztami finansowymi z tytułu odsetek.

## 2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2024 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	RAZEM
EBITDA 12M 2024	632,1	16,4	9,7	32,3	32,9	(81,3)	642,1
EBITDA 12M 2023	467,7	9,5	2,7	85,3	21,3	(38,9)	547,6
Zmiana:	164,4	6,8	7,0	(52,9)	11,6	(42,4)	94,5

W 2024 r. segment lądowych farm wiatrowych (493 MW; wzrost o 57,2 MW w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego) zanotował wynik EBITDA wyższy o 164,4 mln zł w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego. Wzrost wyników segmentu w tym okresie jest konsekwencją wyższych cen energii elektrycznej uzyskanych przez farmy, z uwagi na brak przedłużenia na 2024 r. zamrożenia cen energii elektrycznej dla wytwórców. Powyższe zostało częściowo

skompensowane przez niższe niż w poprzednim roku uzyskane przez farmy ceny sprzedaży zielonych certyfikatów oraz wzrost kosztów operacyjnych związany m.in. z rozpoczęciem eksploatacji farm wiatrowych Grabowo i Piekło. Wynik na działalności w czwartym kwartale 2024 r. był wyższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 17,7 mln zł głównie z uwagi na wyższe ceny energii elektrycznej skompensowane częściowo poprzez niższy wolumen produkcji z uwagi na gorszą wietrzność, niższe ceny zielonych certyfikatów oraz wyższe koszty operacyjne.

Segment gazu i czystych paliw osiągnął w 2024 roku wyższy wynik EBITDA o 7,0 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie wskutek: (i) wyższego wyniku na optymalizacji pracy ENS pomniejszonego przez brak dodatkowej marży na usłudze GWS; (ii) wyższych przychodów z Rynku Mocy w związku z wyższą ceną za 1MW zakontraktowanej mocy w 2024 r. w porównaniu do 2023 r.; (iii) niższego wyniku na sprzedaży ciepła z powodu niższego pokrycia kosztów przez ceny taryfowe oraz dodatkowej opłaty za nieodebranie minimalnych ilości gazu na ciepło. Wynik na działalności w czwartym kwartale 2024 r. był wyższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 6,3 mln zł głównie wskutek: (i) wyższego wyniku na optymalizacji pracy ENS; (ii) wyższych przychodów z Rynku Mocy w związku z wyższą ceną za 1MW zakontraktowanej mocy w 2024 r. w porównaniu do 2023 r.; (iii) niższego wyniku na sprzedaży ciepła z powodu niższego pokrycia kosztów przez ceny taryfowe oraz dodatkowej opłaty za nieodebranie minimalnych ilości gazu na ciepło.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w 2024 roku spadek wyniku EBITDA o 52,9 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na spadek wyniku miały: i) niższy wynik na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej wskutek dokonanego odpisu aktualizującego wartość zapasów i niższego wolumenu sprzedaży paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła, ii) niższy wynik na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związany głównie z niższą zmiennością cenową na rynkach energii oraz przesunięciem czasowym realizacji transakcji na zielonych certyfikatach, iii) niższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE wskutek zmiany modelu rozliczeniowego uwzględniającego wyższą cenę zakupu z projektów OZE, iv) wyższe koszty operacyjne w związku z rozwojem skali działalności Grupy. Spadek wyniku w 2024 r. został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na handlu certyfikatami z farm wiatrowych związany głównie z efektem niskiej bazy wynikającej z realizacji transakcji w 2023 r., ii) wyższy wynik na agregacji OZE głównie w związku z dodatkową marżą na sprzedaży zielonych certyfikatów. W samym czwartym kwartale 2024 r. segment obrotu i sprzedaży zanotował spadek wyniku EBITDA o 10,7 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na spadek wyniku w czwartym kwartale 2024 r. miały: i) niższy wynik na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związany głównie z niższą zmiennością cenową na rynkach energii oraz przesunięciem czasowym realizacji transakcji na zielonych certyfikatach, ii) niższy wynik na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej uwzględniający odpis aktualizujący wartość zapasów oraz niższą kwalifikację i przesunięcia w czasie rozliczeń wniosków w ramach programu Mój Prąd, iii) niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej będącym konsekwencją rozpoznania przyszłej straty na kontraktach w związku z przedłużeniem zamrożenia cen energii elektrycznej dla niektórych odbiorców. Spadek wyniku w czwartym kwartale 2024 r. został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na handlu certyfikatami z farm wiatrowych związany głównie z efektem niskiej bazy wynikającej z realizacji transakcji w 2023 r., ii) wyższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE ze względu na obowiązujące w 2023 r. odpisy na fundusz Zarządcy Rozliczeń.

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji za okres 12 miesięcy 2024 roku był wyższy o 11,6 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wzrost wyniku jest głównie konsekwencją wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii w 2024 r., co wynika z niższej ceny zakupu energii elektrycznej przy utrzymaniu cen sprzedaży na podobnym poziomie do czwartego kwartału 2023 r. oraz wyższej marży na dystrybucji energii elektrycznej (głównie z powodu efektu niskiej bazy wynikającej z opóźnienia w aktualizacji taryfy dystrybucyjnej w 2023 r.). Wyższy wynik został częściowo skompensowany przez wyższe koszty operacyjne związane ze wzrostem skali działalności i

koszty ponoszone w związku z rozwojem projektów z obszaru elektromobilności. Natomiast w samym czwartym kwartale wynik EBITDA segmentu dystrybucji był niższy o 13,0 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Na spadek wyniku wpłynęła zawiązana rezerwa na potencjalny zwrot rekompensat otrzymanych w 2023 roku w kwocie 17,1 mln zł częściowo skompensowana przez wyższą marżę na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej, głównie w związku z wyższym wolumenem w segmencie klientów indywidualnych i jednostkową marżą na sprzedaży.

Wynik EBITDA segmentu farm fotowoltaicznych (82 MW) w całym 2024 r. oraz w czwartym kwartale 2024 r. był na poziomie wyższym w porównaniu do wyników osiągniętych w analogicznych okresach roku ubiegłego (wzrost odpowiednio o 6,8 mln zł i 0,6 mln zł) z powodu wyższej produkcji energii, głównie z uwagi na uruchomienie farmy fotowoltaicznej Strzelino (45,2 MWp) w pierwszym kwartale 2024 r. Efekt wolumenowy został częściowo skompensowany przez niższe ceny energii osiągnięte w 2024 r. oraz wyższe koszty operacyjne związane ze zwiększeniem mocy zainstalowanej.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do grudnia 2024 r. był niższy o 42,4 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie 2023 r. (o 31,4 mln niższy w samym czwartym kwartale). Na zmianę wyniku EBITDA w 2024 r. wpływają głównie wyższe koszty operacyjne w Centrali (m.in. koszty wynagrodzeń oraz koszty usług obcych) wynikające ze wzrostu skali działalności oraz zdarzenia jednorazowe, głównie koszty wynagrodzeń Członków Zarządu kończących kadencję w 2024 roku.

Wynik na działalności finansowej w okresie styczeń – grudzień 2024 r. był niższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 20,8 mln zł na co miały wpływ przede wszystkim wyższe koszty z tytułu odsetek i poręczeń, koszty finansowe z tytułu dyskonta wynikające z rozliczania w czasie kosztów demontażu turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych oraz wynik na transakcjach dot. instrumentów pochodnych i różnicach kursowych częściowo skompensowane przez wyższe przychody z poręczeń finansowych. W samym czwartym kwartale wynik był niższy o 15,7 mln zł, co jest głównie skutkiem wyższych kosztów finansowych z tytułu odsetek.

Wyższy poziom podatku dochodowego w 2024 r. jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy.

### **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.

Trwająca wojna w Ukrainie do końca 2024 roku nie przyniosła rozstrzygnięć na polu walki i nie przybliżyła też stron do zawieszenia broni. Wpływ samego konfliktu na notowania surowców energetycznych w Europie nie ma już tak istotnego znaczenia jak w pierwszych jego miesiącach, ze względu na zrealizowaną dywersyfikację dostaw gazu ziemnego w postaci dostaw LNG także do Polski. Pomimo zakończenia przesyłu gazu przez Ukrainę pod koniec 2024 roku, ceny nie uległy znaczącej zmianie, gdyż rynek już wcześniej przewidywał takie rozwiązanie.

W ciągu 2024 roku ceny na rynku gazu ziemnego zależały od czynników pogodowych i sytuacji na światowych rynkach gazu związanych z odbudowującym się popytem zwłaszcza ze strony energetyki, jak i sytuacją podażową związaną z dostępnością produkcji min. w instalacjach na morzu północnym, czy możliwościami przeładunkowymi LNG w portach w USA. Okres zimowy 2024/2025 spowodował wzrost cen surowca ze względu na niższą generację OZE w państwach UE i szybsze wyczerpywanie się europejskich magazynów gazu. Za rosnącymi cenami gazu i większą generacją energii ze źródeł emisyjnych wzrosły też ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i energii elektrycznej na europejskich rynkach. Niemniej jednak są to normalne zjawiska o tej porze roku, a obecne ceny są znacznie poniżej poziomów z kryzysu energetycznego w 2022 roku po rozpoczęciu pełnoskalowego konfliktu.

To co obecnie jest zagrożeniem dla rynków energii to działania dywersyjne i elementy konfliktu hybrydowego w postaci uszkodzeń podmorskich kabli do przesyłu energii, gazu, czy innych instalacji infrastruktury energetycznej na terenie państw UE. Na ceny energii w Europie negatywnie wpłynąć mogą też planowane sankcje na zakupy rosyjskiego LNG, który nadal stanowi istotny wolumen dla Hiszpani czy Francji. Należy też cały czas mieć na uwadze, że sytuacja polityczna pozostaje niestabilna, a niepewność co do m.in. decyzji administracji nowego prezydenta USA może przyczynić się do możliwych ruchów wzrostowych cen surowców i energii w Europie.

Wśród czynników finansowych istotnych z punktu widzenia Grupy zaobserwowano nadal utrzymujące się wysokie koszty finansowania wynikające ze wzrostu stóp procentowych, zmienność kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego, jak również ryzyko wzrostu kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych. Wdrożenie zmian na rynku bilansującym wprowadzone od 14 czerwca 2024 r. zwiększyło koszty bilansowania i profilowania źródeł OZE w drugiej połowie 2024 roku, co negatywnie wpływa na uzyskiwane przez Grupę wyniki związane z eksploatacją źródeł OZE. W kolejnych latach spodziewamy się dalszych wzrostów kosztu profilu przy rosnącym nasyceniu OZE w Krajowym Systemie Energetycznym i spadającej podaży energii ze źródeł konwencjonalnych.

Segment gazu i czystych paliw jest w ocenie Zarządu w dużej mierze odporny na bieżącą zmienność cen na rynku spowodowaną wybuchem wojny w Ukrainie. Dostawy gazu w związku z realizowanymi kontraktami na produkcję ciepła zostały już zabezpieczone (wolumen oraz stała cena) na 2024 r. oraz 2025 r. Dodatkowym zabezpieczeniem dla produkcji ciepła jest utrzymywany i zwiększony w pierwszym kwartale 2022 r. zapas oleju opałowego lekkiego, jako paliwa rezerwowego w sytuacji ograniczenia lub braku dostaw 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 zabezpieczania produkcji i marży ENS na kolejne lata na rynku terminowym.

W segmencie energetyki lądowych farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych wysoka zmienność cen energii skorelowana ze zmiennością generacji energii z wiatru i słońca może skutkować bardzo znaczącym wzrostem kosztu profilu, co obniża uzyskiwaną efektywną cenę sprzedanej energii elektrycznej. Należy również zwrócić uwagę, iż pomimo niższych cen energii elektrycznej na rynku hurtowym i jednocześnie utrzymujących się niskich poziomów cen praw majątkowych PMOZE\_A ("zielonych certyfikatów") ustawodawca nie skłonił się do podwyższenia obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia do poziomów zapewniających zrównoważenie popytu i podaży. Poziom obowiązku do umorzenia świadectw pochodzenia PMOZE\_A na 2025 rok wynosi 8,5% w 2025 r. Tak niski poziom obowiązku powoduje, że ceny rynkowe zielonych certyfikatów pozostają niskie, co jest skutkiem zmniejszonego popytu wynikającego z szybszego tempa redukcji obowiązku w stosunku do tempa wychodzenia starych projektów OZE z systemu zielonych certyfikatów. Na moment publikacji raportu, Grupa posiada projekty wiatrowe o łącznej mocy 227,3 MW, które w dalszym ciągu funkcjonują w obowiązującym przez 15 lat od uruchomienia obiektu systemie zielonych certyfikatów i w perspektywie długoterminowej są eksponowane na ryzyko zmian cen praw majątkowych.

W związku ze znacznym wzrostem mocy zainstalowanej w OZE, a w szczególności w segmencie źródeł fotowoltaicznych, w Polsce i krajach sąsiednich w okresach wysokiej generacji OZE i jednocześnie niskiego zapotrzebowania, coraz częściej obserwujemy występowanie na rynku cen ujemnych. Oznacza to, że za energię elektryczną wytworzoną we wspomnianych okresach wystąpienia ujemnych cen energii, wytwórca musi zapłacić za jej sprzedaż na rynek. Sytuacje takie mają miejsce głównie w dni weekendowe i świąteczne. Jednocześnie dla wytwórców OZE rozliczających się w ramach systemów wsparcia wystąpienie przez co najmniej sześć kolejnych godzin cen ujemnych wiąże się z brakiem możliwości rozliczenia w ramach systemu aukcyjnego wolumenów produkcji z tych godzin lub brakiem wydania przez Prezesa URE praw majątkowych przysługujących za produkcję z tych godzin, w



zależności od systemu wsparcia w których uczestniczy dane źródło OZE.

Oprócz występujących ujemnych cen, na segmenty OZE Grupy Polenergia negatywnie wpływają pojawiające się sytuacje nadpodaży energii na rynku, które występują w okresach niskiego zapotrzebowania na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i jednocześnie wysokiej generacji z OZE. W związku z występowaniem tego zjawiska, w okresach, kiedy PSE S.A. („PSE”) nie jest w stanie dalej ograniczyć jednostek konwencjonalnych ani wyeksportować nadwyżek generowanej energii, redukowana jest produkcja z poszczególnych jednostek OZE. Na polecenie operatora (PSE) uruchamiane jest tzw. nierynkowe redysponowanie jednostek wytwórczych. Sytuacja taka może podlegać rekompensacie finansowej ze strony PSE, jednak czas oczekiwania na rozpatrzenie wniosku i wypłata przedmiotowej rekompensaty trwa obecnie wiele miesięcy, co może prowadzić do sytuacji że rekompensata zostanie wypłacona przez PSE w kolejnym roku. Na podstawie zapisów w umowach przyłączeniowych, części należących do Grupy Polenergia instalacji OZE rekompensata finansowa z tytułu nierynkowego redysponowania nie przysługuje.

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. Aktualnie wszelka działalność operacyjna w Ukrainie jest wstrzymana, a sama Spółka jest w trakcie procesu likwidacji.

Grupa identyfikuje zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej na wszystkich rynkach, w tym m.in. ryzyko ponownego wzrostu zmienności cen energii elektrycznej i gazu ziemnego, ryzyko niezrealizowania wolumenu odbioru przez kontrahentów, ryzyka braku płatności i wykonywania umów ze względu na nieprzewidziane zmiany regulacyjne oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. W sytuacji materializacji ryzyka dynamicznych wzrostów lub spadków cen, odchylenia w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych mogą wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Dodatkowo rosnąca zmienność cen rynkowych związana ze sprzedażą generacji z OZE, może spowodować znaczny spadek dochodów z działalności obsługi aktywów OZE Grupy oraz agregacji OZE. W odpowiedzi na zmieniające się uwarunkowania rynkowe Grupa zmodyfikowała strategię sprzedażową energii z aktywów OZE i dąży do zwiększenia udziału sprzedaży energii w ramach transakcji OTC, sprzedaży bezpośrednio do klientów końcowych oraz w ramach kontraktów długoterminowych cPPA. 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 ekspozycyjny na ryzyko wzrostu stóp procentowych. Wyższy koszt kredytu obrotowego, wynikający z wysokich 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. W przypadku głębszej konsolidacji sektora wytwórczego w Polsce, przy wydzieleniu jednostek wysokoemisyjnych ze Spółek Skarbu Państwa, może pojawić się ryzyko dalszego pogłębienia się braku płynności na rynku terminowym oraz transparentności i wiarygodności giełdowych indeksów cenowych co może utrudnić prowadzenie działalności obrotowej i wpłynąć negatywnie na przychody Grupy.

Segment dystrybucji jest zabezpieczony długoterminowo przed skutkami wzrostu kosztów inwestycji oraz rosnących stóp procentowych poprzez mechanizm taryfowy oraz tzw. „konto regulacyjne”. Krótkoterminowo, do czasu aktualizacji kolejnej taryfy dystrybucyjnej, spółka może doświadczyć negatywnego wpływu zmian rynkowych na rentowność realizowanej działalności.

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

planowanych projektów farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Utrzymujące się wysokie stopy procentowe powodują wzrost kosztów finansowania, a wzrost cen surowców i towarów w połączeniu ze zmiennością kursu EUR/PLN może doprowadzić do wzrostu łącznych kosztów inwestycji. Obserwowane są wąskie gardła w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, co może skutkować koniecznością zmiany w harmonogramach budowy projektów morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

W ocenie Grupy, obecna sytuacja rynkowa nie zagraziła realizacji podstawowych celów określonych w Strategii Grupy Polenergia na lata 2020 – 2024.

## **Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2020-2024**

### ***Lądowe farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne***

Grupa eksploatuje projekty odnawialnych źródeł energii o mocy 493 MW w segmencie lądowej energetyki wiatrowej, a także o mocy 82 MWp w segmencie farm fotowoltaicznych.

Grupa prowadzi prace w celu realizacji trzech projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 102 MWp, które uzyskały wsparcie w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE.

Realizacja prac budowlano-montażowych dla projektów farm Fotowoltaicznych Szprotawa I i II o łącznej mocy 67 MWp przebiega zgodnie z założonym harmonogramem. Na projekcie Szprotawa I, na koniec grudnia 2024 r. zostały zakończone prace związane z montażem konstrukcji, budową i montażem stacji transformatorowych SN/nn, budową linii elektroenergetycznych SN i WN oraz montażem modułów fotowoltaicznych i inwerterów. Trwają prace wykończeniowe na stacji GPO – zaawansowanie prac wynosi ok. 95%. Na początku roku planowana jest dostawa i instalacja transformatora mocy. Na projekcie Szprotawa II, na koniec grudnia 2024 r. zostały zakończone prace związane z montażem konstrukcji, budową i montażem stacji transformatorowych SN/nn, budową linii elektroenergetycznych SN oraz montażem modułów fotowoltaicznych i inwerterów. Realizacja w/w prac na projektach Szprotawa I i II przebiega ok. miesiąc szybciej niż w założonym kontraktowo harmonogramie. W I kwartale 2025 r. planowane jest pierwsze podanie napięcia oraz rozpoczęcie rozruchu technologicznego obiektu.

Dla projektu farmy fotowoltaicznej Rajkowy o mocy 35 MWp po wygranej aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku, trwa proces zapytań i zbierania ofert na wybór wykonawcy kompleksowych prac montażowo-elektrycznych przy realizacji projektu. Prowadzone są również negocjacje z dostawcami modułów fotowoltaicznych i inwerterów. W międzyczasie, trwają rozmowy z potencjalnymi odbiorcami na dostawę energii elektrycznej. Do połowy 2025 roku planowane jest złożenie wniosku o uzyskanie wymaganych zgód korporacyjnych niezbędnych do realizacji projektu.

W grudniu 2024, akcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii wygrała przygotowywana do realizacji instalacja rozwijana w ramach spółki zależnej Polenergia Farma Wiatrowa Bądecz (48.3MW).

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych oraz fotowoltaicznych w Polsce. Aktualnie w portfelu Grupy znajdują się projekty fotowoltaiczne (poza wymienianymi powyżej) oraz wiatrowe (lądowe) w fazie mniej zaawansowanej, o łącznej mocy około 1,9 GW. Grupa nie wyklucza udziału spółek zależnych rozwijających projekty farm wiatrowych, farm fotowoltaicznych w kolejnych aukcjach OZE, jak również spółek zależnych rozwijających projekty magazynów energii w akcji rynku mocy. Dla poszczególnych projektów będą rozważane różne formy komercjalizacji produkcji, w tym ofertowanie części produkcji w kolejnych aukcjach OZE, sprzedaż energii do odbiorców końcowych w kontraktach cPPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozagiełdowym.

Grupa prowadzi prace w zakresie dalszego rozwoju projektów wiatrowych w Rumunii poprzez spółkę zależną Wind Farm Four Srl („WF4”, dawniej: Naxxar Wind Farm Four Srl). WF4 kontynuuje bieżący rozwój projektu farmy wiatrowej w siedmiu spółkach celowych. Działalność WF4 w czwartym kwartale

2024 r. skupiała się na procedurze środowiskowej oraz uzyskaniu ostatecznych decyzji i pozwoleń niezbędnych do przyjęcia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (ro: PUZ) oraz rozpoczęciu procedury środowiskowej do pozwolenia na budowę. Realizowany plan zakłada, że projekty wiatrowe w Rumunii osiągną gotowość do budowy w roku 2026.

Jednym z kluczowych celów strategicznych spółki jest długoterminowe zabezpieczenie produkcji energii z aktywów operacyjnych Grupy. W celu minimalizacji ryzyka rynkowego oraz stabilizacji przychodów, Grupa stosuje instrumenty zabezpieczające sprzedaż energii takie jak kontrakty różnicowe (aukcja), umowy PPA, sprzedaż bezpośrednią do klientów końcowych oraz kontrakty forward.

Na datę publikacji niniejszego raportu na rok 2025 Grupa zabezpieczyła 89% docelowej produkcji energii, osiągając średnią ważoną cenę netto na poziomie 408 zł/MWh (po odliczeniu szacowanego kosztu profilu). Cena sprzedaży energii na 2025 r. jest niższa w porównaniu do roku 2024, co wynika z spadkowego trendu na rynku kontraktów terminowych na energię elektryczną oraz z oczekiwań rynkowych dotyczących dalszej obniżki cen.

Poniższa tabela przedstawia poziom komercjalizacji energii elektrycznej z aktywów wiatrowych i fotowoltaicznych Grupy w latach 2025-2029:

	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Aukcja</b>	15%	17%	17%	23%	38%
<b>Pozostałe instrumenty zabezpieczające</b>	75%	64%	35%	21%	3%
<b>Razem</b>	89%	80%	52%	44%	41%

### **Morskie farmy wiatrowe**

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.

-----

#### **MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III**

W nawiązaniu do uzyskanych przez Spółki decyzji z 4 maja 2021 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE”) (oddzielnych dla każdej Spółki) 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, decyzja Komisji Europejskiej o zgodności z rynkiem wewnętrznym została wydana 2 sierpnia 2024, zaś Prezes URE w dniu 6 listopada 2024 wydał na rzecz MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III decyzje ustalające cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda na poziomie 319,60 zł/MWh w 25-letnim okresie wsparcia. Cena ustalona w decyzjach podlega, począwszy od roku 2022, corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Zgodnie z uzasadnieniem decyzji organ w toku postępowań ustalił, że rozpoczęcie prac w ramach projektów MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III nastąpiło przed wydaniem przez Prezesa URE decyzji, co powoduje, że cena stanowiąca podstawę do wypłaty ujemnego salda nie będzie podlegała aktualizacji w trybie tzw. procedury „claw-back”.

W celu zabezpieczenia praw do zlokalizowania i wybudowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy dla MFW Bałtyk II, decyzją Dyrektora Urzędu Morskiego w Gdyni, w dniu 15 stycznia 2024 r. przeniesiono na MFW Bałtyk II Sp. z o.o. część praw wynikających z decyzji Dyrektora Urzędu Morskiego w Słupsku nr 4/14 z dnia 19 marca 2014 r. udzielającej pozwolenia na ułożenie i utrzymywanie w granicach morza terytorialnego kabli podmorskich będących częścią morskiej

infrastruktury przesyłowej (decyzja zmieniona w kwietniu 2022 r. i we wrześniu 2023 r.).

W ramach procesu zmierzającego do uzyskania wykonalnych pozwoleń na budowę, Spółki uzyskały 16 lutego 2024 r. decyzje zmieniające PSZW dla obu projektów. Potrzeba zmian motywowana była zmianą założeń projektowo-wykonawczych, dostosowania zapisów decyzji PSZW do wyników przeprowadzonych analiz w zakresie instalacji radarów na cele obronności państwa oraz zapewnienia zgodności z zatwierdzonymi ekspertyzami nawigacyjnymi. W roku sprawozdawczym Spółki sfinalizowały także proces zabezpieczania praw do nieruchomości prywatnych wzdłuż trasy kabla eksportowego poprzez ustanowienie służebności przesyłu (z wyjątkiem jedynie 3 działek, które zostały objęte ograniczeniami w użytkowaniu poprzez decyzje lokalizacyjne („DL”). Nieruchomości instytucjonalne oraz stanowiące własność Skarbu Państwa objęte zostały DL. Jeden właściciel nieruchomości prywatnej złożył odwołanie od postanowień decyzji lokalizacyjnych dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III do Ministra Rozwoju i Technologii (sprawa nie została rozstrzygnięta przez organ II instancji do końca 2024 r.<sup>1</sup>), co nie jest przesłanką wstrzymującą wykonalność DL.

Spółki sfinalizowały zakup nieruchomości pod stację elektroenergetyczną (ONS) i drogę dojazdową w grudniu 2024 r.

W 2024 roku uzyskano komplet (dla każdego Projektu) decyzji wodnoprawnych, decyzji lokalizacyjnych (DL) oraz komplet pozwoleń na budowę (PnB). Z dniem 18 września 2024 r. wszystkie PnB uzyskały status ostatecznych.

Zrealizowano szczegółowe badania geotechniczne niezbędne do projektowania fundamentów turbin wiatrowych i morskiej stacji elektroenergetycznej oraz do projektowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy prowadzone przez MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o. Rozpoczęto analizę wyników badań oraz szczegółowe geotechniczne badania laboratoryjne próbek rdzeniowych. 29 listopada 2024 r. uzyskano decyzję zatwierdzającą dokumentację geologiczno-inżynierską w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadowienia obiektów budowlanych inwestycji liniowych – na odcinku przejścia kabla w technologii bezwykopowej (landfall).

W dniu 28 czerwca 2024 spółki MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zawarły z PSE aneksy do umów przyłączeniowych dla obu projektów związane z aktualizacją harmonogramu realizacji przyłączeń, aktualizacją technicznych warunków przyłączenia do sieci PSE oraz dostosowaniem umów do aktualnych wymogów regulacyjnych.

W sierpniu 2024 rozpoczęły się fizyczne prace przygotowawcze w zakresie stacji transformatorowej ONS BII oraz ONS BIII. W kolejnych miesiącach wykonano drogę dojazdową, zbiorniki retencyjne wraz z drenażem rolniczym, wykonano przyłącza wody oraz przyłącza elektroenergetycznego na potrzeby budowy, usunięto kolizję z linią ŚN (przebudowa sieci napowietrznej 15 kV). Powstały zaplecza budowy dla Wykonawców układania kabli, jak również Wykonawcy stacji ONS. Na terenie stacji transformatorowej trwały prace instalacyjne (m.in. kanalizacja deszczowa), drogowe (układanie warstw dróg wewnętrznych) oraz konstrukcyjne (wykonywanie fundamentów żelbetowych, dostawa prefabrykowanych fundamentów, etc.) Rozpoczęto również prace przygotowawcze w obrębie „Landfall” (wyjścia przewiertów HDD na ląd), na co składała się wycinka lasu, niwelacja terenu, wzmocnienie ciągów komunikacyjnych oraz przygotowanie podłoża pod ciężkie maszyny. Na wielu fragmentach lądowych korytarzy kablowych doszło do wycinki drzew, wraz z usunięciem karpin.

W ramach realizacji Projektów prowadzone są ciągłe aktywne działania w obszarze zarządzania interesariuszami w tym wspieranie tzw. „local content”. Projekty podejmują szereg inicjatyw m.in. w zakresie informacji, komunikacji, edukacji i rozwoju łańcucha dostaw. Przykładami takich działań są cykliczne spotkania informacyjne z lokalnymi społecznościami, otwarcie Lokalnego Punktu

---

<sup>1</sup> 17 stycznia 2025 r. organ II instancji wydał decyzję w sprawie odwołania od decyzji lokalizacyjnej dla kabla lądowego dla MFW Bałtyk III utrzymującą w mocy zaskarżoną decyzję.

Informacyjnego w Łebie, otwarcie wystawy poświęconej morskiej energetyce wiatrowej w Ośrodku Kultury Morskiej - oddziale Narodowego Muzeum Morskiego w Gdańsku, wspieranie współpracy z polskimi przedsiębiorstwami jak np. Dni Dostawcy („Supplier Day”), czy też udział w akcjach edukacyjnych.

W toku prowadzonych działań informacyjnych, w lipcu 2024 r. wysłano do właścicieli nieruchomości na trasie kabla, pisma powiadamiające o planowanym rozpoczęciu robót budowlanych.

W trzecim kwartale 2024 przeprowadzono szeroki *market sounding* z potencjalnymi kredytodawcami w celu zapewnienia finansowania w formule *project finance* na realizację projektów morskich farm wiatrowych prowadzonych przez obie spółki. W czwartym kwartale 2024 roku odbyły się rozmowy z szeregiem instytucji finansowych. Pierwszy kwartał 2025 roku został poświęcony na utworzenie konsorcjum instytucji finansujących oraz negocjacje warunków umowy kredytu. Proces finansowania powinien zostać zamknięty w drugim kwartale 2025 roku.

Kluczowe kontrakty związane z realizacją projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zostały zabezpieczone.

Istotne umowy podpisane do końca czwartego kwartału 2024 roku:

- Główne umowy projektowe z firmą Siemens Gamesa Renewable Energy na produkcję, dostawę oraz na serwis 100 turbin wiatrowych (obie umowy w lutym 2024 r.);
- ESON (projekt systemu elektrycznego i dostawa lądowej stacji transformatorowej) (grudzień 2022 r.);
- Morskie kable eksportowe EPCI (październik 2024 r.);
- Kable między turbinowe EPCI (październik 2024 r.);
- Projektowanie fundamentów (marzec 2024 r.);
- Transport i instalacja fundamentów i OSS (lipiec 2024 r.);
- Instalacja turbin wiatrowych; Umowa czarterowa (wrzesień 2024 r.);
- Dostawa morskiej stacji transformatorowej EPC (sierpień 2024 r.);
- Elementy przejściowe – EPC (sierpień 2024 r.);
- Kabel eksportowy lądowy – EPC (wrzesień 2024 r.);
- Kabel eksportowy lądowy – roboty budowlane (sierpień 2024 r.);
- Wyjście na ląd HDD (wrzesień 2024 r.);
- Czarter statków do transportu załogi CTV (listopad 2024 r.)

Szczegółowe informacje o zawartych umowach znaczących w obszarze morskich farm wiatrowych zostały opisane w punkcie 18 raportu „Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji”.

-----

#### MFW Bałtyk I

Grupa posiada 50% udziałów w spółce MFW Bałtyk I Sp. z o.o., przygotowującej do budowy morską farmę wiatrową zlokalizowaną na Morzu Bałtyckim, o mocy do 1560 MW.

Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla przedsięwzięcia pod nazwą Morska Farma Wiatrowa Bałtyk I został złożony do RDOŚ w Gdańsku 21 listopada 2023 roku. W lipcu 2024 roku zakończone zostały konsultacje transgraniczne obejmujące opiniowanie dokumentacji środowiskowej przez organy i organizacje pozarządowe Danii i Szwecji. W październiku 2024 roku zakończyły się konsultacje społeczne. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach dla MFW Bałtyk I została wydana

3 grudnia 2024 r.

29 stycznia 2024 r. złożono wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla infrastruktury przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I, formalnie procedura została wszczęta przez RDOŚ w Gdańsku 20 lutego 2024 r. 20 maja 2024 r. zostało wydane postanowienie RDOŚ o konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko oraz o zakresie raportu. Raport OOŚ jest w trakcie opracowywania, do połowy lutego 2025 r. planuje się jego złożenie.

W celu zabezpieczenia praw do zlokalizowania i wybudowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy dla MFW Bałtyk I, decyzją Dyrektora Urzędu Morskiego w Gdyni, w dniu 15 stycznia 2024 r. przeniesiono na MFW Bałtyk I S.A. część praw wynikających z decyzji Dyrektora Urzędu Morskiego w Słupsku nr 4/14 z dnia 19 marca 2014 r. udzielającej pozwolenia na ułożenie i utrzymywanie w granicach morza terytorialnego kabli podmorskich będących częścią morskiej infrastruktury przesyłowej (decyzja zmieniona w kwietniu 2022 r. i we wrześniu 2023 r.). Zakończono wstępne badania geofizyczne oraz geotechniczne na obszarze morskiej farmy wiatrowej oraz korytarzy kabli podmorskich, prowadzone przez MFW Bałtyk I S.A. Projekt robót geologicznych w celu rozpoznania warunków geologiczno - inżynierskich dla posadowienia turbin wiatrowych, stacji elektroenergetycznej i infrastruktury towarzyszącej został zatwierdzony 2 października 2024 r. Obecnie procedowany jest dodatek do zatwierdzonej dokumentacji, a jego akceptacja planowana jest na styczeń 2025 r. W dniu 29 listopada 2024 r. uzyskano decyzję zatwierdzającą dokumentację geologiczno-inżynierską w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadowienia obiektów budowlanych inwestycji liniowych – na odcinku przejścia kabla w technologii bezwykopowej (landfall) – dokumentacja łączna dla wszystkich 3 projektów MFW. Nieruchomości prywatne wzdłuż trasy kabla eksportowego dla MFW Bałtyk I są zabezpieczane umowami ustanowienia służebności przesyłu. Prace w tym zakresie rozpoczęły się w I kwartale 2024. Na dzień 30 grudnia 2024 roku zabezpieczono 75% nieruchomości prywatnych (56 działek) i jedną działkę instytucjonalną. Działki instytucjonalne oraz działki prywatne, do których spółka nie pozyska praw służebności przesyłu, zostaną zabezpieczone analogicznie jak dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III tj. na podstawie ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, w drodze decyzji administracyjnej o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

W dniu 11 marca 2024 roku został złożony wniosek do PSE o zmianę warunków przyłączenia do sieci, tj. o określenie nowych warunków przyłączenia do sieci przesyłowej obiektu stanowiącego system HVDC połączony z modułem parku energii z podłączeniem prądu stałego o mocy 1560 MW. Projekt posiada zawartą z PSE umowę o przyłączenie do sieci wraz z wydanymi warunkami przyłączenia na 1560 MW w technologii HVAC. Decyzją Zarządu spółek projektowych, mając na uwadze korzyści ekonomiczne i techniczne dla projektu MFW Bałtyk I, zawnioskowano o zmianę systemu wyprowadzenia mocy z farmy wiatrowej na technologię HVDC. PSE w dniu 22.10.2024 wydało nowe warunki przyłączenia w technologii HVDC dla MFW o mocy 1560 MW wraz z projektem Aneksu do Umowy o Przyłączenie. Planowane jest zawarcie Aneksu 1 do Umowy o Przyłączenie uwzględniającego zmianę technologii wyprowadzenia mocy z MFW.

W czerwcu 2024 r. podpisano umowę z konsorcjum Ramboll&Projmors obejmującą prace projektowe oraz doradztwo w zakresie uzyskania pozwolenia na budowę dla całości projektu Bałtyk 1. W ramach umowy zostało łącznie uruchomionych 5 elementów (tzw. „Task”), co ma umożliwić terminowe uzyskanie (do połowy 2027 r.) niezbędnych PnB zabezpieczających Projekt przed utratą PSZW i PUUK.

W związku z planowanym wykorzystaniem buforu 500 m MFW (na podstawie decyzji PSZW wyłączanego z możliwości zabudowy), 30 września 2024 roku został złożony wniosek do Ministerstwa Infrastruktury o zmianę pozwolenia w tym zakresie i usunięcie ograniczenia w zabudowie obszaru. Decyzja pozytywna o zmianie PSZW została uzyskana 7 lutego 2025.

## **Gaz i czyste paliwa**

W roku 2024, Grupa kontynuowała rozwój programu wodorowego zgodnie z przyjętą strategią na lata 2020-2024. Program zakładał wykorzystanie energii elektrycznej do produkcji odnawialnego wodoru (wytwarzanego w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach energii). W ramach programu rozwijane są trzy projekty: H2Silesia, H2HUB Nowa Sarzyna oraz eFuels.

Projekt H2Silesia rozwijany jest przez spółkę celową Polenergia H2Silesia sp z o. o. i zakłada budowę wielkoskalowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy 105 MW na potrzeby przemysłu ciężkiego i transportu zeroemisyjnego. Planowana instalacja będzie w stanie wyprodukować ok. 13 000 ton wodoru rocznie. Obok trwających prac projektowych, trwałe prace nad przygotowaniem wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji wraz z raportem oceny oddziaływania na środowisko.

W lutym 2024 roku Komisja Europejska wydała decyzję notyfikacyjną dotyczącą pomocy publicznej dla projektu H2Silesia realizowanego w ramach IPCEI Hydrogen Hy2Infra. Decyzja notyfikacyjna zatwierdza maksymalny pułap pomocy publicznej dla projektu H2Silesia, jednak nie oznacza jeszcze przyznania spółce Polenergia H2Silesia sp. z o.o. dofinansowania na jego realizację., lecz stanowi wyraz akceptacji ewentualnej pomocy publicznej kraju członkowskiego przez Komisję Europejską i potwierdzenia, że takie wsparcie będzie proporcjonalne i niezbędne w rozumieniu unijnych regulacji. Decyzja o przyznaniu dofinansowania oraz określenie ostatecznej wysokości dofinansowania zapadnie na poziomie krajowym. Łączna wartość kosztów kwalifikowanych w projekcie wynosi 218,36 mln euro, a maksymalna wysokość pomocy publicznej, zatwierdzona przez Komisję Europejską może wynieść 142,77 mln euro, co odpowiada wysokości tzw. luki finansowej w projekcie. Kosztami kwalifikowanymi w projekcie są dostawa i montaż elektrolizerów, układu chłodzenia, podstacji elektrycznej, stacji uzdatniania wody, układu odtleniania i osuszania, sprzężarek, magazynu wodoru oraz stacji jego dystrybucji wraz z przynależnymi instalacjami pomocniczymi, budynkami i układem drogowym oraz pracami przygotowawczymi, projektowaniem i rozruchem. Grupa przewiduje, że koszty projektu ponad wartość dofinansowania ze środków publicznych zostaną pokryte ze środków i źródeł, takich jak m.in. kapitał własny i kredyt inwestycyjny. Ostateczna realizacja projektu jest uzależniona m.in. od podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej i uzyskania wymaganych zgód korporacyjnych.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna zakłada budowę pilotażowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy nominalnej elektrolizera ok. 5 MW co pozwoli na maksymalną produkcję ok. 500 ton zielonego wodoru rocznie. Instalacja będzie zlokalizowana w Nowej Sarzynie na terenie Elektrociepłowni Nowa Sarzyna.

W dniu 7 czerwca 2023 roku spółka zależna Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o., rozwijająca projekt H2HUB Nowa Sarzyna, zawarła z Hystar AS z siedzibą w Høvik, Norwegia umowę dostawy oraz uruchomienia elektrolizera o mocy 5 MW (realizacja tej umowy, pod warunkiem uzyskania ostatecznej decyzji inwestycyjnej, planowana jest na I kwartał 2026 roku) oraz długoterminową (10-letnią) umowę serwisową elektrolizera. Również 7 czerwca 2023 roku została zawarta umowa z International Finance Corporation („IFC”), należąca do Grupy Banku Światowego, o współpracy celem współfinansowania kosztów rozwoju projektu H2HUB Nowa Sarzyna, który obejmuje wytwórnię wodoru, wraz z dwoma stacjami tankowania oraz infrastrukturą towarzyszącą.

W dniu 27 czerwca 2023 roku spółka zależna Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna zawarła z NFOŚiGW umowę o dofinansowanie projektu pod nazwą „Budowa przez Polenergia ENS sp. z o.o. ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz Nowej Sarzynie”. Celem projektu jest budowa dwóch stacji tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą, w dwóch lokalizacjach: na terenie graniczącym z Elektrociepłownią Nowa Sarzyna oraz w Rzeszowie. Łączna kwota przyznanego

dofinansowania w formie dotacji wyniesie do 20 mln zł. W dn. 8 kwietnia 2024 roku, podpisano aneks cedujący dofinansowanie na spółkę celową H2HUB Nowa Sarzyna. Zgodnie z aneksami, stacje tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą powinny zostać oddane do użytkowania w pierwszej połowie 2026 roku, przy czym umowa o dofinansowanie przewiduje możliwość wprowadzania zmian do harmonogramu. Dla instalacji w Nowej Sarzynie otrzymano Pozwolenie na Budowę. Otrzymano ponadto Decyzję o Warunkach Zabudowy dla stacji tankowania w Rzeszowie. Jednocześnie w pierwszym kwartale 2024 r. pozyskano Decyzję Środowiskową, a także Decyzję o Warunkach Zabudowy na instalację fotowoltaiczną do 8 MW, która będzie zasilala elektrolizer w Nowej Sarzynie.

Prowadzone są rozmowy z odbiorcami zielonego wodoru, w trakcie których omawiane są warunki kontraktowe dostawy wodoru z instalacji H2HUB Nowa Sarzyna. W marcu 2024 r. został ogłoszony przetarg publiczny przez MPK w Rzeszowie na dostawy i dystrybucję wodoru jako paliwa do autobusów FCEV. W październiku 2024 rozstrzygnięto przetarg, w którym złożona oferta została wybrana jako najkorzystniejsza. Wskutek zaistnienia wątpliwości natury prawnej, umowa na dostawę paliwa do MPK Rzeszów nie mogła zostać przez spółkę podpisana.

W ramach Grupy, realizowany jest także projekt o nazwie eFuels. Celem projektu jest wykorzystanie odnawialnego wodoru do produkcji metanolu i odnawialnego paliwa lotniczego. Paliwo powstałe w rezultacie projektu pozwoli na obniżenie emisji gazów cieplarnianych w transporcie lotniczym, bez potrzeby budowy nowej infrastruktury, baz paliwowych oraz opracowywania nowych konstrukcji samolotów. W ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju pt. „Nowe technologie w zakresie energii I” Spółka znalazła się wśród 6 zespołów, którym zostało przyznane dofinansowanie na realizację innowacyjnych projektów energetycznych. Projekt ten jest realizowany w ramach konsorcjum, którego liderem jest Spółka, pozostałymi partnerami są Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. oraz Politechnika Wroclawska. 30 czerwca 2023 r. Spółka zakończyła realizację Fazy I Projektu polegającej na opracowaniu Studium Wykonalności przedsięwzięcia. NCBR oceniło złożone studium wykonalności (wynik I fazy projektu) przyznając maksymalną ilość punktów, tym samym dopuszczając projekt do II fazy (budowy instalacji pilotowej i przeprowadzenia badań w celu przeskalowania technologii do wyższego poziomu gotowości technologicznej). Do II fazy konkursu NCBR zakwalifikowało się jedynie 3 z 11 pierwotnie startujących Konsorcjów. Polenergia S.A. jako lider konsorcjum naukowo-przemysłowego opracowała oraz rozpoczęła wdrożenie planu realizacji II fazy projektu.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację głównych i najbardziej perspektywicznych celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął przegląd opcji w obszarze strategii wodorowej i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

### ***Obrót i sprzedaż***

Grupa na bieżąco modyfikuje realizację strategii w segmencie obrotu i sprzedaży dostosowując ją do zmiennych warunków rynkowych i rosnących kosztów zabezpieczania potrzeb energetycznych odbiorców końcowych oraz profilowania i bilansowania źródeł OZE. Ofertowanie do odbiorców końcowych realizowane jest ze szczególnym uwzględnieniem ryzyk i potencjalnych kosztów które mogą wpłynąć na przyszłe wykonane marże. Grupa prowadzi nadążną rekalkulację ryzyk i kosztów finansowych związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców i wytwórców na rynku terminowym. Regulacje mrozące ceny energii dla klienta końcowego zahamowały w znacznej mierze możliwości dynamicznego rozwoju sprzedaży, dodatkowo wysoka zmienność ograniczyła możliwości działań związanych z agregacją zewnętrznych OZE. Znaczące zmiany regulacyjne jakie wprowadzано w ostatnich latach spowodowały, że klienci bardziej nakierunkowują się na zakupy w krótkich lub bardzo długich terminach, w związku z czym Spółka oprócz tradycyjnego modelu sprzedaży intensywnie



rozwija też model sprzedaży w kontraktach długoterminowych cPPA bazujących na istniejących i nowobudowanych aktywach wytwórczych Grupy.

Z pozytywnymi rezultatami rozwijana jest działalność na rynku krótkoterminowym i ultrakrótkoterminowym (Rynek Dnia Bieżącego) w zakresie realizacji transakcji w dniu dostawy, na godziny przed fizyczną dostawą energii i z wykorzystaniem dostępnych danych o zmieniających się fundamentach rynkowych. Spółka wykonuje też krótkoterminową optymalizację pracy źródeł OZE w okresach ujemnych cen na rynku. Sukcesywnie realizowana jest również działalność handlowa na rachunek własny na rynkach hurtowych (prop trading), a realizowane strategie prop-tradingowe z pozytywnym efektem wykorzystują zmienność rynkową, przy zachowaniu restrykcyjnych miar pozwalających ograniczać ekspozycję na ryzyko.

Spółka Polenergia Sprzedaż kontynuuje i rozwija sprzedaż energii elektrycznej. Jednym z głównych produktów jest sprzedaż energii wytworzonej w kontrolowanych przez Grupę źródłach odnawialnych. Odbiorcami są klienci biznesowi oraz indywidualni (B2B oraz B2C). Zielona energia produkowana w aktywach wytwórczych Grupy sprzedawana jest w trzech modelach: jako produkt w standardzie Energia 2051, produkt bez tego standardu (nadal zachowując gwarancję 100% energii wyprodukowanej w OZE) oraz w modelu PPA+ z charakterystyką PayAsProduce. W ramach współpracy wewnątrzgrupowej kontynuowana jest sprzedaż produktów łącząca instalację paneli fotowoltaicznych, pomp ciepła, magazynów energii oraz zielonej energii. Prosumenci mogli skorzystać z unikalnej na rynku oferty, łączącej zieloną energię w standardzie Energia 2051 z gwarancją ceny na wiele lat. W poprzednim roku Spółka wprowadziła do swojej oferty produkty SMART cPPA oraz SLIM cPPA z gwarancją ceny do końca 2028 lub 2030 roku skierowane do klientów z segmentu B2B. W roku 2024 wprowadziła model PPA+ łączący dostawy energii wyprodukowanej w źródle OZE z usługą bilansowania z opcją zakupu energii opartej o indeksy terminowej i SPOTowe Towarowej Giełdy Energii. Spółka aktywnie rozwija sieć partnerów sprzedażowych oraz prowadzi rozmowy z instytucjami i bankami na temat projektów sprzedaży w modelu cross-sale. W celu zapewnienia odpowiedniej obsługi klienta oraz zwiększenia zasięgu pozyskiwania nowych klientów została podpisana umowa na wdrożenie nowego systemu Bilingowego połączonego z CRM jako głównego narzędzia do zarządzania rozproszonymi sieciami sprzedaży. System został wdrożony w zakresie klientów B2B, a obecnie trwa wdrażanie segmentu B2C. W związku ze zmianą modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku tzn. pomiędzy spółkami obrotu i operatorami systemów dystrybucyjnych spółka będzie musiała dostosować swoje systemy IT do Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii (CSIRE). Spółka prowadziła szereg działań marketingowych skierowanych na budowę wizerunku oraz pozyskiwanie leadów sprzedażowych wzmacniając tym samym swoją pozycję na rynku.

Spółka Polenergia Fotowoltaika S.A. w ramach prowadzonej działalności operacyjnej w 2024 roku zainstalowała 19,3 MWp paneli fotowoltaicznych oraz 2019 magazynów energii, a w segmencie pomp ciepła zostało zainstalowanych 287 sztuk tych urządzeń. Spółka prowadzi działania w celu rozwinięcia sprzedaży usług w segmencie korporacyjnym (instalacje o mocy pow. 50 kWp) oraz w segmencie przeglądów i serwisów.

### **Dystrybucja i eMobility**

W segmencie dystrybucji w dniu 28 listopada 2024 r. spółka Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. uzyskała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającą Taryfę na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej. Nowa Taryfa weszła w życie w dniu 13 grudnia 2024 r., z WRA (Wartość Regulacyjna Aktywów) na poziomie 160,2 mln zł. Trwa realizacja zobowiązań w ramach 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 2024 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 77 inwestycji/etapów inwestycji oraz

uzyskano rozszerzenie koncesji dla 30 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 8.

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 2024 roku spółka podpisała 94 umowy o przyłączenie o łącznej szacowanej wartości nakładów inwestycyjnych na poziomie 104,89 mln zł, co stanowi 99,9% IV portfela inwestycyjnego. W ramach IV planu inwestycyjnego spółka zakończyła realizację 95 inwestycji/etapów inwestycji dla których zgłosiła gotowość przyłączenia, uzyskano rozszerzenie koncesji dla łącznie 26 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 20.

Spółka Polenergia eMobility aktywnie pozyskuje lokalizacje pod budowę ogólnodostępnych stacji ładowania na terenie całego kraju oraz buduje kolejne stacje ładowania. Na dzień opublikowania raportu uruchomione zostały 83 stacje ładowania (128 punktów ładowania). W roku 2024 spółka zrealizowała flagowe inwestycje, takie jak huby szybkich stacji ładowania przy Autostradzie A2 (MOP Chociszewo, Rogoziniec, Dopiewiec, Konarzewo, Targowa Górka i Chwałszyce) czy Zielona strefa elektromobilności działająca przy Centrum handlowym Blue City. Ponadto spółka posiada portfel umów pozwalających jej na budowę kolejnych 209 stacji ładowania. Spółka w 2022 r. oraz 2023 r. aplikowała w trzech programach związanych z dofinansowaniem stacji ładowania z NFOŚiGW (Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) oraz CEF (Connecting Europe Facility). W listopadzie 2024 r. spółka przeprowadziła zmianę systemu operatorskiego, przechodząc z oprogramowania firmy Enelion na rozwiązanie Elocity, co pozwoliło na wdrożenie usługi roamingu oraz udostępnienie klientom dodatkowej metody autoryzacji poprzez karty RFID. Przełożyło się to na wyższą użycie stacji ładowania i zwiększyło wolumen sprzedanej energii elektrycznej w ramach usługi ładowania.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął przegląd opcji w obszarze elektromobilności i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

### **Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy**

W dniu 14 sierpnia 2024 roku Zarząd Spółki poinformował, że w związku z planami rozwojowymi Spółki, podjął decyzję o rozszerzeniu przeglądu opcji strategicznych ogłoszonego raportem bieżącym Spółki nr 4/2024 z dnia 8 lutego 2024 roku. Przegląd opcji strategicznych obejmuje realizację projektów w ramach celów strategicznych wskazanych w raporcie oraz wybranych projektów w pozostałych segmentach działalności Grupy Polenergia w długim horyzoncie czasowym, z wyłączeniem projektów morskich farm wiatrowych, a także aktywów strategicznych. W toku przeglądu opcji strategicznych Spółka zamierza zaangażować się w rozmowy z różnymi podmiotami, a wybranym podmiotom, w zakresie dozwolonym przez obowiązujące przepisy prawa, mogą być udzielane dodatkowe informacje o Spółce oraz projektach będących przedmiotem przeglądu opcji strategicznych. Spółka będzie przekazywała do publicznej wiadomości informacje o przebiegu przeglądu opcji strategicznych zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa.

W dniu 21 maja 2024 r. Pan Jacek Głowacki zrezygnował z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Polenergii S.A. Rezygnacja została złożona ze skutkiem na 21 maja 2024 r.

W dniu 24 września 2024 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwały w sprawie powołania w skład Zarządu Spółki nowej kadencji następujących osób: Pana Adama Purwina, powierzając mu pełnienie funkcji Prezesa Zarządu Spółki (CEO); Pana Andrzeja Filipa Wojciechowskiego, powierzając mu pełnienie funkcji Pierwszego Wiceprezesa Zarządu Spółki ds. rozwoju (CDO); Pana Piotra Tomasza Sujeckiego, powierzając mu pełnienie funkcji Drugiego Wiceprezesa Zarządu Spółki ds. finansowych

(CFO) oraz Pana Łukasza Buczyńskiego, powierzając mu pełnienie funkcji Członka Zarządu Spółki ds. operacyjnych (COO). Członkowie Zarządu Spółki zostali powołani na okres wspólnej trzyletniej kadencji od dnia następującego po zakończeniu poprzedniej kadencji Zarządu, tj. od dnia 1 stycznia 2025 r.. W związku z powołaniem nowego składu Zarządu Spółki, z upływem poprzedniej trzyletniej kadencji, tj. z dniem 31 grudnia 2024 r., wygasły mandaty wszystkich poprzednich członków Zarządu Spółki.

W dniu 26 września 2024 roku Zarząd Spółki otrzymał oświadczenie Pana prof. dr. hab. Krzysztofa Obłój o rezygnacji z Rady Nadzorczej oraz pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej z dniem 15 października 2024 r. Rezygnacja nie zawierała informacji o przyczynach jej złożenia. W tym samym dniu, tj. 26 września 2024 r., Spółka otrzymała oświadczenie Mansa Investments sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, o powołaniu, ze skutkiem na dzień 16 października 2024 r., na podstawie uprawnienia osobistego przewidzianego w art. 5.4.2. (a) (i) Statutu Spółki, w skład Rady Nadzorczej Pana dr. hab. prof. SGH Piotra Bartosza Ciżkowicza.

Zarząd Spółki Polenergia S.A. poinformował, że w dniach 18 i 19 października 2024 r., otrzymał informację o następujących zmianach w składzie Rady Nadzorczej oraz Zarządu: Rezygnacji Pana Adama Purwina z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej z dniem 18 października 2024 roku; Powołaniu Pana Adama Purwina na stanowisko Wiceprezesa Zarządu bieżącej kadencji z dniem 19 października 2024 roku na mocy uchwały Rady Nadzorczej Spółki podjętej w dniu 18 października 2024 roku. Powołanie wygasło z dniem 31 grudnia 2024 roku, tj. z chwilą zakończenia poprzedniej kadencji Zarządu. Po tej dacie Pan Adam Purwin objął funkcję Prezesa Zarządu Spółki, oraz Powołano Pana Mikołaja Franzkowiaka na stanowisko Członka Rady Nadzorczej Spółki z dniem 19 października 2024 roku na podstawie oświadczenia Mansa Investments sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Spółki zostały opisane w punkcie 18 raportu „Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji”.

Informacje na temat emisji obligacji i sposobu wykorzystania wpływów z emisji zostały zawarte w punkcie 24 raportu „W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem – opis wykorzystania przez Emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności”.

### **Wyniki finansowe za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2024 w podziale na segmenty operacyjne**

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w 2024 roku oraz w czwartym kwartale 2024 roku w podziale na segmenty działalności.

12M 2024 (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>768,8</b>	<b>26,5</b>	<b>147,7</b>	<b>3 143,9</b>	<b>207,9</b>	<b>25,9</b>	-	<b>4 320,5</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(262,5)</b>	<b>(14,8)</b>	<b>(138,6)</b>	<b>(2 909,7)</b>	<b>(174,3)</b>	<b>(11,9)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(3 512,1)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia)	(113,5)	-	-	-	-	-	-	(113,5)
amortyzacja	(128,2)	(7,7)	(9,8)	(11,4)	(10,0)	(7,1)	(0,3)	(174,3)
korekta z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia	(20,8)	-	-	-	-	-	-	(20,8)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>506,3</b>	<b>11,7</b>	<b>9,0</b>	<b>234,1</b>	<b>33,6</b>	<b>14,0</b>	<b>(0,3)</b>	<b>808,4</b>
<i>Marża zysku brutto ze sprzedaży</i>	<i>65,9%</i>	<i>44,0%</i>	<i>6,1%</i>	<i>7,4%</i>	<i>16,1%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>0,2</i>
Koszty sprzedaży	-	-	-	(84,1)	-	-	-	(84,1)
Koszty ogólnego zarządu	(14,8)	(1,3)	(8,3)	(96,4)	(11,5)	(101,3)	-	(233,5)
Pozostała działalność operacyjna	12,4	(1,7)	(0,8)	(32,7)	0,8	(1,0)	-	(23,0)
w tym odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>503,9</b>	<b>8,7</b>	<b>(0,1)</b>	<b>20,9</b>	<b>22,9</b>	<b>(88,3)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>467,8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>632,1</b>	<b>16,4</b>	<b>9,7</b>	<b>32,3</b>	<b>32,9</b>	<b>(81,3)</b>	-	<b>642,1</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>82,2%</i>	<i>61,9%</i>	<i>6,6%</i>	<i>1,0%</i>	<i>15,8%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>14,9%</i>
Wynik na działalności finansowej	(68,3)	(8,3)	1,1	(9,7)	(8,0)	21,3	-	(71,8)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>435,7</b>	<b>0,4</b>	<b>1,0</b>	<b>11,3</b>	<b>14,9</b>	<b>(67,0)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>396,0</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(94,8)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>301,2</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,2
Różnice kursowe								3,0
Wycena kredytów mebląd zamortyzowanego kosztu								3,0
Odpisy aktualizujące								-
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>307,4</b>

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

12M 2023 (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>590,7</b>	<b>17,0</b>	<b>165,8</b>	<b>4 639,9</b>	<b>183,2</b>	<b>18,9</b>	-	<b>5 615,4</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(218,9)</b>	<b>(8,7)</b>	<b>(162,2)</b>	<b>(4 380,2)</b>	<b>(161,4)</b>	<b>(4,3)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(4 938,6)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia)	(108,5)	-	-	-	-	-	-	(108,5)
amortyzacja	(120,7)	(4,0)	(9,3)	(10,1)	(8,9)	(6,3)	(2,8)	(162,1)
korekta z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia	10,3	-	-	-	-	-	-	10,3
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>371,7</b>	<b>8,2</b>	<b>3,6</b>	<b>259,8</b>	<b>21,8</b>	<b>14,5</b>	<b>(2,8)</b>	<b>676,8</b>
<i>Marża zysku brutto ze sprzedaży</i>	<i>62,9%</i>	<i>48,5%</i>	<i>2,2%</i>	<i>5,6%</i>	<i>11,9%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>12,1%</i>
Koszty sprzedaży	-	-	-	(95,1)	-	-	-	(95,1)
Koszty ogólnego zarządu	(12,3)	(1,2)	(7,6)	(82,4)	(10,2)	(58,8)	-	(172,4)
Pozostała działalność operacyjna	(12,5)	(5,7)	(2,7)	(7,1)	0,9	(1,0)	-	(28,1)
w tym odpisy aktualizujące	(4,3)	-	-	-	-	-	-	(4,3)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>346,9</b>	<b>1,4</b>	<b>(6,6)</b>	<b>75,2</b>	<b>12,4</b>	<b>(45,2)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>381,2</b>
<b>EBITDA</b>	<b>467,7</b>	<b>9,5</b>	<b>2,7</b>	<b>85,3</b>	<b>21,3</b>	<b>(38,9)</b>	-	<b>547,6</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>79,2%</i>	<i>56,2%</i>	<i>1,6%</i>	<i>1,8%</i>	<i>11,6%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>9,8%</i>
Wynik na działalności finansowej	(66,3)	(3,9)	1,6	(17,2)	(6,5)	41,3	-	(50,9)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>280,6</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(5,0)</b>	<b>58,0</b>	<b>6,0</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>330,3</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(66,7)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>263,6</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								2,8
Różnice kursowe								(0,1)
Wycena kredytów mebląd zamortyzowanego kosztu								3,0
Odpisy aktualizujące								4,3
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>273,6</b>
<b>Zmiana EBITDA rdr</b>	<b>164,4</b>	<b>6,8</b>	<b>7,0</b>	<b>(52,9)</b>	<b>11,6</b>	<b>(42,4)</b>	-	<b>94,5</b>

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

4Q 2024 (m PLN)	Łądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>197,5</b>	<b>3,0</b>	<b>51,4</b>	<b>989,2</b>	<b>52,5</b>	<b>10,7</b>	-	<b>1 304,2</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(69,9)</b>	<b>(4,2)</b>	<b>(47,3)</b>	<b>(946,2)</b>	<b>(58,1)</b>	<b>0,5</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(1 125,1)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(33,0)	-	-	-	-	-	-	(33,0)
amortyzacja	(32,1)	(2,1)	(2,5)	(2,7)	(2,6)	(1,8)	(0,1)	(44,0)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(4,9)	-	-	-	-	-	-	(4,9)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>127,5</b>	<b>(1,2)</b>	<b>4,1</b>	<b>43,0</b>	<b>(5,6)</b>	<b>11,2</b>	<b>(0,1)</b>	<b>179,1</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	64,6%	-38,8%	8,0%	4,3%	-10,6%	"n/a"	"n/a"	13,7%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(18,9)	-	-	-	(18,9)
Koszty ogólnego zarządu	(5,8)	(0,4)	(2,2)	(31,0)	(4,0)	(48,6)	-	(92,1)
Pozostała działalność operacyjna	4,8	(0,8)	(0,6)	(18,1)	0,8	(0,9)	-	(14,8)
w tym odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>126,5</b>	<b>(2,4)</b>	<b>1,4</b>	<b>(25,0)</b>	<b>(8,8)</b>	<b>(38,3)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>53,3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>158,6</b>	<b>(0,3)</b>	<b>3,9</b>	<b>(22,3)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(36,4)</b>	-	<b>97,3</b>
Marża EBITDA	80,3%	-9,7%	7,6%	-2,3%	-11,8%	"n/a"	"n/a"	7,5%
Wynik na działalności finansowej	(19,4)	(2,2)	0,2	(1,2)	(2,1)	(2,9)	-	(27,5)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>107,0</b>	<b>(4,6)</b>	<b>1,6</b>	<b>(26,2)</b>	<b>(10,9)</b>	<b>(41,2)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>25,7</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(18,6)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>7,1</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,1
Różnice kursowe								2,5
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,8
Odpisy aktualizujące								-
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>10,5</b>
*Przychody z tytułu przyznanych ch, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF 15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży								
4Q 2023 (m PLN)	Łądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>178,7</b>	<b>1,6</b>	<b>27,8</b>	<b>1 272,0</b>	<b>49,9</b>	<b>6,0</b>	-	<b>1 535,9</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(53,7)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(29,4)</b>	<b>(1 227,9)</b>	<b>(42,1)</b>	<b>6,0</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(1 350,2)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(34,5)	-	-	-	-	-	-	(34,5)
amortyzacja	(32,3)	(1,0)	(2,3)	(3,1)	(2,3)	(1,6)	(0,7)	(43,3)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	13,1	-	-	-	-	-	-	13,1
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>124,9</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(1,5)</b>	<b>44,1</b>	<b>7,8</b>	<b>11,9</b>	<b>(0,7)</b>	<b>185,7</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	69,9%	-52,6%	-5,5%	3,5%	15,7%	"n/a"	"n/a"	12,1%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(21,9)	-	-	-	(21,9)
Koszty ogólnego zarządu	(3,7)	(0,3)	(2,1)	(29,8)	(3,6)	(18,3)	-	(57,8)
Pozostała działalność operacyjna	(12,7)	(4,9)	(1,1)	(7,0)	0,3	(0,3)	-	(25,7)
w tym odpisy aktualizujące	(4,2)	-	-	-	-	-	-	(4,2)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>108,5</b>	<b>(6,0)</b>	<b>(4,7)</b>	<b>(14,6)</b>	<b>4,5</b>	<b>(6,7)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>80,3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>140,9</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(11,6)</b>	<b>6,8</b>	<b>(5,1)</b>	-	<b>127,8</b>
Marża EBITDA	78,8%	-54,0%	-8,5%	-0,9%	13,6%	"n/a"	"n/a"	8,3%
Wynik na działalności finansowej	(17,6)	(0,2)	0,6	(3,0)	(1,9)	10,4	-	(11,9)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>90,9</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(4,1)</b>	<b>(17,7)</b>	<b>2,6</b>	<b>3,7</b>	<b>(0,7)</b>	<b>68,4</b>
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	(13,6)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>								<b>54,8</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)								0,7
Różnice kursowe								(0,3)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu								0,5
Odpisy aktualizujące								4,2
Wynik netto na sprzedaży aktywów								-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>								<b>59,9</b>
<b>Zmiana EBITDA rdr</b>	<b>17,7</b>	<b>0,6</b>	<b>6,3</b>	<b>(10,7)</b>	<b>(13,0)</b>	<b>(31,4)</b>	-	<b>(30,6)</b>
*Przychody z tytułu przyznanych ch, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF 15 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 2024	12M 2023	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	4 320,5	5 615,4	(1 294,9)
EBITDA	642,1	547,6	94,5
Zysk/Strata Netto	301,2	263,6	37,6
Skorygowany Zysk/Strata Netto	307,4	273,6	33,8

Na wyniki osiągnięte w 2024 roku w porównaniu do wyników roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

#### a) Na poziomie EBITDA (wzrost o 94,5 mln zł):

- Wyższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 164,4 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją wzrostu cen energii elektrycznej związanego z końcem obowiązywania limitów wynikających z ustawy zamrażającej ceny energii w 2023 r. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższe ceny zielonych certyfikatów oraz wyższe koszty operacyjne farm wiatrowych głównie z uwagi na uwzględnienie kosztów działalności farm wiatrowych Piekło i Grabowo;
- Wyższy wynik segmentu fotowoltaiki (wzrost o 6,8 mln zł) z uwagi na wyższą produkcję energii w segmencie PV, głównie z uwagi na uruchomienie farmy Strzelino w pierwszym kwartale 2024 r., co częściowo zostało skompensowane przez niższe ceny energii w 2024 r. w części z farm oraz wyższe koszty operacyjne w związku ze zwiększeniem mocy zainstalowanej;
- Wyższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 7,0 mln zł) w związku z wyższym wynikiem na optymalizacji pracy ENS oraz usługach systemowych (Rynek Mocy) pomniejszonym przez niższy wynik na ciepłe.
- Niższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 52,9 mln zł) wskutek: i) niższego wyniku na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej wskutek dokonanego odpisu aktualizującego wartość zapasów i niższego wolumenu sprzedaży paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła, ii) niższego wyniku na handlu energią elektryczną i obsłudze biznesu związanego głównie z niższą zmiennością cenową na rynkach energii oraz przesunięciem czasowym realizacji transakcji na zielonych certyfikatach, iii) niższego wyniku na handlu energią elektryczną z aktywów OZE wskutek zmiany modelu rozliczeniowego uwzględniającego wyższą cenę zakupu z projektów OZE, iv) wyższych kosztów operacyjnych w związku z rozwojem skali działalności Grupy. Spadek wyniku w 2024 r. został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na handlu certyfikatami z farm wiatrowych związany głównie z efektem niskiej bazy wynikającej z realizacji

transakcji w 2023 r., ii) wyższy wynik na agregacji OZE głównie w związku z dodatkową marżą na sprzedaży zielonych certyfikatów.

- Wyższy wynik segmentu dystrybucji (o 11,6 mln zł) wskutek wyższej marży jednostkowej na sprzedaży energii oraz wyższej marży na dystrybucji energii elektrycznej (związane z efektem niskiej bazy spowodowanej opóźnieniem w aktualizacji taryfy dystrybucyjnej w poprzednim roku). Wyższy wynik został częściowo skompensowany przez wyższe koszty operacyjne związane ze wzrostem skali działalności i koszty ponoszone w związku z rozwojem projektów z obszaru elektromobilności.
- Niższy wynik pozycji niealokowane (o 42,4 mln zł) co jest konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających głównie ze wzrostu skali działalności oraz zdarzeniami jednorazowymi, m.in. ujęciu w ciężar 2024 roku kosztów wynagrodzeń Członków Zarządu kończących kadencję w 2024 roku.

**b) Na poziomie Zysku Netto (wzrost o 37,6 mln zł):**

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik wyższy o 94,5 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 12,3 mln zł) wynikająca przede wszystkim z oddania do użytkowania środków trwałych w segmencie farm wiatrowych i fotowoltaicznych, amortyzacji związanej z utworzeniem w 2023 roku rezerwy na demontaż oraz wyższej amortyzacji środków trwałych w leasingu zgodnie z MSSF 16 skorygowana o zakończenie rozliczenia PPA dotyczącego zakupu Polenergia Fotowoltaika S.A.;
- Niższa wartość odpisów aktualizujących (o 4,3 mln zł) związanych z developmentem i fotowoltaiką.

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 86,5 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 4,2 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu poręczeń częściowo skompensowane przez niższy wynik na różnicach kursowych i niższy przychody z odsetek.
- Wyższe koszty finansowe (o 25,1 mln zł) wynikające głównie z kosztów finansowych z tytułu odsetek (głównie odsetek od obligacji), dyskonta, wyższych kosztów z tytułu instrumentów pochodnych, poręczeń i wyniku na różnicach kursowych.
- Wyższy poziom podatku dochodowego (o 28,1 mln zł) za pierwsze cztery kwartały 2024 roku jest efektem wyższego wyniku brutto Grupy.

**c) Na poziomie skorygowanego zysku netto (wzrost o 33,8 mln zł):**

- Wpływ zysku netto (wzrost o 37,6 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (wzrost o 3,1 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (spadek o 2,6 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (spadek o 4,3 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>	33 168 900	33 168 900	42,95%
2	BIF IV Europe Holdings Limited <sup>2</sup>	24 738 738	24 738 738	32,04%
3	Allianz Polska OFE <sup>3</sup>	6 045 142	6 045 142	7,83%
4	Nationale-Nederlanden OFE <sup>4</sup>	4 571 602	4 571 602	5,92%
5	Pozostali (poniżej 5%)	8 694 531	8 694 531	11,26%
	Łącznie	77 218 913	77 218 913	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. Zgodnie z zawiadomieniami z 13 kwietnia 2022 r. (raport bieżący nr 16/2022 z 13 kwietnia 2022 r.), Mansa Investments sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited działają w porozumieniu, na podstawie umowy inwestycyjnej zawartej w dniu 3 listopada 2020 r. (z późniejszymi zmianami), spełniającej kryteria, o których mowa w art. 87 ust. 1 pkt 5 Ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. Liczba akcji i głosów Mansa została wskazana w oparciu o zawiadomienie Mansa z 26 lutego 2025 r. (raport bieżący nr 11/2025 z 27 lutego 2025 r.). W tym samym zawiadomieniu poinformowano o zawarciu 24 lutego 2025 r. pomiędzy Mansa a Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. umowy zastawu rejestrowego i finansowego, której przedmiotem jest 17 760 350 posiadanych przez Mansa akcji Spółki, stanowiących na dzień zawiadomienia ok. 23% kapitału zakładowego Spółki oraz ogólnej liczby głosów w Spółce. Mansa zachowała możliwość wykonywania prawa głosu z zastawionych akcji. Z zawiadomienia wynika także, że wcześniejszy zastaw finansowy na 15 200 000 posiadanych przez Mansa akcji w kapitale zakładowym Spółki wygasł.

<sup>2</sup> Zgodnie z zawiadomieniami z dnia 13 kwietnia 2022 r. (raport bieżący nr 16/2022 z 13 kwietnia 2022 r.), Mansa Investments sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited działają w porozumieniu, na podstawie umowy inwestycyjnej zawartej w dniu 3 listopada 2020 r. (z późniejszymi zmianami), spełniającej kryteria, o których mowa w art. 87 ust. 1 pkt 5 Ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. Wskazana w tabeli powyżej liczba akcji i głosów uwzględnia dodatkowo informację o liczbie akcji przydzielonych poszczególnym akcjonariuszom w ramach Oferty Publicznej akcji zwykłych na okaziciela serii AB.

<sup>3</sup> Zgodnie z informacjami z ZWZ Emitenta zwołanego na 19 czerwca 2024 roku (raport bieżący nr 33/2024 z 25 czerwca 2024 r.).

<sup>4</sup> Zgodnie z informacjami z ZWZ Emitenta zwołanego na 19 czerwca 2024 roku (raport bieżący nr 33/2024 z 25 czerwca 2024 r.).

**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 wpisaniem nowych spółek do rejestru przedsiębiorców KRS:

spółka Polenergia Farma Wiatrowa 33 sp. z o.o. (wpisana dnia 26 lutego 2024 r.);

spółka Polenergia Farma Wiatrowa 34 sp. z o.o. (wpisana dnia 11 marca 2024 r.);

spółka Polenergia Farma Wiatrowa 35 sp. z o.o. (wpisana dnia 5 sierpnia 2024 r.).



Dnia 27 września 2024 r. Spółka wykonała opcję kupna (call option) przyznaną jej na podstawie umowy nabycia 60% udziałów w spółce zależnej Wind Farm Four Srl (dawniej Naxxar Wind Farm Four Srl) zawartej dnia 5 października 2023 r. z Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl („NRE MH”), w wyniku czego nabyła od NRE MH pozostałe 40% udziałów w kapitale zakładowym Wind Farm Four Srl. W konsekwencji Spółka stała się jedynym wspólnikiem tej spółki.

Zgodnie z raportami nr 4/2024 oraz 41/2024 Spółka jest w trakcie procesu przeglądu opcji strategicznych w obszarze elektromobilności, strategii wodorowej, nowych projektów zagranicznych oraz wybranych projektów w pozostałych segmentach działalności Grupy Polenergia, z wyłączeniem projektów morskich farm wiatrowych, a także aktywów strategicznych i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji. O wynikach przeglądu opcji Spółka będzie informować w sposób określony przepisami prawa.

## 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.à.r.l. (dawniej Polenergia Holding S.à.r.l.) 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. W 2024 roku spółka Polenergia S.A. wykonała opcję kupna (call option) i nabyła pozostałe 40% udziałów w kapitale zakładowym Wind Farm Four Srl, stając się w konsekwencji jedynym wspólnikiem tej spółki.

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., MFW Bałtyk III sp. z o.o., oraz Naxxar Wind Farm Four SRL 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 2024	Wartość 2023	Zmiana r/r
1. Rentowność kapitału własnego	wynik finansowy netto	7,3%	7,4%	-0,2%
	średnioroczny stan kapitału własnego			
2. Rentowność netto sprzedaży	wynik finansowy netto	7,0%	4,7%	2,3%
	przychody ze sprzedaży			
3. Płynność - wskaźnik płynności I	majątek obrotowy ogółem	2,86	2,55	0,31
	zob. krótkoterminowe			
4. Szybkość obrotu należności (w dniach)	średnioroczny stan należności z tytułu dostaw i usług x 365 dni	22	16	6
	przychody ze sprzedaży produktów towarów			
5. Obciążenie majątku zobowiązaniami	(suma pasywów - kapitał własny) *100	42,9%	40,4%	2,4%
	suma aktywów			

Rentowność kapitału własnego utrzymuje się na zbliżonym poziomie w porównaniu do roku poprzedniego. Wskaźnik rentowności netto sprzedaży, świadczący o poziomie zysku przypadającym na każdą złotówkę przychodów ze sprzedaży, wzrósł względem roku 2023. Wpływ na poprawę powyższych wskaźników miał w szczególności wzrost wyniku netto spotęgowany spadkiem przychodów ze sprzedaży w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku (spadek o 1,3 mld).

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 6 dni w porównaniu do roku ubiegłego.

Struktura bilansu Grupy na koniec 2024 roku uległa zmianie głównie wskutek: wzrostu poziomu kapitału własnego, wzrostu zobowiązań długoterminowych głównie z tytułu emisji obligacji, wzrostu rzeczowych aktywów trwałych oraz aktywów finansowych wycenionych metodą praw własności.

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

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

Działalność Grupy podlega licznym regulacjom krajowym, unijnym oraz międzynarodowym. Przepisy prawa, decyzje administracyjne, stanowiska, opinie, interpretacje, wytyczne organów administracji publicznej oraz gestorów sieci, mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (tytułem przykładu Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego

przyjęcia w 1997 r.). Ewentualne zmiany przepisów prawnych, w szczególności dotyczących działalności gospodarczej, podatków i danin publicznych, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych oraz przepisów prawa ochrony środowiska i w obszarze ESG, mogą mieć istotny wpływ na działalność prowadzoną przez Emitenta. Polski system prawny jest na bieżąco harmonizowany z regulacjami unijnymi.

Opisane ryzyko wielokrotnie zmaterializowało się w toku działalności Grupy. Przykładowo:

Nowelizacja Prawa Energetycznego z lipca 2023 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemów elektroenergetycznych (tzw. redysponowanie nierynkowe). Obecnie, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, operatorzy mogą m.in. wydać polecenie ograniczenia pracy jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru, słońca, magazynu energii lub nawet całkowitego jej wyłączenia. Prawo Energetyczne przewiduje, pod pewnymi warunkami, prawo wytwórców do uzyskania rekompensat w sytuacji ograniczania ich pracy. Rekompensaty te co do zasady jednak nie pokrywają w pełni ewentualnych szkód wynikających z polecenia ograniczenia lub zaprzestania produkcji.

Istotny wpływ na wyniki finansowe Grupy miała także tzw. Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych, przyjęta w następstwie wejścia w życie unijnego rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Ustawodawca ograniczył w ustawie przychody odpowiednio: wytwórców energii elektrycznej osiągane w związku z produkcją energii elektrycznej oraz spółek obrotu energią związane ze sprzedażą energii elektrycznej. Każdy z takich podmiotów był zobowiązany od grudnia 2022 roku do końca 2023 roku do odprowadzania istotnej części przychodów na specjalnie utworzony w tym celu państwowy fundusz (Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny). Owa interwencyjna regulacja w sposób fundamentalny zmieniła zasady funkcjonowania podmiotów na rynku energii elektrycznej. W szczególności widoczne było to w przypadku instalacji OZE dla których ustawodawca urzędowo wprowadził możliwą do osiągnięcia cenę sprzedaży energii elektrycznej nie biorąc pod uwagę indywidualnych uwarunkowań ekonomicznych projektu, jak również strategii komercjalizacji inwestycji przez inwestora.

Innym ograniczeniem nałożonym na przedsiębiorstwa działające w obszarze obrotu energią elektryczną w Ustawie o Środkach Nadzwyczajnych, sukcesywnie przedłużanym w latach 2023 – 2025, był obowiązek stosowania cen maksymalnych w rozliczeniach z pewnymi kategoriami odbiorców. Ceny te były także obniżane. Początkową cenę maksymalną dla gospodarstw domowych, tj. 693 zł/MWh obniżono od 1 lipca 2024 roku do poziomu 500 PLN/MWh, zaś cena maksymalna dla jednostek samorządu terytorialnego, podmiotów użyteczności publicznej oraz mikroprzedsiębiorstw, małych i średnich przedsiębiorstw została obniżona z 785 zł/MWh do 693 PLN/MWh. Niepewność po stronie przedsiębiorstw energetycznych wzmacniało sukcesywne przedłużanie mechanizmu mrożenia cen aż do dnia dzisiejszego. Od 1 stycznia 2025 roku do 30 września 2025 roku odbiorcami uprawnionymi do cen maksymalnych są nadal gospodarstwa domowe.

Należy podkreślić, że mechanizm interwencyjny na rynku cen energii elektrycznej charakteryzowała duża niepewność co do prawidłowej wykładni jego stosowania, terminu jego przedłużenia i kierunku kolejnych nowelizacji przepisów. Nie bez znaczenia była publikacja, niekiedy rozbieżnych, wyjaśnień organów i instytucji zaangażowanych w rozliczanie podmiotów zobowiązanych do stosowania mechanizmów interwencyjnych.

Należy także podkreślić, iż niezależnie od szczególnego przypadku, jakim było uchwalenie Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, działalność prowadzona przez Grupę zawsze podlega, obok przepisów ogólnie regulujących każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom sektora energetycznego – w szczególności – Prawa Energetycznego, Ustawy o OZE, Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych (tzw. ustawa odległościowa), a także aktów wykonawczych, które w znaczący sposób wpływają na rozwój i prowadzenie projektów OZE.

Na przełomie 2024 i 2025 roku opublikowano pakiet założeń nowelizacji przepisów dla sektora offshore, które obok ułatwień w prowadzeniu inwestycji na morzu, m.in. w znaczący sposób modyfikują oraz uzupełniają regulacje dotyczące dopuszczenia projektów do aukcji, m.in. w zakresie ceny aukcyjnej, indeksacji, oraz zgłaszanej mocy. Każda tego typu nowelizacja w sektorze offshore, z uwagi na długotrwały i skomplikowany proces rozwoju morskich farm wiatrowych podlega szczególnej weryfikacji, w tym pod kątem założeń finansowych rozwijanych projektów.

Wpływ na rozwijane projekty energetyczne ma reforma planistyczna z lipca 2023 r. W jej ramach wprowadzona została m.in. nowa procedura planistyczna oraz nowe procedury lokalizowania większych instalacji OZE, w szczególności instalacji PV (tj. obowiązek lokalizowania takich instalacji jedynie na obszarze objętym miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego). W związku z koniecznością uchwalenia przez samorzady nowych planów dopuszczających inwestycje OZE, wprowadzona reforma może potencjalnie utrudnić, wydłużyć lub nawet opóźnić procesy inwestycyjne dla instalacji OZE, jeśli plany lokalizowania inwestycji nie powstaną w zakładanym czasie (tzw. luka inwestycyjna).

Innym przykładem ziszczenia się ryzyka regulacyjnego są wciąż aktualne skutki przyjęcia Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych, która wprowadziła tzw. zasadę 10H. Zgodnie z tą zasadą elektrownie wiatrowe nie mogły być budowane w odległości mniejszej niż 10-krotna wysokość turbiny (wraz z uniesionymi łopatami) od zabudowań o funkcji mieszkaniowej, form ochrony przyrody i leśnych kompleksów. Wprowadzenie tej zasady, wraz ze zwiększeniem podstawy opodatkowania dla turbin wiatrowych, spowodowało zahamowanie rozwoju nowych projektów w zakresie farm wiatrowych, konieczność dokonywania w 2016 r. odpisów aktualizujących w łącznej wysokości 55 mln PLN w odniesieniu do projektów farm wiatrowych w dewelopmencie oraz pogorszenie sytuacji finansowej spółek operujących projektami wiatrowymi. Ograniczenia w zakresie lokalizowania farm wiatrowych zostały złagodzone ustawą z dnia 3 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zgodnie z którą w przypadku lokalizowania, budowy lub przebudowy elektrowni wiatrowej odległość tej elektrowni od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest równa lub większa od dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, chyba że plan miejscowy określa inną odległość, wyrażoną w metrach, jednak nie mniejszą niż 700 metrów. Aktualne plany prac legislacyjnych w tym zakresie zakładają wypracowanie nowych zasad lokalizowania inwestycji wiatrowych. Procedowany projekt stanowi dalszą liberalizację odległości między instalacjami lądowej energetyki wiatrowej a zabudową mieszkaniową. Przewiduje m.in. zniesienie generalnej zasady 10H oraz wprowadzenie odległości na poziomie 500 metrów, w tym w odniesieniu do określonych obszarów Natura 2000. Na datę publikacji raportu proces uzgodnień i konsultacji publicznych projektu ustawy został zakończony i czeka na skierowanie przez Radę Ministrów do dalszych prac parlamentarnych.

Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji publicznej, 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 OZE.

W perspektywie długoterminowej zmiany na rynku energii mogą zostać także wywołane rozwojem projektów energetyki jądrowej, które mogą mieć wpływ m.in. na poziom cen energii elektrycznej.

Przedstawiciele Spółki uczestniczą w pracach zespołów roboczych przy organizacjach i stowarzyszeniach 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.

W przyszłości zmiany polityki Unii Europejskiej i państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych będą miały istotny wpływ na działalność prowadzoną przez Grupę.

#### Ryzyko związane z realizacją projektów morskich farm wiatrowych, w tym:

- Ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych

Projekty morskich farm wiatrowych realizowane we współpracy z grupą Equinor stanowią obecnie największy projekt inwestycyjny Grupy Polenergia. Projekty te narażone są na szereg ryzyk wynikających z sytuacji rynkowej oraz skali projektów. Pierwszym z nich jest ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych prognozowanych dla etapu rozwoju oraz budowy. Wynika ono z dużego popytu na usługi oraz dostawy kluczowych komponentów, zmian cen surowców, inflacji czy też niepewności w zakresie kompletności informacji o warunkach geotechnicznych dna morskiego. Obserwuje się również znaczący wzrost kosztów przyłączy do Krajowej Sieci Energetycznej.

Na globalnym rynku morskiej energetyki wiatrowej doszło w ostatnich latach do istotnych zmian, spowodowanych trzema głównymi czynnikami: (i) wzrostem mocy zainstalowanej turbin wiatrowych oferowanych przez producentów; (ii) załamaniem łańcuchów dostaw; oraz (iii) wzrostem kosztów komponentów, dostaw i obsługi, wywołanych wzrostem cen energii, paliw oraz metali. Bardzo dynamiczne zmiany technologii, pozwalające na zwiększenie mocy jednostkowej i produktywności turbin, nie są skorelowane z rozwojem zaplecza logistycznego, co powoduje powstawanie wąskich gardeł w łańcuchu dostaw, zwłaszcza w zakresie specjalistycznych statków instalacyjnych. Wysokie zapotrzebowanie na usługi instalacyjne, a także dostawy komponentów morskich farm wiatrowych prognozowane w latach 2025-2030, w zderzeniu z obserwowanymi ograniczonymi możliwościami rynku, przyczyniają się do wzrostu 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 oraz głównymi składnikami ceny kontraktów. Dalsze czynniki kosztotwórcze to potencjalny 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 w projekcie rozwijania morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim (Equinor), który prowadzi postępowania zakupowe wykorzystując pełen potencjał znajomości rynkowej wynikający z posiadanego portfolio projektów morskich farm wiatrowych.

W przypadku projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III dodatkowymi czynnikami wpływającymi na ryzyko zwiększenia kosztów inwestycyjnych jest prawdopodobieństwo wystąpienia mniej korzystnych niż zakładano warunków geotechnicznych dna morskiego Bałtyku. Na datę Czynniki Ryzyka Spółka identyfikuje ryzyko w zakresie instalacji fundamentów ("pile driveability"). To ryzyko dotyczy przede wszystkim czasu instalacji fundamentów oraz kosztu projektu. Spółka mityguje ryzyko poprzez prowadzenie badań 3D UHRS (badania geofizyczne). W przypadku zidentyfikowania przeszkód dla projektowanego fundamentu monopolowego jego projektowana lokalizacja będzie odpowiednio przesuwana w promieniu 50 m.

- Ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej

Rozwój morskich farm wiatrowych niesie ze sobą również ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej (FID), 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 uniezależnienia się od paliw kopalnych przez państwa europejskie po wybuchu wojny w Ukrainie, dodatkowo zwiększa problemy z planowaniem dostaw i realizacją 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. Dokonywanie rezerwacji mocy produkcyjnych może skutkować koniecznością poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych przed ostateczną decyzją inwestycyjną oraz wystawianiem przez Spółkę gwarancji płatności zobowiązań przez spółki rozwijające projekty morskich farm wiatrowych. Spółka zarządza ryzykiem poprzez optymalizację i szczegółową kontrolę harmonogramów oraz procesu negocjacyjnego podczas tworzenia łańcucha dostaw, a także poprzez negocjowanie limitów zobowiązań w okresie przed podjęciem FID.

- Ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji 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 partnera Equinor, 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.

- Ryzyko związane z globalnym łańcuchem dostaw

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.

- Ryzyko potencjalnego obniżenia ceny kontraktu różnicowego

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. Warunkiem korzystania z prawa do pokrycia ujemnego salda jest uznanie przez Komisję Europejską udzielonej pomocy za dozwoloną, w wyniku indywidualnej notyfikacji pomocy publicznej. Zadaniem Komisji było określenie czy przy założonym poziomie wewnętrznej stopy zwrotu ("IRR") projektu nie dochodzi do nadwsparcia w zakresie udzielonej pomocy publicznej. Decyzją z dnia 2 sierpnia 2024 r. Komisja Europejska uznała pomoc publiczną, udzielaną projektom MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III za zgodną z rynkiem wewnętrznym. W oparciu o decyzję Komisji oraz weryfikację danych finansowych projektów przez niezależnego biegłego, Prezes URE w dniu 6 listopada 2024 r. wydał na rzecz MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III decyzję ustalającą cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda na poziomie 319,60 zł/MWh w 25-letnim okresie wsparcia.

Projekty którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda podlegają dodatkowym mechanizmom zabezpieczającym przed wystąpieniem nadwsparcia (tzw. mechanizm clawback). Mechanizm ten polega na tym, że indywidualna cena wsparcia dla projektu, ustalona przez Prezesa URE, jest 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. Zgodnie z uzasadnieniem ww. decyzji z 6 listopada 2024 r. w toku postępowania organ ustalił, że rozpoczęcie prac w ramach projektów MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III nastąpiło przed wydaniem przez Prezesa URE decyzji, co spowodowało, iż cena stanowiąca podstawę do wypłaty ujemnego salda nie będzie podlegała aktualizacji w trybie tzw. mechanizmu clawback.

Wskazane ryzyko nie zostanie zatem zmaterializowane.

- Ryzyko zmiany regulacji podatkowych

Ministerstwo Finansów proceduje zmiany regulacji podatkowych. W toku procesu legislacyjnego zostały zgłoszone zastrzeżenia, co do planowanej nowej definicji budowli, która spowoduje istotny wzrost obciążeń podatkowych dla instalacji OZE. W odniesieniu do morskich farm wiatrowych, zmiana definicji budowli może skutkować koniecznością dostosowania procesów produkcyjnych części morskich turbin wiatrowych do nowych wymogów.

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

Działalność gospodarcza prowadzona przez Emitenta oraz inne podmioty z Grupy poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach 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.

Ponadto w związku ze wspólnotowym 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 Emitenta lub podmioty z Grupy. Handel emisjami to jeden z

instrumentów polityki ekologicznej, służący ograniczeniu emisji zanieczyszczeń. Obowiązek udziału Polski w systemie wynika z realizacji postanowień protokołu z Kioto oraz zobowiązań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. Obecny okres handlu emisjami, tj. 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. Regulacjom tym podlega Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna, która uczestniczy we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Elektrociepłownia Nowa Sarzyna, która podlega obowiązkowi raportowania emisji CO<sub>2</sub>, co roku do 31 marca danego roku kalendarzowego przedkłada do KOBIZE roczny raport wielkości emisji (za rok poprzedni) wraz z raportem niezależnego weryfikatora. Wszystkie spółki korzystające ze środowiska, a więc emitujące gazy i pyły do powietrza, posiadające flotę samochodową lub wykazane inne emisje (np. gazy SF<sub>6</sub>) przygotowują sprawozdanie z korzystania ze środowiska i w zależności od kwoty przekazują sprawozdanie do właściwego Urzędu Marszałkowskiego (do 31 marca danego roku kalendarzowego). Korzystanie ze środowiska jest również raportowane w Krajowej Bazie KOBIZE (do 28 lutego danego roku kalendarzowego). Spółki prowadzące gospodarkę odpadami mają czynne konta w bazie BDO, w której raportowane są wytworzone odpady (do 31 marca danego roku kalendarzowego).

W przypadku projektów morskich farm wiatrowych występuje ryzyko związane z wdrażaniem postanowień decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na etapie instalacji, polegające na ograniczeniu możliwości instalacji fundamentów w określonych miesiącach ze względu na ochronę ssaków morskich przed emisją hałasu podwodnego związanego z wbijaniem fundamentów w dno. W przypadku opóźnień w dostawach czy instalacji fundamentów ponad dopuszczalny okres, konieczne będzie przedłużenie okresu instalacji na kolejny rok.

#### Ryzyko konkurencyjności projektów OZE rozwijanych przez Grupę

W celu zabezpieczenia odbioru energii elektrycznej produkowanej przez instalacje OZE po stałej cenie, spółki z Grupy rozwijające projekty OZE biorą udział w systemie wsparcia OZE (tzw. systemie aukcyjnym) lub zawierają wieloletnie umowy PPA (ang. power purchase agreement; PPA).

System wsparcia OZE uzależnia uzyskanie i wysokość wsparcia (w granicach cen maksymalnych określonych w rozporządzeniu) 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. Część z nich wzięła udział w aukcjach. Aktualnie wsparcie aukcyjne uzyskało 6 projektów wiatrowych i 8 projektów fotowoltaicznych realizowanych przez Grupę.

W sytuacji, gdy projekt farmy wiatrowej bądź farmy fotowoltaicznej nie uzyskuje wsparcia w drodze aukcji, sposób dalszej realizacji projektu podlega weryfikacji i rozważane są alternatywne formy zabezpieczania przychodów przez projekt, w szczególności możliwa jest jego budowa w celu realizacji dostaw energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorcy końcowego, np. na podstawie długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej typu PPA.

Wraz z rozwojem rynku OZE w Polsce Spółka obserwuje zwiększające się ryzyko konkurencji w tym segmencie, w tym w szczególności ze strony nowych inwestorów zagranicznych o silnym zapleczu kapitałowym. Istnieje ryzyko, że projekty rozwijane przez Grupę nie będą wystarczająco



konkurencyjne, w związku z czym oferty składane w ramach aukcji OZE nie pozwolą na zakwalifikowanie się do uzyskania wsparcia w ramach tego systemu, a odbiorcy nie będą zainteresowani zawarciem umów PPA z Grupą.

Dodatkowo, w przypadku projektu morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I, przygotowywanego na do udziału w aukcji, która ma odbyć się w 2025 roku, istnieje ryzyko niezorganizowania aukcji w 2025 roku. Dzięki wygranej aukcji projekt mógłby uzyskać wsparcie w postaci dwustronnego kontraktu różnicowego na okres 25 lat, co w przypadku projektów morskich farm wiatrowych tak zwanej drugiej fazy jest niezbędne dla ich sfinansowania oraz realizacji w założonym harmonogramie. Aukcja może nie zostać zorganizowana, pomimo że jest przewidziana w Ustawie o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych ze względu na brak gotowości co najmniej trzech konkurencyjnych projektów do udziału w niej. Spółka celowo przygotowuje projekt w taki sposób, aby minimalizować skutki finansowe ewentualnego opóźnienia w projekcie. W tym celu opracowano scenariusz realizacji projektu, który zakłada poniesienie minimalnych kosztów przed aukcją (których celem jest jedynie przeprowadzenie niezbędnych prac przygotowawczych do dalszego dewelopmentu projektu oraz spełnienie kryteriów kwalifikacji projektu do startu w aukcji). Poniesienie większości kosztów rozwoju projektu planowane jest w okresie przypadającym po ogłoszeniu wyników aukcji (w zależności od jej rezultatu).

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko zmaterializowało się kilkakrotnie. 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. W historii Grupy projekty farm wiatrowych o łącznej mocy 199 MW (FW Dębask, FW Szymankowo, FW Kostomłoty oraz FW Piekło) przegrały aukcje OZE w 2018 r., lecz w kolejnych aukcjach w latach 2019 i 2020 uzyskały wsparcie aukcyjne. Projekty farm fotowoltaicznych o łącznej mocy 20,7 MW (FF Sulechów II oraz FF Sulechów III) przegrały aukcje OZE w 2019 r., natomiast uzyskały wsparcie w wyniku wygrania aukcji w 2020 r. Podobnie projekty FF Strzelino i FF Świebodzin I o łącznej mocy 55,7 MW przegrały aukcję w czerwcu 2021 r. by następnie wygrać w grudniu 2021 r. Każde opóźnienie realizacji projektów w wyniku niewygrania aukcji OZE oznacza dla Grupy opóźnienie momentu rozpoczęcia osiągnięcia zwrotu z inwestycji w takie projekty.

#### 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 z 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 związku ze wzrostem prawdopodobieństwa pogorszenia się sytuacji finansowej niektórych przedsiębiorstw w związku z trudną sytuacją makroekonomiczną Grupa identyfikuje ryzyko zwiększenia poziomu nieściągalnych należności. Powyższe zostało uwzględnione w modelu szacowania ryzyka kredytowego, co skutkowało na dzień 31 grudnia 2024 r. łącznym odpisem na nieściągalne należności w wysokości 42 919 tys. PLN.

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 Grupy.

Jednocześnie w obszarze obrotu i sprzedaży w związku z trudną sytuacją makroekonomiczną utrzymuje się zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej. Przyczynia się do tego między innymi wzrost zmienności cen, spadek płynności na rynkach oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. Wymienione czynniki ryzyka mogą także oddziaływać na płynność poprzez wzrost poziomu wymaganych depozytów zabezpieczających oraz poziom należności nieściągalnych. W odpowiedzi na wzrost ryzyka Spółka zintensyfikowała bieżący monitoring i analizy w przedmiotowym obszarze oraz stosuje bardziej restrykcyjną weryfikację kontrahentów przy zawieraniu nowych transakcji, niemniej nie można wykluczyć, że w przyszłości pogorszenie kondycji finansowej klientów i kontrahentów, negatywnie wpłynie na sytuację finansową Grupy.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się w marcu 2023 r., kiedy Polenergia Obrót S.A. otrzymała od CIME V-E Asset AG („CIME”) informację o trudnościach finansowych, które spowodować mogą opóźnienia w płatnościach względem Polenergii Obrót S.A. pod umową ramową z dnia 27 lutego 2020 r., zawartą na podstawie wzorca International Swaps and Derivatives Association Inc. oraz zawartych na jej podstawie porozumieniach transakcyjnych na lata 2023-2025 („ISDA”). Jednocześnie, Polenergia Obrót S.A. stwierdziła brak płatności faktur za okres rozliczeniowy obejmujący styczeń 2023 r. i luty 2023 r. 24 marca 2023 r. kierując do CIME wezwanie do uregulowania należności pod ISDA, obejmującej instrumenty finansowe oparte o produkty energetyczne oraz kwot, wynikających z opóźnień w płatnościach pod ISDA („Zadłużenie”).

W odpowiedzi na potrzebę podjęcia działań restrukturyzacyjnych, Polenergia Obrót uzgodniła zawarcie pakietu umów z CIME oraz polską, operacyjną spółką zależną CIME – CIME Krzanowice III sp. z o. o. („CIME Krzanowice”) w celu maksymalnego zabezpieczenia interesów Polenergii Obrót.

W dniu 14 lipca 2023 r. Polenergia Obrót oraz CIME Krzanowice III sp. z o.o. zawarły na okres 10 lat umowę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w farmie wiatrowej, należącej do CIME Krzanowice, na podstawie której, Polenergia Obrót od dnia 1 września 2023 r. odbiera całość energii wytworzonej w tej farmie wiatrowej („Umowa offtake”). Celem kontraktowego uzupełnienia postanowień Umowy offtake oraz kompleksowej implementacji zasad spłaty Zadłużenia należnego Polenergii Obrót, CIME, CIME Krzanowice oraz Polenergii Obrót w dniu 3 sierpnia 2023 r. podpisały umowę restrukturyzującą Zadłużenie, na podstawie której Polenergia Obrót jest uprawniona do potrącania Zadłużenia z wierzytelnościami CIME Krzanowice względem Polenergii Obrót za dostarczoną energię elektryczną pod Umową offtake, co pozwoli na stopniowe zredukowanie poziomu Zadłużenia w 10-letnim horyzoncie czasowym („Umowa restrukturyzacyjna”). Celem zabezpieczenia uprawnień Polenergii Obrót, wynikających z Umowy offtake oraz Umowy restrukturyzacyjnej, CIME Krzanowice, CIME oraz Polenergia Obrót zobowiązały się do ustanowienia zastawu rejestrowego na rzecz Polenergii Obrót na aktywach CIME Krzanowice oraz posiadanych przez CIME udziałach w kapitale zakładowym CIME Krzanowice.

Ponadto, w uzupełnieniu postanowień biznesowych, wynikających ze wskazanych powyżej umów, Polenergia Obrót S.A. oraz CIME zawarły umowę częściowo rozwiązującą ISDA w zakresie transakcji od dnia zawarcia tej umowy do końca 2023 roku.

W związku z opisanym wyżej zdarzeniem dokonano wyceny należności opartej na szacowanych przepływach pieniężnych związanych z realizacją opisanym umów. Strony nieprzerwanie wykonują swoje zobowiązania wynikające z Umowy restrukturyzacyjnej oraz Umowy offtake.

Równolegle CIME, choć z opóźnieniami dokonuje wpłat z tytułu należności za derywaty zawarte pod umową ISDA.

#### Ryzyko związane z regulacjami 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 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 tego aktu normatywnego i aktów wykonawczych. 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 i aktów wykonawczych dotyczące zasad sporządzania taryf 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 oraz odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się. Przykładowo, w przeszłości miało miejsce przedłużenie się procesu zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej spółek Polenergia Dystrybucja oraz Elektrociepłownia Nowa Sarzyna, co spowodowało konieczność prowadzenia przez te spółki działalności na podstawie zdezaktualizowanych stawek cen i opłat.

#### Ryzyko nałożenia kar pieniężnych przez Prezesa URE

Grupa jak wszystkie przedsiębiorstwa koncesjonowane funkcjonujące na rynku energetycznym podlega ścisłemu reżimowi regulacyjnemu. Kontrolę przestrzegania prawa i obowiązków koncesyjnych powierzono Prezesowi URE. Organ ten wyposażono w szereg kompetencji, w tym prawo dostępu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz prawo żądania wszelkich informacji dotyczących bieżącej działalności. W przypadku zidentyfikowania naruszeń w prowadzeniu działalności lub udzielonych koncesji, wykrycia manipulacji na rynku lub innych nieprawidłowości Prezes URE nakłada kary pieniężne. Katalog naruszeń i skorelowanych z nimi kar pieniężnych jest szeroki. Istnieją kary kwotowe wynikające wprost z przepisu ustawy. Inne kary muszą mieścić się w określonym ustawowo przedziale. Ich wysokość zasadniczo odpowiada wadze naruszonego obowiązku.

Wysokość kar pieniężnych za najpoważniejsze naruszenia nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji (np. wytwarzanie lub obrót), wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z tej konkretnej działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym. Ustalając wysokość kary pieniężnej Prezes URE jest obowiązany do uwzględnienia stopnia szkodliwości czynu, stopnia zawinienia oraz dotychczasowego zachowania podmiotu i jego możliwości finansowych. Prezes URE może także odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował swój obowiązek.

W skrajnym przypadku, np. gdy stwierdzone naruszenia warunków koncesji lub prowadzonej działalności mają charakter rażący, Prezes URE cofa koncesję, co skutkuje odebraniem koncesjonariuszowi uprawnienia do prowadzenia działalności gospodarczej w jej zakresie.

Obecnie, zgodnie z informacją opublikowaną przez Prezesa URE dnia 14 grudnia 2023 r., u uczestników rynku prowadzone są postępowania mające na celu sprawdzenie poprawności stosowania Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych. Kontrole dotyczą weryfikacji składanych przez podmioty zobowiązane sprawozdań z wykonania obowiązku odprowadzenia odpisu na fundusz w okresie od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r. (patrz „Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym”). W przypadku stwierdzenia naruszeń Prezes URE uprawniony jest do nałożenia maksymalnej kary do 15% przychodu ukaranego podmiotu osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W przypadku zaskarżenia decyzji o ukaraniu, egzekucja kar pieniężnych jest wstrzymana. Karę pieniężną uiszcza się bowiem w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja Prezesa URE o jej wymierzeniu stała się prawomocna, tj. została utrzymana w mocy w orzeczeniach sądów badających jej zasadność.

Spółka nie może wykluczyć ryzyka, że Prezes URE realizując swoje uprawnienia kontrolne w stosunku do Grupy, dopatry się nieprawidłowości w realizacji obowiązków regulacyjnych (z zastrzeżeniem, że mogłoby to nastąpić w przypadku naruszenia przez podmioty z Grupy przepisów prawa lub uzyskanych decyzji administracyjnych, w tym koncesji). Wówczas ewentualna obrona przed niekorzystną oceną wypełniania obowiązków przez spółki z Grupy oraz nałożeniem kary lub jej nadmierną wysokością może okazać się konieczna na drodze postępowania sądowego.

Ryzyko dotyczące sporów sądowych z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., Tauron Polska Energia S.A., Eolos Polska sp. z o.o. oraz Jeronimo Martins Polska S.A.

Informacje na temat sporów sądowych z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., Tauron Polska Energia S.A., Eolos Polska sp. z o.o. oraz Jeronimo Martins Polska S.A. zostały zawarte w punkcie 15 raportu „Wskazanie istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wiarygodności Emitenta lub jego jednostki zależnej, ze wskazaniem przedmiotu postępowania, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania, stron wszczętego postępowania oraz stanowiska Emitenta”.

Nie ma pewności, że w obecnych postępowaniach nie zapadną decyzje/orzeczenia niekorzystne dla Grupy. Nie ma również pewności, że tego rodzaju postępowania lub spory nie zostaną wszczęte przeciwko Grupie w przyszłości lub że nie zostaną one rozstrzygnięte niekorzystnie dla Grupy. Ponadto wszelkie tego rodzaju spory lub postępowania prawne, uzasadnione lub nieuzasadnione, mogą być kosztowne i czasochłonne, mogą odwracać uwagę kadry zarządzającej Grupy, a w przypadku ich rozstrzygnięcia niekorzystnego dla Grupy, mogą naruszyć jej reputację i zwiększyć koszty.

Ryzyko zmienności rynkowych cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Grupa wykorzystuje gaz ziemny wysokometanowy w produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. Od roku 2021 dostawcą paliwa gazowego na potrzeby produkcji energii elektrycznej do ENS, 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 ENS 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 i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> Spółka ENS ogranicza poprzez mechanizm umowy SLA, który zapewnia jednocześnie zabezpieczenie przez Polenergia Obrót S.A. trzech produktów: energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w sytuacji pozytywnej marży, czyli tak zwanego CSS (ang. Clean Spark Spread). Polenergia Obrót zabezpiecza na rynku terminowym pozytywny CSS dla ENS jednocześnie kupując gaz ziemny i uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> oraz sprzedając energię zgodnie z umową SLA. Przy zmianie cen surowców lub energii wykonywana jest optymalizacja produkcji lub gdy CSS staje się negatywny odwrócenie wykonanego wcześniej zabezpieczenia.

Utrzymujące się od 2021 r. wysokie ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny i uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> w stosunku do cen kontraktów dla energii elektrycznej pociągają za sobą występowanie negatywnych spreadów Clean Spark Spread (CSS) dla profilu produkcji energii z elektrociepłowni gazowej Nowa Sarzyna. Niekorzystne spready CSS dla ENS materializują ryzyko braku możliwości zabezpieczenia terminowego (np. w kontraktach rocznych) pozytywnej marży przy wytwarzaniu energii z gazu ziemnego. W przypadku udanego zabezpieczenia marży CSS, jej zmienność ma przełożenie na bieżące wyniki finansowe Grupy w związku z wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż ENS. Grupa na bieżąco analizuje poziomy spreadów rynkowych CSS na kolejne okresy i podejmuje decyzje o zabezpieczaniu przyszłej marży dla ENS w zależności od warunków rynkowych. W 2024 r. nie było możliwe zabezpieczenie pozytywnych spreadów dla ENS na rynku terminowym na dostawy energii w 2025 r. Na moment pisania raportu w 2025 roku sytuacja jest analogiczna i nie występuje możliwość zabezpieczenia terminowego pracy ENS na rok 2026. Pojawiają się jednak okresy, w których ceny gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w stosunku do cen energii elektrycznej zapewniają pozytywny CSS dla ENS - są to jednak transakcje na rynku SPOT lub tygodniowym / miesięcznym. Grupa wykorzystuje nadarżające się okazje do zabezpieczenia marży CSS dla ENS w tych okresach i późniejszej produkcji energii lub odwrócenia z zarobkiem zabezpieczonej pozycji w zależności od zmiany cen po realizacji zabezpieczenia. Od czerwca 2024 r. po wprowadzeniu zmian na rynku bilansującym wzrosła zmienność cen energii na rynku spot, co zwiększyło możliwości uruchomień i pracy jednostki gazowej ENS. Polenergia Obrót ściśle współpracuje z ENS w celu optymalnego pod kątem ekonomicznym i technicznym wykorzystania bloku gazowo-parowego.

Gaz ziemny odpowiadający profilowi produkcji ciepła kupowany jest co do zasady odrębnie. Ryzyko zmienności cen gazu minimalizowane jest poprzez mechanizm taryfowy, który przy kalkulacji stawek bierze pod uwagę zakontraktowane koszty zakupu surowców. Na 2025 r. Elektrociepłownia Nowa Sarzyna podpisała kontrakt na zakup gazu do produkcji ciepła z PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

W produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego emitowane jest CO<sub>2</sub> w wielkości (zależnie od sprawności instalacji) około 500kg/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 ostatnich lat ceny CO<sub>2</sub> wzrosły do poziomów przekraczających okresowo 400 PLN /tonę, co oznaczało spadek konkurencyjności produkcji energii elektrycznej w jednostkach gazowych.

W dotychczasowej działalności Grupy ryzyko braku dodatnich spreadów CSS materializowało się systematycznie w ostatnich latach. Grupa nie miała możliwości zabezpieczenia pozytywnych spreadów dla Elektrociepłowni Nowa Sarzyna na rynku terminowym w kontraktach na dostawy energii w latach 2023 - 2025. Na moment pisania raportu również w kontraktach na 2026 i 2027 rok nie ma takiej możliwości.

### Ryzyko zmian prawa dotyczącego systemu wsparcia dla źródeł wytwórczych funkcjonujących na rynku 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 PSE 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 Elektrociepłownia Nowa Sarzyna zakontraktowała moce do roku 2029 włącznie. W lipcu 2025 r. rozpoczął funkcjonowanie limit emisyjności dwutlenku węgla na poziomie 550 g/kWh rozstrzygający o tym, że wyłącznie instalacje funkcjonujące poniżej tego limitu emisyjności mogą uczestniczyć w rynku mocy. Na skutek tych ograniczeń szereg istniejących jednostek rynku mocy, zwłaszcza opalanych węglem, straciło możliwość zawierania umów mocowych. Ograniczenie nie objęło umów wieloletnich zawartych przed jego wprowadzeniem, natomiast umowy roczne zawarte na 2025r. zachowują ważność do 30 czerwca 2025r. Jednakże w rezultacie zmiany przepisów unijnych dokonanych w 2024r. wprowadzono derogacje dla powyższego ograniczenia i jednostki niespełniające limitu 550g/kWh mogą ponownie uczestniczyć w rynku mocy do 2028r. W tym celu przewidziano przeprowadzenie tzw. aukcji uzupełniających na okresy dostaw II półrocze 2025, 2026, 2027 i 2028r. W związku z powyższym należy się liczyć z ryzykiem zwiększonej podaży ofert w aukcji głównej na 2030r. w stosunku do zapotrzebowania i jej rozstrzygnięciem ze stosunkowo niską ceną obowiązku mocowego. 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 zabezpieczanie cen energii elektrycznej sprzedawanej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych w kontraktach terminowych oraz uczestnictwo w systemie aukcyjnym dla OZE.

W dotychczasowej działalności Grupy ryzyko zmiany systemu wsparcia dla OZE zmaterializowało się kilkakrotnie. 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 2016 r. Ustawa o OZE umożliwia przejście działających instalacji OZE z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego. O tym, czy aukcje migracyjne się odbędą decyduje Rada Ministrów, która w rozporządzeniu określa budżety aukcyjne dla aukcji migracyjnych. Od 2021 r. nie przeprowadzono aukcji migracyjnych. Jednakże z uwagi na wysokość cen referencyjnych (która uwzględnia m.in. aktualne koszty i efektywność dostępnych technologii), atrakcyjność aukcji migracyjnych instalacji OZE wybudowanych przed wieloma laty jest znacząco ograniczona. Bowiem instalacje te z uwagi na wówczas dostępne technologie nie są w stanie wytworzyć energii elektrycznej z taką efektywnością jak nowe instalacje OZE.

Część podmiotów działających w sektorze elektroenergetycznym jest określana jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku umarzenia świadectw pochodzenia 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 umarzenia świadectw pochodzenia, pomimo 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 w OZE. Z kolei w zakresie określenia obowiązku umorzeniowego obserwowana jest tendencja sprzyjająca przedsiębiorstwom energochłonnym, a niekorzystna dla wytwórców energii z OZE dotycząca zmniejszania tego obowiązku, co ma bezpośrednie przełożenie na ceny praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia.

Minister Klimatu i Środowiska na mocy wydanych przez siebie rozporządzeń zmniejszył udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z OZE ustalając go na 2024 r. na poziomie 5% (w stosunku do 12% w 2023 r.), by na 2025 r. podnieść go do 8,5%.

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

Zgodnie z uchwaloną przez Sejm dnia 11 sierpnia 2021 r. nowelizacją Ustawy o OZE, aukcje OZE będą mogły być organizowane do końca 2027 r. Skutkiem przedłużenia okresu, w czasie którego możliwa jest organizacja aukcji OZE, odpowiedniemu przedłużeniu tj. do 30 czerwca 2047 r. ulegnie maksymalny okres, w którym możliwe jest otrzymywanie wsparcia dla instalacji OZE.

#### Ryzyko związane z niespełnieniem wymogów z umów kredytu i warunków emisji obligacji

Na dzień 31 grudnia 2024 r., łączna wartość zobowiązań Grupy wynosiła 3.227 mln PLN, z czego zadłużenie Grupy z tytułu kredytów udzielonych podmiotom z Grupy wynosiło 1.341 mln PLN, a zobowiązania z tytułu emisji obligacji wyniosły 763 mln PLN. Zawarte umowy kredytu zawierają szereg wymogów, które poszczególne spółki projektowe lub prowadzone przez nie projekty powinny spełniać, a których naruszenie może skutkować, wypowiedzeniem umowy kredytu, postawieniem kredytu w stan natychmiastowej wymagalności lub zwiększeniem kosztów finansowania. Warunki emisji obligacji zawierają postanowienia nakładające na spółkę Polenergia S.A. obowiązek utrzymywania wymaganych poziomów wskaźników finansowych. Grupa na bieżąco analizuje poziom zadłużenia oraz ryzyko niespełnienia wymogów umów kredytu i warunków emisji obligacji i pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi.

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 każdorazowo uzyskiwały waiver w tym zakresie bądź zobowiązywały się do niezwłocznego podjęcia działania naprawczego poprzez wniesienie dodatkowego kapitału w kwocie wystarczającej do poprawy przepływu pieniężnego kredytobiorcy i w efekcie osiągnięcia minimalnego poziomu wskaźnika. Żaden z banków udzielających finansowanie nigdy nie wypowiedział umowy kredytu ani nie wszczął postępowania egzekucyjnego przeciwko któremukolwiek z podmiotów z Grupy.

W spółce Farma fotowoltaiczna Sulechów na dzień 31.12.2024 nie został spełniony jeden z kowenantów, w związku z tym na dzień bilansowy kredyt ten został przeklasyfikowany jako

zobowiązanie krótkoterminowe w kwocie 28,4 mln zł w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Zgodnie z umową kredytu istnieje możliwość naprawienia tego kowenantu poprzez dofinansowanie spółki przez sponsora z której sponsor zamierza skorzystać.

#### 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., a ryzyko związane z taryfą na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej dotyczy Polenergii Dystrybucja.

#### Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów i ich nadpodaży

Wyniki finansowe Grupy w coraz mniejszym stopniu, ale nadal uzależnione są m.in. od poziomu rynkowych cen zielonych certyfikatów. Wsparcie to dotyczy wyłącznie projektów wiatrowych uruchomionych do 2015 r. i dla ostatnich projektów wygaśnie w 2030 r. 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, jak i na rynku giełdowym.

Głównym czynnikiem wpływającym na ceny zielonych certyfikatów jest poziom obowiązku, który determinuje popyt. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 sierpnia 2024 r. obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej z OZE innych niż biogaz rolniczy został w 2025 r. ustalony na poziomie 8,5%. Ceny zielonych certyfikatów od początku 2024 roku spadały z 70 do ok. 40 PLN/MWh, by następnie na fali pierwszego projektu podwyższającego poziom obowiązku do 12,5% wzrosnąć do ok. 80 PLN/MWh. Jednakże po konsultacjach społecznych ostatecznie ogłoszony obowiązek w wysokości 8,5% negatywnie wpłynął na ceny zielonych certyfikatów, które już we wrześniu spadły do ok. 40 PLN/MWh, a pod koniec 2024 roku kosztowały nawet 30 PLN/MWh. Kolejny okres z niskim poziomem obowiązku spowoduje wzrost nadpodaży zielonych certyfikatów, która będzie negatywnie ważyć na poziom cen rynkowych certyfikatów. Zakupy zielonych certyfikatów przez sprzedawców energii realizowane pod dostawy na kolejne lata są nieznaczne ze względu na niskie ceny i większe prawdopodobieństwo utrzymania niskich poziomów obowiązków. Na rynku bieżącym ceny zielonych certyfikatów w znacznej mierze skorelowane są z bieżącą podażą certyfikatów z farm wiatrowych i szybkością wydawania praw majątkowych przez Prezesa URE oraz strategiami zakupowymi pod umorzenia certyfikatów.



Obniżenie poziomu obowiązku w wymiarze większym niż spadek podaży certyfikatów związanych z zakończeniem wsparcia dla najstarszych projektów częściowo zrekompensowany został wyższymi cenami energii, ale w przypadku ich obniżenia sytuacja taka może doprowadzić do osiągnięcia przez Grupę gorszych wyników finansowych i nieutrzymania wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu poszczególnych projektów farm wiatrowych. W przypadku długoterminowego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów i energii na niskim poziomie mogą wystąpić okresowe problemy w realizacji zobowiązań wynikających z niektórych umów kredytu, a w części projektów może się także pojawić konieczność uruchomienia gwarancji udzielonych przez Emitenta.

Grupa ogranicza na bieżąco ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczanie ceny sprzedaży certyfikatów i energii odpowiadających produkcji 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 100 PLN/MWh, który można było zaobserwować na przestrzeni lat 2014-2016, oznaczał spadek przychodów grupy o ponad 65 mln PLN rocznie. Ceny certyfikatów do 2022 r. systematycznie rosły. W 2022 r. obserwowaliśmy chwilowe zawirowanie na rynku wywołane projektami regulacyjnymi, ale ceny po spadku do poziomu ok. 100 PLN/MWh powróciły szybko powyżej 200 PLN/MWh. Po obniżeniu poziomu obowiązku w latach 2024 i 2025 ceny zielonych certyfikatów spadły w okolice 30 PLN/MWh i istnieje duże prawdopodobieństwo, że w kolejnym roku obowiązek również nie będzie wystarczająco wysoki, aby zmniejszyć nadpodaż i spowodować wzrost cen zielonych certyfikatów.

#### Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność Spółki i spółek z Grupy prowadzona jest przede wszystkim opierając się na wiedzy i doświadczeniu wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Spółka nie może jednak wykluczyć ryzyka braku zdolności do uzupełnienia kadr w tempie wymuszonym przez wzrost działalności Grupy. Spółka aktualnie dostrzega niedobór na rynku pracy ekspertów wyspecjalizowanych w obszarze energetyki odnawialnej. Ponadto nie można wykluczyć działalności konkurencji, zarówno obecnej jak i przyszłej, mającej na celu przejęcie specjalistów zatrudnionych przez Grupę poprzez oferowanie im konkurencyjnych warunków zatrudnienia. Niedobór pracowników stwarza również ryzyko przeciążenia aktualnie zatrudnionych pracowników i w konsekwencji zwiększonej rotacji/odejść.

Spółka podejmuje działania mające na celu mitygację opisanego ryzyka m.in. poprzez (i) rozwój wewnętrznej kultury organizacyjnej Grupy – opartej na szacunku, współpracy i poczuciu odpowiedzialności, dzięki której pracownicy identyfikują się z Grupą; (ii) utrzymywania konkurencyjnego motywacyjno-łojalnościowego systemu wynagrodzeń (iii) profesjonalizacja przywództwa w organizacji poprzez wdrożenie modelu HR business partneringu zakładającego ścisłą współpracę HRBP z Liderami, która ma na celu zwiększenie świadomości i umiejętności Liderów między innymi w obszarach wpływu na biznes/strategię, efektywność zespołów, potrzeb pracowników co skutkuje budowaniem bardziej stabilnych i efektywnych zespołów (iv) zarządzanie wiedzą i szeroki program szkoleń oraz (v) przystąpienie do konstruowania programów lojalizacyjnych i ochronnych dla kluczowych pracowników, z punktu widzenia utrzymania poziomu ekspertyzy w organizacji. Niemniej jednak nie można wykluczyć materializacji tego ryzyka w przyszłości.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko nie materializowało się.

### 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. Zawieranie umów dzierżawy na okres do 30 lat stanowi standard rynkowy ze względu na fakt, że umowa dzierżawy zawarta na czas określony (nie więcej niż 30 lat) może zostać wypowiedziana wyłącznie w przypadkach w niej przewidzianych (w przeciwieństwie do umów dzierżawy zawieranych na czas nieokreślony), co zabezpiecza inwestora. 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 lub może być krótszy niż okres finansowania kredytem bankowym. 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 nieuzgodnienia 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.

W przypadku umów dzierżaw, których okres obowiązywania może okazać się krótszy niż okres finansowania kredytem bankowym, można spodziewać się żądania banków ustanowienia dodatkowych zabezpieczeń spłaty kredytu w sytuacji braku możliwości zawarcia nowych umów dzierżawy.

### Ryzyko odstąpienia od realizacji nowych projektów

Grupa rozwija znaczącą liczbę projektów, w tym między innymi w segmencie lądowych i morskich farm wiatrowych, projektów farm fotowoltaicznych, gazu i czystych paliw, wytwarzania i magazynowania odnawialnego wodoru 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 części projektów może wynikać ze zmian przepisów prawa czego przykładem było zaprzestanie rozwoju projektów elektrowni wiatrowych przez Grupę na skutek wejściem w życie przepisów Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych (m.in. zasada 10H) z dnia 20 maja 2016 r.

#### 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.

Realizacja morskich farm wiatrowych Fazy I wiąże się z ryzykiem opóźnień lub niezrealizowania inwestycji z powodów regulacyjnych, finansowych i administracyjnych. Zmiany w przepisach, procedury uzyskiwania pozwoleń oraz rosnące koszty inwestycyjne mogą wpłynąć na harmonogram i opłacalność projektów. Dodatkowo, potencjalne roszczenia kontraktowe mogą zwiększyć ryzyko budżetowe i operacyjne. Istotnym wyzwaniem są również problemy logistyczne i techniczne, takie jak opóźnienia w dostawach kluczowych komponentów, ograniczona dostępność jednostek instalacyjnych oraz trudne rzeczywiste warunki geologiczne. Opóźnienia w budowie infrastruktury przyłączeniowej mogą dodatkowo utrudnić realizację planów. Nieprzewidziane warunki pogodowe i brak wykwalifikowanych specjalistów również stanowią istotne zagrożenia dla terminowego ukończenia projektów.

Grupa, zmierzając do realizacji wytyczonych planów inwestycyjnych, podejmuje działania mające na celu minimalizację tego ryzyka poprzez m.in. zestaw polis ubezpieczeniowych, precyzyjne planowanie i analizę czynników mogących mieć wpływ na osiąganie stawianych celów oraz bieżący monitoring realizowanych wyników i niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone. Zarząd 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.

#### Ryzyko konkurencji w obszarach, w których działa Grupa

Grupa działa w obszarach rynku energetyki obejmujących m.in. wytwarzanie energii elektrycznej, w szczególności w elektrowniach wiatrowych i słonecznych, ciepła, dystrybucję, obrót energią elektryczną oraz sprzedaż ciepła, energii elektrycznej, rozwiązań z zakresu energetyki rozproszonej i elektromobilności. Ponadto Grupa rozwija projekty w zakresie wytwarzania i magazynowania odnawialnego 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.

Grupa spodziewa się, że w niedalekiej przyszłości podmioty dotychczas skupione na rozwijaniu projektów opartych na konwencjonalnych źródłach energii, w szczególności na węglu, będą coraz bardziej aktywne na rynku energii odnawialnej i tym samym staną się nowymi bezpośrednimi konkurentami Grupy.

Grupa obserwuje również wchodzenie na polski rynek farm wiatrowych na morzu (off-shore) dużych grup energetycznych o globalnej skali działalności, co w niedalekiej przyszłości również może w istotny sposób wpłynąć na pozycję konkurencyjną Grupy w tym segmencie. W związku z rozwojem równoległym kilku dużych projektów morskich farm wiatrowych na polskich obszarach morskich oraz intensywny rozwój w tym sektorze na rynku europejskim, konkurencja o zasoby, dostawy, kadry oraz porty generuje jedno z kluczowych ryzyk projektowych potencjalnych opóźnień realizacyjnych.

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.

Spółka nie może również wykluczyć, że negatywny wpływ na działalność prowadzoną przez spółki z Grupy w niedalekiej przyszłości może mieć wyraźny wzrost liczby i mocy mikroinstalacji.

Spółki z Grupy, które realizują projekty w obszarze OZE oraz rozwijają sieci dystrybucji energii elektrycznej i stacji ładowania samochodów elektrycznych, konkurują z innymi podmiotami o dostęp do nowych lokalizacji. W szczególności, rosnąca konkurencja jest zauważalna w sektorze OZE. W ostatnich latach, z uwagi na dynamiczny wzrost liczby projektów fotowoltaicznych, liczba dostępnych lokalizacji oraz mocy przyłączeniowych znacząco się zmniejszyła, co spowodowało spadek tempa realizacji projektów oraz wzrost kosztów dzierżawy nieruchomości. Po liberalizacji zasady 10H w 2023 roku, podobne zjawiska zaczęły występować w odniesieniu do projektów lądowych farm wiatrowych.

W zakresie rozwoju sieci stacji ładowania samochodów elektrycznych, jednym z kluczowych czynników powodzenia inwestycji jest lokalizacja, która gwarantuje wysoką częstotliwość ładowań. Grupa zauważa, że konkurencja o najlepsze lokalizacje znacząco wpływa na wzrost kosztów najmu, co negatywnie oddziałuje na rentowność inwestycji.

Jednym z kluczowych czynników ograniczających ryzyko konkurencji jest wieloletnia obecność Grupy Polenergia na rynku energii oraz jej stabilna sytuacja finansowa. Grupa koncentruje się na długoterminowej eksploatacji swoich projektów, co zapewnia właścicielom gruntów większy komfort i pewność, że podmiot wydzierżawiający rzetelnie wywiąże się z zobowiązań wynikających z długoterminowych umów dzierżawy. Dodatkową przewagą konkurencyjną Grupy jest doświadczony zespół odpowiedzialny za rozwój nowych projektów, który przeprowadził inwestycje od etapu pozyskania gruntu po budowę projektu. Zebrane w ten sposób doświadczenie pozwala na zastosowanie sprawdzonych procedur oraz lepszą komunikację z wydzierżawiającymi.

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 zł rocznie. 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 zł rocznie.

#### Ryzyko zmiany kursów walutowych

W ramach segmentu lądowych (on-shore) farm wiatrowych i segmentu fotowoltaiki, obejmującego również projekty znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań denominowana jest w EUR. Wszystkie zobowiązania walutowe w projektach inwestycyjnych zostały już uregulowane.

W projektach operacyjnych mogą występować płatności w walutach obcych dotyczące bieżącej działalności, jednak ich wysokość jest marginalna, wobec czego ryzyko z nimi związane jest znikome.

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. Wprowadzone w 2022 r. zmiany w Ustawie o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, umożliwiają denominację w EUR części lub całości przychodów z tytułu prawa do pokrycia ujemnego salda ze sprzedaży energii elektrycznej. Opisywana zmiana pozwala na uzyskanie finansowania dłużnego w EUR co ogranicza ryzyko walutowe na etapie budowy.

Wprowadzone zmiany regulacyjnie pozwalają w efektywny sposób zarządzać ekspozycją walutową w projektach morskich farm wiatrowych po uzyskaniu ostatecznej decyzji inwestycyjnej. Przed uzyskaniem ostatecznej decyzji inwestycyjnej, a w związku z czym przed uruchomieniem finansowania dłużnego projekty morskich farm wiatrowych narażone są na ryzyko walutowe przy realizacji wydatków inwestycyjnych, ponieważ dopłaty wspólników do projektów wnoszone są w PLN. Po otrzymaniu dofinansowania od wspólników spółki projektowe utrzymują salda na rachunkach bankowych w walutach odpowiadających strukturze walutowej przyszłych płatności. Do momentu dofinansowania projektu Emitent, aktywnie zarządza swoją ekspozycją walutową związaną z wysokością przyszłych dopłat kapitałowych do spółek celowych zajmujących się rozwojem projektów morskich farm wiatrowych. Polenergia S.A. zabezpieczyła znaczną część ryzyka walutowego związanego z wpłatą equity do projektów morskich farm wiatrowych poprzez przewalutowanie środków własnych, które zostaną przeznaczone na finansowanie tych projektów.

Polenergia Obrót S.A. 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 jednak 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 S.A. w walucie obcej, zawierane są transakcje zabezpieczające kurs wymiany walut. Kwestie zarządzania ryzykiem w Polenergii Obrót S.A. uregulowane są w obowiązującej polityce zarządzania ryzykiem Spółki i odbywają się zgodnie z zasadami tam opisanymi.

#### Ryzyko zmienności rynkowych cen energii elektrycznej

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione od poziomu rynkowych cen energii elektrycznej. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na hurtowym 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.

Grupa prowadzi działalność polegającą na obrocie i sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego m.in. na rynku hurtowym. Wynik na tej działalności jest uzależniony od zmian cen rynkowych produktów będących przedmiotem obrotu 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 codziennego badania ekspozycji na ryzyko przy wykorzystaniu metodologii VaR (value at risk).

Zmienność cen energii elektrycznej wpływa na uzyskane ceny sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmy wiatrowe i fotowoltaiczne Grupy oraz ceny zabezpieczone dla odbiorców energii obsługiwanych przez Grupę. Efekt niższych cen uzyskiwanych przez sprzedawców OZE i wyższych przez odbiorców, w stosunku do cen rynkowych to tzw. koszty profilowania. Poziom i zmienność kosztów profilowania jest w dużej mierze ryzykiem systemowym pozostającym poza kontrolą Grupy, które w razie materializacji może mieć istotny wpływ na wyniki osiągnięte przez Grupę, co miało miejsce m.in. w 2022 r. i negatywnie wpłynęło na wyniki linii biznesowych sprzedaży aktywów OZE Grupy, agregacji zewnętrznych OZE oraz sprzedaży do odbiorców końcowych. W kolejnych latach koszty profilu ustabilizowały się, aż do 14 czerwca 2024 r. kiedy to wprowadzono reformę rynku bilansującego i odnotowaliśmy wzrost kosztów profilowania farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Wzrost zmienności cen, rozliczenia w okresach 15-minutowych i wzrost mocy zainstalowanej w OZE może przyczynić się do dalszej inflacji kosztu profilu i niższych uzyskiwanych cen sprzedaży w stosunku do średniej rynkowej ceny energii.

Jednocześnie wsparcie udzielane w ramach systemu aukcyjnego OZE dla wolumenu zabezpieczonego za pomocą aukcji, 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 OZE i wyłącznie dla części wolumenu rozliczanego z Zarządcą Rozliczeń. Przy utrzymujących się relatywnie wysokich cenach rynkowych (wyższych od cen rozliczeniowych z Zarządcą Rozliczeń) wsparcie w ramach systemu aukcyjnego w 2024 r. było czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody z OZE uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych). Niemniej jednak ceny dla farm fotowoltaicznych uzyskiwane na rynku RDN ze względu na efekt nadpodaży energii z PV w okresach dużego nasłonecznienia i niskiego popytu podlegały degradacji aż do poziomów ujemnych, kiedy to korzystniej było wyłączyć jednostkę niż produkować energię i dopłacać do sprzedaży na rynku. Należy zaznaczyć, że w wypadku wystąpienia co najmniej 6 godzin pod rząd z ujemnymi cenami jednostki wytwórcze pozbawiane są wsparcia aukcyjnego lub zielonych certyfikatów dla wolumenu wyprodukowanego w takim okresie.

2024 rok przyniósł też znaczny wzrost liczby okresów, w których PSE ze względu na brak możliwości równoważenia popytu i podaży w okresach nadwyżki produkcji energii z OZE często stosował nierynkowe ograniczenia mocy źródeł OZE zmuszając farmy fotowoltaiczne i wiatrowe do wyłączenia się i zaprzestania produkcji w tych okresach. Sytuacje takie jakkolwiek rekompensowane przez PSE negatywnie wpływają na przychody jednostek wytwórczych Grupy.

Niezależnie od powyższego, wyższe ceny energii elektrycznej pozytywnie wpływają na wyniki związane z produkcją energii z OZE pod warunkiem, że dotyczą okresu, dla którego sprzedaż nie była wcześniej zabezpieczona czy to w formie kontraktu różnicowego, umowy PPA ze stałą ceną, czy też na rynku terminowym w produktach standardowych, po niższych cenach. Dodatkowo, 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 energii elektrycznej wytworzonej w OZE Spółka dokonuje zakupu bądź

sprzedaży na rynku energii i dostarcza klientowi taką ilość energii, jaka była ustalona w kontrakcie. W sytuacji dynamicznych wzrostów i spadków cen energii odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. 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.

Od 14 czerwca 2024 r. rynek bilansujący działa na nowych zasadach, które po wprowadzeniu min. 15-minutowych okresów rozliczeniowych doprowadziły do wzrostu kosztów niezbilansowania jednostki bilansowej, co dodatkowo wzmocniło czynniki ryzyka związane ze spadkiem przychodów ze źródeł OZE.

Segment lądowych farm wiatrowych w 2024 r. został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym z cenami wyższymi niż notowania na rynku bieżącym obserwowane w 2024 r. Jednocześnie niskie ceny SPOT spowodowały spadki notowań kontraktów na kolejne lata, gdzie istnieje ryzyko, że przy niskiej cenie zabezpieczenia terminowego i 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 2022 r. Dlatego też Spółka zmieniła podejście i zabezpieczenia na kolejne lata realizowane są w sposób elastyczny i z buforem energii pozostawionym na rynek bieżący. Dodatkowo Grupa bardzo mocno rozwija segment sprzedaży energii w umowach długoterminowych PPA w formułach pay-as-produce i pay-as-forecast, z stałą lub indeksowaną poziomem inflacji ceną. Długoterminowo w sytuacji długotrwałego spadku cen energii elektrycznej i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego tego segmentu dla wolumenu niezabezpieczonego w kontraktach PPA i w aukcjach. Również wzrost liczby źródeł OZE 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 i redukcji przychodów.

Część wolumenu sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z aktywów wytwórczych OZE zabezpieczana jest na rynku terminowym TGE i wymaga utrzymywania odpowiedniego poziomu depozytów zabezpieczających, których wysokość uzależniona jest od notowań indeksów giełdowych i może podlegać znacznym wahaniom. Powyższe ryzyko zmaterializowało się w 2022 r. i w połączeniu z wysoką zmiennością profilu produkcji farm wiatrowych oraz cen rynkowych energii spowodowało większe zapotrzebowanie na kapitał obrotowy. Polenergia Obrót zawiera też kontrakty z odbiorcami energii elektrycznej, które zabezpieczone są na rynku terminowym TGE powodując zapotrzebowanie na depozyty zabezpieczające, co wymaga zwiększonego zaangażowania kapitału obrotowego. W związku z materializacją powyższych czynników ryzyka w 2022 r. Grupa w celu kontroli płynności realizuje strategię równoważenia pozycji zakupowych i sprzedażowych na rynku giełdowym.

#### 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.

Na dzień 31 grudnia 2024 r., ok. 86% zobowiązań z tytułu kredytów podmiotów z Grupy i wyemitowanych obligacji było zabezpieczone przed zmianą poziomu stóp procentowych. Pełne zabezpieczenie osiągnięto poprzez transakcje finansowe IRS co odpowiada za ok. 81% zobowiązań z tytułu kredytów inwestycyjnych podmiotów z Grupy i wyemitowanych obligacji. Częściowe zabezpieczenie przed zmianą poziomu stóp procentowych uzyskano 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. Zobowiązania z tytułu kredytów w Polenergii Dystrybucja stanowią ok. 5% zobowiązań Grupy z tytułu kredytów i wyemitowanych obligacji. 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. Ponadto wysoki poziom stóp procentowych wpływa na koszt finansowania dla nowych projektów (w tym lądowych i morskich farm wiatrowych oraz farm 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 wpływu niekorzystnych warunków pogodowych na produkcję energii elektrycznej przez projekty eksploatowane przez Grupę

Wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez farmy wiatrowe oraz fotowoltaiczne zależy przede wszystkim od wietrzności oraz nasłonecznienia. Warunki te charakteryzują się dużą 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. Ponadto nie można wykluczyć, że prognozowane przez Grupę warunki wietrzności oraz nasłonecznienia 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.

Emitent 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 lub nasłonecznienia będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.



W działalności Grupy powyższe ryzyko nie materializowało się w sposób trwały. Okresy słabszej wietrzności, które miały wpływ na wyniki finansowe osiągnięte w danym roku były rekompensowane okresami wyższej wietrzności, co kompensowało gorsze okresy. Spółka wskazuje, że średnia wietrzność dla rozwijanych projektów odpowiadała wcześniej przyjętym założeniom. Spółka wskazuje, że opisywane ryzyko ma charakter krótkoterminowy (roczny) i nie wpływa w istotny negatywny sposób na długoterminową sytuację finansową Grupy.

#### 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 istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wiarygodności Emitenta lub jego jednostki zależnej, ze wskazaniem przedmiotu postępowania, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania, stron wszczętego postępowania oraz stanowiska Emitenta:

Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. – każda spółka z osobną, wytoczyły powództwa o stwierdzenie bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. (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.

Obie spółki uzyskały korzystne wyroki częściowe i wstępne, uwzględniające powództwo w części dotyczącej ustalenia bezskuteczności oświadczeń o wypowiedzeniu przez spółkę Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. umów objętych przedmiotem sporu. Wyroki zostały zaskarżone apelacjami.

W dniu 20 grudnia 2021 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Talia sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., którym w całości oddalił apelację wniesioną przez tę spółkę. W dniu 16 sierpnia 2022 roku Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną. W dniu 17 listopada 2022 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku ogłosił wyrok w sprawie z powództwa Amon sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., którym w całości oddalił apelację wniesioną przez tę spółkę. W dniu 12 czerwca 2023 roku Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną. Obie skargi kasacyjne zostały przyjęte do rozpoznania przez Sąd Najwyższy.

W dniu 31 marca 2023 roku Amon sp. z o.o. otrzymała pismo procesowe Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., w sprawie z powództwa Amon sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. obejmujące dalsze roszczenia Amon sp. z o.o. wynikające z niewykonywania wyżej wskazanych umów przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o., toczącej się przed Sądem Okręgowym w Gdańsku, którym to pismem Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. objęła pozew wzajemny domagając się zasądzenia od Amon sp. z o.o. na swoją rzecz kwoty 61.576 tys. zł z odsetkami ustawowymi za opóźnienie liczonymi w następujący sposób: (i) od kwoty 55.691 tys. zł - od dnia 31 marca 2023 roku do dnia zapłaty, (ii) od kwoty 5.884 tys. zł - od dnia następującego po dniu bezpośredniego doręczenia odpisu pozwu wzajemnego pełnomocnikowi Amon sp. z o.o.

Kwotę 55.691 tys. zł stanowią kary umowne żądane przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. rzekomo na podstawie §8 ust. 1 umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon sp. z o.o. z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z

o.o. i wynikające rzekomo z niedotrzymania przez Amon sp. z o.o. ilości przewidzianych do przeniesienia praw majątkowych w poszczególnych miesiącach począwszy od sierpnia 2019 roku.

Kwota 5.884 tys. zł stanowi z kolei odszkodowanie żądane przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z tytułu rzekomego niewykonania przez Amon sp. z o.o. w okresie od dnia 18 listopada 2022 roku do dnia 31 grudnia 2022 roku umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Łukaszów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Amon sp. z o.o. z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o.

W dniu 16 maja 2023 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku doręczył Amon sp. z o.o. postanowienie z dnia 2 maja 2023 roku, którym pozostawił pozew wzajemny Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. bez nadawania dalszego biegu. Podstawą wydania przedmiotowego postanowienia przez Sąd Okręgowy w Gdańsku jest art. 204 §1 zdanie drugie Kodeksu postępowania cywilnego, który określa, iż powództwo wzajemne można wytoczyć nie później niż w odpowiedzi na pozew.

W dniu 23 grudnia 2024 roku Sąd Okręgowy w Warszawie doręczył Talia sp. z o.o. odpis pozwu Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. o zapłatę kwoty 75.334 tys. zł z odsetkami ustawowymi za opóźnienie liczonymi w następujący sposób: (i) od kwoty 41.860 tys. zł – od dnia 8 września 2023 roku do dnia zapłaty; (ii) od kwoty 33.474 tys. zł – od dnia następującego po dniu doręczenia odpisu pozwu Talia do dnia zapłaty.

Kwotę 41.860 tys. zł stanowią kary umowne żądane przez Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. rzekomo na podstawie § 8 ust. 1 Umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Modlikowice zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Talia sp. z o.o. z Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. i wynikające rzekomo z niedotrzymania przez Talia sp. z o.o. ilości przewidzianych do przeniesienia praw majątkowych w poszczególnych miesiącach począwszy od czerwca 2019 roku.

Kwota 33.474 tys. zł stanowi z kolei odszkodowanie żądane przez Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z tytułu rzekomego niewykonania przez Talia sp. z o.o. w okresie od dnia 21 grudnia 2021 roku do dnia 30 kwietnia 2023 roku Umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Farmie Wiatrowej Modlikowice zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku przez Talia sp. z o.o. z Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa.

Talia sp. z o.o. przystąpiła do analizy pozwu oraz w terminie określonym przez Sąd Okręgowy w Warszawie złożyła odpowiedź na pozew.

W dniu 28 grudnia 2023 roku Amon sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku drugą zmianę powództwa przeciwko Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w związku z nieskutecznym wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z Amon sp. z o.o. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Amon sp. z o.o. obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 18.297 tys. zł tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania.

W dniu 28 grudnia 2023 roku Talia sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Gdańsku piątą zmianę powództwa przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w związku z nieskutecznym wypowiedzeniem oraz niewykonywaniem przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. długoterminowych umów sprzedaży energii i praw majątkowych zawartych przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. z Talia sp. z o.o. Na mocy powyższej zmiany powództwa, Talia obok kwot dotychczas dochodzonych, domaga się zapłaty kwoty 12.075 tys. zł tytułem odszkodowania za niewykonywanie ww. umów w dalszym okresie ich obowiązywania.

Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. wytoczyły powództwo o roszczenia odszkodowawcze przeciwko Tauron Polska Energia S.A. Podstawą deliktowej odpowiedzialności odszkodowawczej Tauron Polska Energia S.A. jest zaprzestanie wykonywania przez Polską Energię - Pierwszą Kompanię Handlową sp. z o.o. – spółkę zależną Tauron Polska Energia S.A. 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 sp. z o.o. i Talia sp. z o.o.

Obecnie przed Sądem Okręgowym w Katowicach trwa przesłuchanie świadków w formie ustnej na rozprawach i w formie pisemnej.

W dniu 28 grudnia 2023 roku Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. wniosły do Sądu Okręgowego w Katowicach, drugą zmianę powództwa przeciwko Tauron Polska Energia S.A. obejmującą roszczenia odszkodowawcze Amon i Talia powstałe po dniu 30 czerwca 2020 roku. Na mocy przedmiotowej modyfikacji dochodzone roszczenia z tytułu odszkodowania wraz z odsetkami wzrosły – w przypadku Amon sp. z o.o. o kwotę 29.668 tys. zł, w przypadku Talia sp. z o.o. o kwotę 19.277 tys. zł.

Certyfikaty sp. z o.o., Polenergia Obrót S.A. i Green Stone Solutions sp. z o.o. (wówczas pod firmą: Polenergia Usługi sp. z o.o.) zostały pozwane przez Eolos Polska sp. z o.o. przed Sądem Okręgowym w Warszawie XX Wydział Gospodarczy o zapłatę 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. Sąd powołał biegłego w sprawie, który przygotował opinię. W dniu 14 grudnia 2023 roku Sąd wydał postanowienie o dopuszczeniu dowodu z pisemnej, uzupełniającej opinii biegłego. Opinia sporządzona została 15 maja 2024 r. i doręczona dnia 25 lipca 2024 r. Polenergia Obrót S.A. ustosunkowała się do pisma. W dniu 28 lutego 2025 r. odbyła się rozprawa, na której biegły złożył wyjaśnienia. Sąd zobowiązał strony do przedstawienia swoich stanowisk na piśmie.

W dniu 13 lipca 2021 roku Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. otrzymała pozew o zapłatę odszkodowania za bezumowne korzystanie z nieruchomości. Powodowie domagali 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. W dniu 30 czerwca 2023 roku Sąd Rejonowy w Wąbrzeźnie na posiedzeniu niejawnym wydał wyrok, którym zasądził od Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. na rzecz powodów kwotę 18.428,08 zł tytułem bezumownego korzystania z nieruchomości w okresie od 13 marca 2020 roku do dnia 31 grudnia 2021 roku. Powodowie domagali się zapłaty 52.500,00 zł. Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. w toku procesu nie kwestionowała zasadności roszczenia, a jedynie wysokość żądanej kwoty. Kwota zasądzona przez Sąd opowiada stanowisku prezentowanemu w toku procesu przez stronę pozwaną. Strona powodowa wniosła apelację do Sądu Okręgowego w Toruniu. Na rozprawie przed Sądem Okręgowym w Toruniu w dniu 15 maja 2024 roku strony zawarły ugodę, co oznacza, że spór został zakończony. Na mocy ugody Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. zapłaci na rzecz strony powodowej kwotę 35.000,00 zł tytułem odszkodowania za bezumowne korzystanie z nieruchomości za okres od 31 maja 2020 roku do 31 grudnia 2021 roku. Strony zawarły aneks do umowy dzierżawy, na mocy którego Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. uiszcza na rzecz wydzierżawiających kwoty wynikające z treści ugody sądowej.

W dniu 2 czerwca 2023 roku Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. otrzymała złożone przez wydzierżawiającego wypowiedzenie umowy dzierżawy zawartej w dniu 26 lutego 2008 roku, która dotyczy nieruchomości, na których znajduje się część turbin wiatrowych Farmy Wiatrowej Gawłowice wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Podstawą, na którą powoływał się wydzierżawiający w wypowiedzeniu było dostarczenie przez Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. wymaganej przez umowę dzierżawy gwarancji bankowej wydanej w nieprawidłowej (w ocenie wydzierżawiającego) formie. Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. nie podzielała poglądu wydzierżawiającego co do zasadności podstaw wypowiedzenia, wobec czego poinformowała wydzierżawiającego, że w jej ocenie wypowiedzenie jest bezskuteczne, a umowa dzierżawy nadal obowiązuje. Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. dążyła jednocześnie do polubownego

rozwiązania sporu w drodze bezpośrednich negocjacji mających na celu uzyskanie cofnięcia oświadczenia o wypowiedzeniu umowy dzierżawy. Ostatecznie, Strony doszły do porozumienia w wyniku negocjacji i podpisały umowę dzierżawy (w nowym brzmieniu) w marcu 2024 roku, zachowując ciągłość umowy.

Polenergię Obrót S.A. łączyły umowy sprzedaży energii zawarte z Jeronimo Martins Polska S.A. („JMP”), które zostały przez Polenergię Obrót S.A. wypowiedziane ze skutkiem na dzień 30 czerwca 2022 roku. W związku z rozwiązaniem przedmiotowych umów, JMP wystosowała do Polenergia Obrót S.A. wezwania do zapłaty kwoty 3.501 tys. zł oraz kwoty 36.027 tys. zł tj. łącznie kwoty 39.528 tys. zł. Roszczenia zgłoszone przez JMP dotyczą okresów przypadających po dniu wygaśnięcia umów sprzedaży, wobec czego Polenergia Obrót S.A. uważa je za bezpodstawne. Tym samym Polenergia Obrót S.A. uznaje również za bezskuteczne oświadczenie JMP o potrąceniu żądanych kwot z należnościami Polenergia Obrót S.A. wobec JMP.

W dniu 1 grudnia 2022 roku Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko JMP o zapłatę, w którym żąda zapłaty kwoty 40.853 tys. zł 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 tys. zł oraz kwotę 1.324 tys. zł 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 Polenergię Obrót S.A. oświadczeń o potrąceniu. We wrześniu 2023 roku JMP doręczyła Polenergię Obrót S.A. odpowiedź na pozew. W ocenie powodowej spółki treść odpowiedzi na pozew, jak i argumentacja przedstawiona w kolejnych pismach procesowych JMP, nie wpływają na dotychczasową ocenę zasadności roszczenia Polenergia Obrót S.A. Możliwe jest wstąpienie do sprawy Enerace sp. z o.o. (doradca JMP w toku negocjacji umowy) w charakterze interwenienta (po stronie JMP), niemniej jeszcze takie przystąpienie nie nastąpiło.

Sąd zarządził także ustalenie zespołu biegłych bądź instytutu z zakresu energetyki, który podjąłby się sporządzenia opinii na okoliczność: ustalenia wysokości wiarygodności przysługującej JMP względem Polenergia Obrót S.A. tytułem zakupu energii elektrycznej wraz z ceną za opinię, o co wniosowała JMP w odpowiedzi na pozew. W replice na odpowiedź na pozew Polenergia Obrót S.A. sprzeciwiała się dowodowi z opinii biegłego, wskazując, że jest on nieprzydatny dla sprawy. W tym zakresie Polenergia złożyła dodatkowe pismo procesowe o pominięciu tego dowodu wraz z uzasadnieniem

Pierwsza rozprawa odbyła się w dniu 6 marca 2025 roku. Sąd przesłuchał dwóch świadków (jednego wnioskowanego przez JMP oraz drugiego wnioskowanego przez Polenergię Obrót S.A.) i odroczył rozprawę na termin 11 września 2025 r., na którym zostaną przesłuchani kolejni świadkowie. Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. prowadzi sprawy windykacyjne związane z brakiem uregulowania płatności za dostarczoną energię elektryczną. Łączna suma dochodzonych roszczeń, to aktualnie około 511 tys. złotych.

W dniu 6 grudnia 2021 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów („UOKiK”) wszczął wobec spółki Polenergia Fotowoltaika S.A. z siedzibą w Warszawie postępowanie wyjaśniające, mające na celu wstępne ustalenie, czy na skutek działań dotyczących świadczenia usług sprzedaży i montażu instalacji fotowoltaicznych, podejmowanych przez Polenergię Fotowoltaika S.A. nastąpiło naruszenie uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone lub naruszenie chronionych prawem interesów konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Polenergia Fotowoltaika S.A. przedstawiła Prezesowi UOKiK wszelkie żądane przez Prezesa UOKiK, w toku postępowania, dokumenty oraz informacje.

W dniu 6 września 2024 roku Prezes UOKiK postanowieniem zamknął postępowanie wyjaśniające mające na celu wstępne ustalenie, czy na skutek działań dotyczących świadczenia usług sprzedaży

i montażu instalacji fotowoltaicznych, podejmowanych przez Polenergia Fotowoltaika S.A. nastąpiło naruszenie uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone lub naruszenie chronionych prawem interesów konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Zgodnie z sentencją postanowienia, nie przysługuje na nie zażalenie.

Polenergia Fotowoltaika S.A. od grudnia 2022 roku złożyła 134 pozwy o zapłatę dotyczących dochodzenia należności wynikających z zawartych pomiędzy Polenergia Fotowoltaika S.A. a jej klientami umów. Polenergia Fotowoltaika S.A., spółka jest stroną 53 postępowań sądowych związanych z roszczeniami wynikającymi z umów zawartych pomiędzy Polenergia Fotowoltaika S.A. a jej podwykonawcami lub dostawcami.

Postępowanie wszczęte przez Marszałka Województwa Wielkopolskiego wobec Polenergia Fotowoltaika S.A. w sprawie ustalenia wysokości zaległości z tytułu opłaty produktowej za wprowadzenie na rynek krajowy produktów w opakowaniach za 2020 r. w kwocie 43.080 zł. W dniu 3 grudnia 2024 r. została wydana decyzja nakładająca obowiązek zapłaty przez Polenergia Fotowoltaika S.A. kwoty 43.080 zł. Polenergia Fotowoltaika S.A., po zasięgnięciu opinii doradcy prawnego nie wniosła odwołania od tej decyzji. Opłata wraz z odsetkami została zapłacona. Urząd umorzył postępowania co do kwestii nieterminowej płatności opłaty. 29 października 2024 r. Marszałek Województwa Wielkopolskiego zawiadomił o wszczęciu wobec Polenergia Fotowoltaika S.A. postępowania w zakresie ustalenia wysokości zaległości z tytułu opłaty produktowej za wprowadzenie na rynek krajowy sprzętu elektronicznego lub elektrycznego (panele fotowoltaiczne). Doradca prawny Spółki wskazuje, iż kara (opłata produktowa) może oscylować w kwocie około 1.200.000 zł. Postępowanie jest w toku.

Polenergia Obrót S.A. była obowiązana do realizacji do 30 czerwca 2023 roku obowiązków z art. 52 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz z art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, dotyczących umorzenia określonej liczby praw majątkowych do świadectw pochodzenia oraz świadectw efektywności energetycznej za rok 2022. Już po dniu bilansowym Polenergia Obrót S.A. ustaliła, że obowiązek ten wykonała w 98,05%. W dniu 21 lipca 2023 roku Polenergia Obrót S.A. dokonała dodatkowych opłat tytułem dopłat do opłat zastępczych celem wykonania obowiązku w całości. Uchybienie terminowi 30 czerwca 2023 roku może wiązać się z nałożeniem kar pieniężnych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w szczególności na podstawie art. 170 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

W dniu 11 marca 2025 r. Polenergia Obrót S.A. otrzymała dwa zawiadomienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), tj. o wszczęciu dwóch postępowań w sprawie wymierzenia kary w związku z ujawnieniem możliwości niezrealizowania za 2022 r. obowiązków w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia odpowiednio świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z biogazu. Wskazane naruszenia mogą skutkować wymierzeniem kary pieniężnej, która nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, przy czym wymierzając ją URE uwzględnia zakres naruszeń, powtarzalność naruszeń lub korzyści finansowe możliwe do uzyskania z tytułu naruszenia. Organ może również odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli zakres naruszeń jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Spółka przygotowuje odpowiedzi na ww. wezwania.

W okresie września i października 2023 roku szereg spółek zależnych Polenergia S.A. (Polenergia Obrót S.A., Polenergia Sprzedaż sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o. i Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o.) otrzymało zawiadomienia o wszczęciu z urzędu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki postępowań administracyjnych ws. wymierzenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem ustawy z dnia 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców poprzez nieprzekazanie do Zarządcy Rozliczeń S.A., w terminie wynikającym z ww. ustawy, sprawozdań potwierdzających odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny.

Spółki zależne Polenergia S.A. przekazały do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyjaśnienia przyczyn (zwykle kilkudniowych) opóźnień w złożeniu sprawozdań i oczekują na ewentualną dalszą

korespondencję lub decyzje, przy czym Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o. oraz Polenergia Obrót S.A. otrzymały zawiadomienie o zakończeniu postępowania dowodowego oraz o możliwości zapoznania się ze zgromadzonym w sprawie materiałem dowodowym. Wobec Polenergia Obrót S.A. prowadzone są dwa postępowania – odrębnie za każde z dwóch przekroczeń ustawowych terminów sprawozdawczych. W obydwu sprawach Polenergia Obrót S.A. również otrzymała zawiadomienie o zakończeniu postępowania dowodowego. Na obecnym etapie spodziewane jest wydanie i doręczenie decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w tych sprawach.

Wskazane naruszenie ww. ustawy może skutkować wymierzeniem kary pieniężnej. Ustawa obecnie stanowi, że kara ta nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, przy czym wymierzając ją Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie przedsiębiorcy i jego możliwości finansowe. Może też odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Spółki zależne Polenergia S.A. złożyły wszystkie opóźnione sprawozdania.

W czerwcu 2024 roku spółki zależne Polenergia S.A. – 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. otrzymały od Zarządcy Rozliczeń S.A. noty odsetkowe wystawione przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska na łączną kwotę ok. 664 tys. zł tytułem odsetek ustawowych za nieterminowe przekazanie należności z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny. Ww. spółki zależne podały w wątpliwość podstawę prawną naliczenia odsetek przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska.

Pismem z dnia 23 maja 2024 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) zawiadomił Polenergia Obrót S.A., spółkę zależną Polenergia S.A., o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z podejrzeniem nieprzestrzegania obowiązku w zakresie przedstawienia Prezesowi URE informacji o wielkości zapasów obowiązkowych w celu weryfikacji przez Prezesa URE, zgodnie z art. 25 ust. 3 ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE Polenergia Obrót S.A. przedstawiła brakujące informacje i dodatkowe wyjaśnienia, w tym po zakończeniu części dowodowej postępowania administracyjnego. Naruszenie przedmiotowego obowiązku zagrożone jest karą pieniężną od 1% do 15% przychodu przedsiębiorcy wynikającego z działalności wykonywanej na podstawie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Postępowanie zostało zakończone decyzją Prezesa URE z dnia 29 sierpnia 2024 roku, o nałożeniu na Polenergia Obrót S.A. kary pieniężnej w wysokości 276.252 zł. Polenergia Obrót S.A. po zapoznaniu się z możliwościami warunków wniesienia skutecznego odwołania od ww. decyzji oraz mając na względzie fakt, że brak istnienia formalnych i materialnych podstaw do efektywnego jej wzruszenia na drodze postępowania odwoławczego, zdecydowała o odstąpieniu od wniesienia odwołania oraz o uiszczeniu nałożonej na spółkę kary pieniężnej. Nie wpłynęło to na wynik Polenergia Obrót S.A., gdyż zapłata w dniu 10 września 2024 roku kary nastąpiła ze środków pochodzących z rezerwy uprzednio utworzonej na ten cel.

Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. zaskarżyła decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z tytułu końcowego rozliczenia kosztów osieroconych na gruncie ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej („Ustawa o rozwiązaniu KDT”). W swojej decyzji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił, że z tytułu końcowego rozliczenia kosztów osieroconych spółce należne są dodatkowe, względem dotychczas otrzymanych, środki w kwocie 3.758 tys. zł. Nie podzielając interpretacji wybranych przepisów Ustawy o rozwiązaniu KDT, spółka zaskarżyła decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie, domagając się zwiększenia kwoty należnych spółce środków. Wartość przedmiotu sporu wynosi 13.214 tys. zł, na którą spółka utworzyła odpis aktualizujący należności.

W dniu 23 listopada 2023 roku SOKiK wydał wyrok, w którym zmienił zaskarżoną decyzję i ustalił wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych na kwotę 16.645.912 zł, uznając tym samym za uzasadnione roszczenie Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. w zakresie kwoty 12.887 tys. zł i oddalając powództwo co do kwoty 327 tys. zł. W dniu 12 stycznia 2024 roku Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. złożyła apelację od części wyroku w zakresie oddalonego roszczenia.

W dniu 30 stycznia 2024 roku wpłynęła do Sądu Apelacyjnego apelacja Prezesa URE od wyroku SOKiK. W dniu 19 lipca 2024 roku Prezes URE przesłał odpowiedź na apelację Polenergii Elektrociepłowni Nowa Sarzyna sp. z o.o. od wyroku SOKiK, natomiast w dniu 2 sierpnia 2024 roku Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. przesłała odpowiedź na apelację Prezesa URE od wyroku SOKiK do Sądu Apelacyjnego. Sąd Apelacyjny wyznaczył termin rozprawy na 25 marca 2025 r.

W dniu 27 maja 2024 roku. spółka zależna Polenergia S.A. – Wind Farm Four SRL z siedzibą w Bukareszcie (“Wind Farm Four”) otrzymała pismo procesowe (pозew), które zostało złożone przez WIP International GmbH („WIP International”) przed II Sądem Okręgowym w Bukareszcie, Rumunia. W dniu 7 grudnia 2023 r. Polenergia S.A. nabyła 60% udziałów, a w dniu 27 września 2024 roku pozostałe 40% udziałów w kapitale zakładowym Wind Farm Four. Spółka Wind Farm Four posiada obecnie 20% udziałów w każdej z 7 spółek projektowych realizujących projekt farmy wiatrowej w Rumunii w okręgu Tulcea („Spółki Projektowe”).

Wind Farm Four została pozwana przez powoda pośród innych pozwanych (w tym: Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL z siedzibą w Bukareszcie, która sprzedała Polenergia S.A. udziały w Wind Farm Four, Spółki Projektowe oraz Naxxar Renewable Energy SRL). Powód wniósł w pozwie o uznanie przez Sąd następujących dokumentów i czynności prawnych za nieważne lub bezskuteczne wobec niego (actio pauliana):

- (i) Aneks nr 1 z dnia 15 grudnia 2022 roku. do umowy ramowej o współpracy (umowy typu joint-venture) podpisanej w dniu 27 marca 2021 roku. pomiędzy Wind Farm Four, Naxxar Renewable Energy SRL i pozostałymi udziałowcami Spółek Projektowych w sprawie wyrażenia zgody na przeniesienie udziałów w Spółkach Projektowych z Naxxar Renewable Energy SRL na Wind Farm Four;
- (ii) przeniesienie pakietu udziałów posiadanych przez Naxxar Renewable Energy SRL w każdej ze Spółek Projektowych na Wind Farm Four, które miało miejsce 15 grudnia 2022 roku.;
- (iii) zmiany w kapitale zakładowym i wśród posiadaczy udziałów w Wind Farm Four, tj.: (a) decyzja z dnia 17 marca 2023 roku. podjęta przez Naxxar Renewable Energy SRL, jako jedyne go wspólnika Wind Farm Four, o podwyższeniu kapitału zakładowego Wind Farm Four poprzez utworzenie nowych udziałów, które zostały objęte przez Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL, na skutek czego Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL posiadała 99,01% wszystkich udziałów w Wind Farm Four; oraz (b) przeniesienie pozostałych 0,99% udziałów Wind Farm Four na Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL.

W dniu 27 września 2024 roku m.in. Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL (sprzedający) i WIP International zawarli ugodę w przedmiocie rozliczenia i zakończenia, w drodze wzajemnych ustępstw, wszelkich roszczeń powoda, w tym roszczeń będących przedmiotem lub związanych z pozwem, o którym mowa powyżej. W ramach zawartej ugody powód całkowicie zrzekł się roszczeń wobec m.in. Polenergia S.A., Wind Farm Four, Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL oraz Spółek Projektowych, ich podmiotów powiązanych, podmiotów zależnych, akcjonariuszy, przedstawicieli, pracowników, a także wszelkich innych podmiotów trzecich. W rezultacie, nastąpiło zwolnienie z roszczeń, a postępowanie sądowe toczące się przed rumuńskim sądem zostało umorzone w dniu 15 października 2024 roku. Ugoda objęła także rozliczenie i zakończenie, w drodze wzajemnych ustępstw, wszelkich roszczeń FP Management Holding GmbH („FPMH”), w tym będących przedmiotem lub związanych z pozwem złożonym przez FMPH przed Sądem w Bukareszcie, Wydział VI Cywilny, które na moment zawierania ugody nie było doręczone Polenergia S.A. ani Wind Farm Four SRL (doręczenie pozwu nastąpiło już po zawarciu ugody). FMPH złożyła pozew przeciwko m.in. Polenergia S.A. i Wind Farm Four, a także

innym pozwanym (w tym: Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL z siedzibą w Bukareszcie, która sprzedała Polenergia S.A. udziały w Wind Farm Four, oraz Naxxar Wind Energy Project Zenon SRL). FPMH wniosła w pozwie o uznanie przez Sąd następujących dokumentów i czynności prawnych za bezskuteczne wobec niej (actio pauliana):

- (i) dokumenty dot. cesji udziałów posiadanych przez Naxxar Wind Energy Project Zenon SRL w Spółkach Projektowych;
- (ii) dokumenty dot. podwyższenia kapitału zakładowego Wind Farm Four, przyjęcie pozwanego Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL jako wspólnika oraz zmniejszenie udziału procentowego Naxxar Wind Energy Project Zenon SRL w kapitale zakładowym Wind Farm Four;
- (iii) umowa cesji udziałów w kapitale zakładowym Wind Farm Four, zawarta pomiędzy Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL oraz Naxxar Wind Energy Project Zenon SRL;
- (iv) dokumenty dot. sprzedaży 60% udziałów w kapitale zakładowym Wind Farm Four na rzecz Polenergia S.A., w tym umowa sprzedaży udziałów z dnia 5 października 2023 roku zawarta pomiędzy Polenergia S.A. a Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL oraz umowa przeniesienia udziałów z dnia 7 grudnia 2023 roku, zawarta pomiędzy Polenergia S.A. a Naxxar Renewable Energy Management Holding SRL,

jak również wniosła o nakazanie przywrócenia stron do stanu sprzed zawarcia ww. dokumentów, tj. przywrócenie do majątku Naxxar Wind Energy Project Zenon SRL udziałów w Spółkach Projektowych oraz, odpowiednio, w Wind Farm Four, a także o nałożenie na pozwaną obowiązków zapłaty kosztów sądowych. W ramach zawartej ugody powód całkowicie zrzekł się roszczeń wobec pozwaną, w tym wobec Polenergia S.A. i Wind Farm Four, jak również wobec Spółek Projektowych, ich podmiotów powiązanych, podmiotów zależnych, akcjonariuszy, przedstawicieli, pracowników, a także wszelkich innych podmiotów trzecich. W rezultacie, postępowanie sądowe toczące się przed rumuńskim sądem zostało zakończone odrzuceniem roszczeń FPMH w całości na podstawie postanowienia z dnia 23 grudnia 2024 roku, zgodnie z którym Sąd uwzględnił zawartą ugodę i zrzeczenie się przez powoda roszczeń objętych pozwem.

**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**

Informacje na temat kategorii i wartości przychodów generowanych w poszczególnych segmentach działalności wraz ze wskazaniem okresu porównawczego, zostały przedstawione w nocie 10 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

**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 (84% w 2024 r.) stanowią przychody osiągnięte w Polsce.



PODZIAŁ GEOGRAFICZNY PRZYCHODÓW	Za okres 12 miesięcy zakończony		Zmiana
	31.12.2024	31.12.2023	r/r
- Rynek krajowy	3 616 681	4 978 303	(1 361 622)
- Rynki zagraniczne	703 849	637 109	66 740
<b>Razem przychody z umów z klientami</b>	<b>4 320 530</b>	<b>5 615 412</b>	<b>(1 294 882)</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 Giełd Towarowych.

Nazwa Odbiorcy	Przedmiot sprzedaży	Rodzaj powiązań z grupą kapitałową	2024
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, prawa majątkowe	brak powiązań	45%

Poniżej przedstawiono dostawców towarów i usług, których udział w 2024 roku osiąga co najmniej 10% przychodów ogółem.

Nazwa Dostawcy	Przedmiot zakupu	Rodzaj powiązań z grupą kapitałową	2024
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, gaz ziemny, prawa majątkowe	brak powiązań	43%

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

##### Zawarcie umowy PPA i PPA+ pomiędzy Polenergia Obrót S.A. a Mercedes-Benz Manufacturing Poland sp. z o.o.

W dniu 8 lutego 2024 roku, spółka zależna Polenergia S.A. – Polenergia Obrót S.A. zawarła z Mercedes-Benz Manufacturing Poland sp. z o.o. z siedzibą w Jaworze umowy PPA i umowy PPA+ dotyczące sprzedaży całej energii elektrycznej zużywanej przez Mercedes-Benz Manufacturing Poland sp. z o.o., w tym części energii elektrycznej wyprodukowanej przez następujące instalacje odnawialnych źródeł energii: farmę wiatrową Dębask o mocy zainstalowanej 121 MW oraz farmę fotowoltaiczną Sulechów 3 o mocy zainstalowanej wynoszącej 9,84 MW oraz gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w liczbie odpowiadającej ilości sprzedawanej energii elektrycznej, a także bilansowania handlowego potrzeb Mercedes-Benz Manufacturing Poland sp. z o.o.

Okres sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia w ramach zawartych umów PPA i PPA+ rozpoczął się w dniu 1 marca 2024 roku i trwa do dnia 31 grudnia 2027 roku.

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej przez farmy wiatrowe Dębask i Sulechów 3, planowany wolumen sprzedaży energii elektrycznej dotyczy określonej części wolumenu, jaki w tym okresie zostanie wyprodukowany przez farmy wiatrowe Dębask i Sulechów 3. Energia elektryczna produkowana przez farmy wiatrowe Dębask i Sulechów 3 jest sprzedawana po stałej cenie, z tym zastrzeżeniem, że cena może zostać podwyższona lub obniżona w zależności od

wysokości uśrednionego wskaźnika CPI – średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem za poprzedni rok kalendarzowy publikowanego przez Główny Urząd Statystyczny. Pozostała ilość energii elektrycznej zużywanej przez Mercedes-Benz Manufacturing Poland sp. z o.o. będzie sprzedawana po cenie opartej o ceny na rynku SPOT na rynku towarów giełdowych Towarowej Giełdy Energii S.A. lub po stałej cenie dla określonej ilości energii elektrycznej, jeżeli taka stała cena zostanie ustalona zgodnie z procedurą określoną w umowie PPA+.

Łączna szacowana suma przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia na podstawie umów PPA i PPA+ może wynieść około 131.414.173,53 zł netto. W razie wcześniejszego rozwiązania umów PPA i PPA+ (na skutek okoliczności przewidzianych w odpowiednio dla każdej z umów), stronie uprawnionej należy się opłata za rozwiązanie w wysokości określonej, odpowiednio, w umowie PPA lub umowie PPA+.

#### Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty morskich farm wiatrowych umów na dostawę turbin wiatrowych i umów na wykonywanie serwisu gwarancyjnego

W dniu 15 lutego 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, zawarły z Siemens Gamesa Renewable Energy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, spółką z grupy Siemens Energy AG, każda spółka projektowa odrębnie, (i) umowy na dostawę turbin wiatrowych na potrzeby realizacji – odpowiednio – projektu morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III oraz (ii) umowy na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin wiatrowych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

Umowy na dostawy turbin obejmują zaprojektowanie, inżynierię, dostawę, nadzór nad instalacją i uruchomienie kompletnego zestawu 100 morskich turbin wiatrowych (50 dla każdej z farm wiatrowych) o maksymalnej mocy 14,4 MW każda wraz z systemem WTG SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów na dostawę turbin (tj. dla farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III), szacowane było na dzień zawarcia tych umów na kwotę ok. 1,66 mld EUR. Kwota ta nie jest ostateczna i będzie aktualizowana w czasie trwania umów na dostawę turbin, gdyż część wynagrodzenia wykonawcy oparta jest o stawki podlegające indeksacji w zakresie cen określonych materiałów i usług, inflacji, zabezpieczenia walutowego czy kosztów pracy. Ostateczne wynagrodzenie wykonawcy zostanie ustalone zgodnie z postanowieniami umów na dostawę turbin na podstawie ostatecznie zrealizowanego zakresu prac i po uwzględnieniu czynników zależnych od sytuacji rynkowej. Spółki projektowe szacują całkowitą kwotę wydatków inwestycyjnych do poniesienia na podstawie umów na dostawę turbin, w tym w związku ze zrealizowaniem opcji, na kwotę ok. 1,8 mld EUR.

Zawarcie umów na dostawę turbin wiąże się z koniecznością poniesienia przez spółki projektowe istotnych nakładów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej dla farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Szacowana wartość nakładów inwestycyjnych do poniesienia przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej, z uwzględnieniem indeksacji, wynosi ok. 88 mln PLN i ok. 88 mln EUR.

Obie umowy na dostawę turbin zawierają tożsame postanowienia merytoryczne, standardowe dla tego typu kontraktów, w tym dotyczące szczegółowego określenia zakresu i harmonogramu prac, zasad rozwiązania umów, zasad odpowiedzialności, w tym kar umownych czy też gwarancji należytego wykonania umów na dostawę turbin. Różnice między umowami na dostawę turbin odzwierciedlają odmienności projektowe każdej z morskich farm wiatrowych.

Umowy na dostawę turbin gwarantują spółkom projektowym prawo ich rozwiązania również bez wskazania przyczyny, przy czym rozwiązanie umów na dostawę turbin w tym trybie wiązać się będzie z obowiązkiem uiszczenia na rzecz wykonawcy opłat za rozwiązanie, których wartość rośnie

w czasie, w zależności od chwili rozwiązania umów na dostawę turbin. Uzgodnione wynagrodzenie wykonawcy zostało skalkulowane przy założeniu tzw. instalacji back-to-back, tj. realizacji obu kontraktów w trybie ciągłym. Jeżeli założenie to nie ziści się ze względu na nie przystąpienie przez daną spółkę projektową do realizacji prac dla jednej z farm wiatrowych lub rozwiązanie jednej z umów na dostawę turbin do ceny umownej zostanie doliczona kwota ok. 30 mln EUR. Zawarcie umów na dostawę turbin pozwala na realizację morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zgodnie z aktualnym harmonogramem.

Umowy na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin obejmują konserwację i serwis gwarancyjny turbin wiatrowych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III w okresie 5 lat. Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin (tj. dla morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III), szacowane było na dzień zawarcia tych umów na kwotę ok. 384 mln EUR, która to kwota obejmuje opłatę początkową i opłaty roczne należne wykonawcy we wskazanym powyżej 5-letnim okresie.

Opłaty za usługi określone w umowach na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin będą podlegać indeksacji, której poziom zależności będzie od wskaźnika cen producentów w branży i danych kwartalnych publikowanych przez Eurostat. Spółki projektowe mogą przedłużyć okres obowiązywania umów na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin o kolejne 5 lat, co jednak wiązać się będzie z zapłatą na rzecz wykonawcy wyższego wynagrodzenia rocznego. Obie umowy na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin zawierają tożsame postanowienia merytoryczne, standardowe dla tego typu kontraktów, w tym dotyczące szczegółowego określenia zakresu i harmonogramu prac, zasad rozwiązania umów czy też zasad odpowiedzialności. Różnice między umowami na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin odzwierciedlają odmienności projektowe każdej z morskich farm wiatrowych. Na podstawie umów na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin wiatrowych wykonawca udzielił spółkom projektowym gwarancji wydajności.

Zgodnie z umowami na dostawę turbin Polenergia S.A. zobowiązana została do dostarczenia zabezpieczenia płatności w postaci gwarancji korporacyjnych. Gwarancje korporacyjne wystawiane przez Polenergia S.A. dotyczą 50% wartości istniejących zobowiązań spółek projektowych wobec wykonawcy. Maksymalna kwota zobowiązań Polenergia S.A. z tytułu gwarancji korporacyjnych wynosi łącznie w zaokrągleniu: (i) do 27 mln EUR i do 29,6 mln PLN za zobowiązania powstałe w okresie od 30 września 2024 roku do dnia 30 kwietnia 2025 roku, oraz (ii) do 47,2 mln EUR i do 52 mln PLN za zobowiązania powstałe w okresie od 1 maja 2025 roku do dnia 31 lipca 2025 roku, przy czym w każdym wypadku gwarancje korporacyjne będą wygasać w razie osiągnięcia zamknięcia finansowego potwierdzonego przez instytucję finansującą (agenta kredytu). Gwarancje korporacyjne zabezpieczają również zapłatę przez spółki projektowe opłat za rozwiązanie umów na dostawę turbin.

Umowy na dostawę turbin wiatrowych oraz umowy na wykonywanie serwisu gwarancyjnego turbin wiatrowych zostały zawarte pod prawem angielskim.

#### Zawarcie istotnych umów na produkcję i dostawę konstrukcji fundamentowych pod turbiny wiatrowe typu monopali przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych

W dniu 16 lutego 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, zawarły ze spółką SIF Netherlands B.V. z siedzibą w Roermond (Holandia) umowy na produkcję i dostawę konstrukcji fundamentowych pod turbiny wiatrowe typu monopali. Zawarcie umów finalnych poprzedziło podpisanie w dniu 30 kwietnia 2023 r. umów rezerwacyjnych, następnie aneksowanych w dniach 29 września 2023 roku oraz 12 stycznia 2024 roku.

W ramach zawartych umów zostanie wyprodukowanych 100 monopali, po 50 dla każdej z morskich farm wiatrowych, na których osadzone zostaną turbiny wiatrowe. Zgodnie z przyjętym harmonogramem rozpoczęcie prac produkcyjnych planowane jest na II kwartał 2025 roku, a ukończenie produkcji ostatnich monopali w I kwartale 2026 roku. Łączne wynagrodzenie

wykonawcy na podstawie obu umów (tj. dla morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania umów – na kwotę ok. 440 mln EUR. Wynagrodzenie jest oparte o stawki indeksowane wskaźnikiem inflacji cen w zakresie materiałów i usług wykorzystanych do produkcji. Może być także skorygowane w związku z ewentualnymi zmianami projektowymi fundamentów.

Umowy zawierają tożsame postanowienia merytoryczne, standardowe dla tego typu kontraktów, w tym dotyczące szczegółowego określenia zakresu i harmonogramu prac, zasad rozwiązywania umów, zasad odpowiedzialności, w tym kar umownych, a także udzielanych przez wykonawcę gwarancji należytego wykonania umów oraz gwarancji na wykonane prace. Opłata za przedterminowe rozwiązanie umów przez spółki projektowe jest wprost proporcjonalna do kosztów prac produkcyjnych wykonawcy oraz bilansu zrealizowanych i nieopłaconych zamówień, zgodnie z krzywą wzrostu kosztów przewidzianą w umowach. Umowy przewidują mechanizm clawback, pomniejszający koszty rezygnacji w przypadku pozyskania przez wykonawcę zamówień na tożsamy slot produkcyjny.

Zawarcie umów pozwala na realizację farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zgodnie z aktualnym harmonogramem. W związku z zawarciem umów Polenergia S.A. została zobowiązana do wystawienia poręczeń za zobowiązania spółek projektowych, w tym w zakresie zapłaty 50% kosztów wykonawcy poniesionych w związku z przedterminowym zakończeniem umów. Na dzień zawarcia umów maksymalna kwota zobowiązań gwarancyjnych po stronie Polenergia S.A. dla obu farm wiatrowych łącznie szacowana jest na ok. 170 mln EUR, przy czym w każdym przypadku datą wygaśnięcia poręczeń Polenergia S.A. będzie osiągnięcie zamknięcia finansowego potwierdzonego przez instytucję finansującą (agenta kredytu).

Umowy zostały zawarte pod prawem angielskim.

W grudniu 2024 roku spółki projektowe podwyższyły limity odpowiedzialności w ramach gwarancji korporacyjnych wystawionych na rzecz spółki SIF Netherlands B.V. Złożenie podwyższonych gwarancji korporacyjnych związane było z rozpoczęciem przez wykonawcę kolejnej fazy realizacji umów na produkcję i dostawę konstrukcji fundamentowych pod turbiny wiatrowe typu monopole polegającą na zamówieniu kluczowych elementów stalowych konstrukcji fundamentów. Maksymalne przewidywane kwoty gwarantowanych przez Polenergia S.A. zobowiązań wobec wykonawcy w okresie do zamknięcia finansowego projektów uległy zwiększeniu w ten sposób, że w odniesieniu do projektu MFW Bałtyk II z dotychczasowych ok. 99,5 mln EUR zostały zwiększone do ok. 111,6 mln EUR oraz w odniesieniu do projektu MFW Bałtyk III z ok. 68 mln EUR do szacowanych ok. 108,7 mln EUR. Zamknięcie finansowe projektów planowane jest w drugim kwartale 2025 r. Wraz z osiągnięciem zamknięcia finansowego projektów udzielone gwarancje korporacyjne wygasają.

#### Zawarcie umów na dostawę modułów dla projektów farm fotowoltaicznych Szprotawa I i Szprotawa II

W dniu 22 lutego 2024 roku, spółki zależne Polenergia S.A. – (i) Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o. o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa I o łącznej mocy zainstalowanej 47 MWp oraz (ii) Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa II o łącznej mocy zainstalowanej 20 MWp zawarły ze spółką Jinko Solar (Chuzhou) Co., Ltd. umowę dotyczącą dostawy modułów fotowoltaicznych na potrzeby farmy fotowoltaicznej Szprotawa I oraz umowę dotyczącą dostawy modułów fotowoltaicznych na potrzeby farmy fotowoltaicznej Szprotawa II.

Umowy obejmują sprzedaż modułów fotowoltaicznych wyprodukowanych przez dostawcę, w ilości wymaganej dla realizacji farmy fotowoltaicznej Szprotawa I oraz farmy fotowoltaicznej Szprotawa II. Warunki umów nie odbiegają od standardowych warunków rynkowych dla tego typu kontraktów. Ich postanowienia dotyczą w szczególności: zobowiązań stron, wynagrodzenia i zasad rozliczeń, odpowiedzialności, w tym jej ograniczenia, gwarancji usunięcia wad i usterek dostarczonych modułów. Umowy nie dotyczą dostawy inwerterów. Łączna wartość umów wynosi ok. 8 mln EUR.

Zawarcie umów stanowiło osiągnięcie istotnego kamienia milowego rozwoju farmy fotowoltaicznej Szprotawa I i farmy fotowoltaicznej Szprotawa II.

Zawarcie umowy przelewu wierzytelności i przejęcia długu z umowy o dofinansowanie przez spółkę zależną Polenergia S.A.

W dniu 8 kwietnia 2024 roku, spółka zależna Polenergia S.A. – Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. wraz ze spółką zależną Polenergia S.A. – Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. zawarły z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej aneks do umowy o dofinansowanie projektu pod nazwą „Budowa przez Polenergia ENS sp. z o.o. ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz Nowej Sarzynie”.

Zgodnie z aneksem Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. i Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej wyraziły zgodę na wstąpienie przez Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. we wszelkie prawa i obowiązki Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. wynikające z umowy o dofinansowanie. Wstąpienie Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. w prawa i obowiązki Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. ma skutek zwalniający wobec Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., tj. od momentu zawarcia aneksu Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. nie jest stroną praw i obowiązków wynikających z umowy o dofinansowanie.

Łączna kwota dofinansowania projektu w formie dotacji nie uległa zmianie i wynosi 20.000.000 zł, co stanowi ok. 43 % kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Zgodnie z aneksem, stacje tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą powinny zostać oddane do użytkowania w drugiej połowie 2025 roku, przy czym umowa o dofinansowanie przewiduje możliwość wprowadzania zmian do harmonogramu. Zgodnie z umową o dofinansowanie oraz z aneksem, uprawnienie Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. do wypłaty środków z dotacji jest uzależnione od spełnienia warunków powszechnie stosowanych dla spółek celowych w umowach zawieranych z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów rezerwacyjnych oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie transportu i instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych oraz morskiej stacji transformatorowej

W dniu 17 kwietnia 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały z Heerema Marine Contractors Nederland SE (każda spółka projektowa odrębnie) umowy rezerwacyjne oraz na wykonanie prac wstępnych dla umowy na transport i instalację fundamentów morskich turbin wiatrowych oraz morskiej stacji transformatorowej.

Przedmiotem umów rezerwacyjnych było zobowiązanie stron do kontynuowania w dobrej wierze negocjacji ostatecznych umów na transport i instalację fundamentów morskich turbin wiatrowych oraz morskiej stacji transformatorowej, w zamian za rezerwację przez dostawcę dostępności statków instalacyjnych na potrzeby realizacji morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zgodnie z zakładanym harmonogramem. Umowy rezerwacyjne dotyczyły również wykonania prac wstępnych, które następnie objęte zostały umowami finalnymi. Umowy rezerwacyjne mogły zostać rozwiązane przez spółki projektowe bez przyczyny, co spowodowałoby obowiązek zapłaty na rzecz dostawcy wynagrodzenia za wykonane prace wstępne, opłaty za rezygnację oraz opłat za rezygnację i opłat rezerwacyjnych na rzecz poddostawców.

Opłaty za rezygnację mogły wynieść do ok. 29,2 mln euro na oba projekty. Analogicznymi opłatami spółki projektowe mogły zostać obciążone, w razie gdy nie doszłoby do podpisania umów finalnych do dnia 1 lipca 2024 roku, z zastrzeżeniem możliwości przedłużenia tego terminu przez strony. W związku z zawarciem przez spółki projektowe z Heerema Marine Contractors Nederland SE w dniu 2 lipca 2024 roku umów finalnych na transport i instalację fundamentów turbin i morskich stacji transformatorowych, umowy rezerwacyjne wygasły.

Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty morskich farm wiatrowych umów rezerwacyjnych statków instalacyjnych oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie przygotowania do instalacji morskich turbin wiatrowych

W dniu 12 maja 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały z CADELER A/S z siedzibą w Kopenhadze (Dania) (każda spółka projektowa odrębnie) umowy rezerwacyjne statków instalacyjnych oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie przygotowania do instalacji morskich turbin wiatrowych w projektach budowy dwóch morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III.

Przedmiotem umów rezerwacyjnych było zobowiązanie stron do kontynuowania w dobrej wierze negocjacji ostatecznych umów na instalację morskich turbin wiatrowych dla projektów budowy dwóch morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, w zamian za rezerwację przez dostawcę dostępności statków instalacyjnych na potrzeby realizacji prac instalacyjnych turbin wiatrowych zgodnie z zakładanym harmonogramem. Umowy rezerwacyjne dotyczyły również wykonania wstępnych prac przygotowawczych, które następnie objęte zostały umowami finalnymi.

Umowy rezerwacyjne mogły zostać rozwiązane przez spółki projektowe bez przyczyny, co spowodowałoby obowiązek zapłaty na rzecz dostawcy opłaty za rezygnację w wysokości po 5 mln euro przez każdą ze spółek projektowych. Analogicznymi opłatami spółki projektowe mogły zostać obciążone, w razie gdy, z przyczyn zależnych od spółek projektowych, nie doszłoby do podpisania umów finalnych do dnia 1 września 2024 roku, z zastrzeżeniem możliwości przedłużenia tego terminu przez strony. W związku z zawarciem przez spółki projektowe ze spółką CADELER A/S z siedzibą w Kopenhadze (Dania) w dniu 30 września 2024 r. umów finalnych czarteru statków instalacyjnych morskich turbin wiatrowych, umowy rezerwacyjne wygasły.

Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów rezerwacyjnych oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie zaprojektowania i budowy w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych

W dniu 14 maja 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały z Lemants NV z siedzibą w Arendonk (Belgia) (każda spółka projektowa odrębnie) umowy rezerwacyjne oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie zaprojektowania i budowy morskich stacji transformatorowych, po jednej stacji dla każdego z projektów.

Przedmiotem umów rezerwacyjnych była rezerwacja zasobów wykonawcy i kluczowych podwykonawców w zakładanym harmonogramie oraz zobowiązanie stron do kontynuowania w dobrej wierze negocjacji ostatecznych umów EPC, tj. na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych (umów finalnych). Umowy rezerwacyjne przewidywały także rozpoczęcie przez wykonawcę niezbędnych prac wstępnych i zamówień materiałów z długim terminem dostaw, umożliwiającym terminową realizację projektów budowy dwóch morskich farm wiatrowych.

Umowy rezerwacyjne mogły zostać rozwiązane przez spółki projektowe bez przyczyny za zapłatą wynagrodzenia za wykonane prace wstępne oraz opłat za rezygnację na rzecz podwykonawców. Opłaty za rezygnację mogły wynieść do ok. 65,5 mln euro łącznie na oba projekty budowy morskich farm wiatrowych. Analogiczne koszty spółki projektowe mogły ponieść w przypadku, gdy z winy spółek projektowych, do dnia 1 sierpnia 2024 roku nie doszłoby do podpisania umów finalnych, z zastrzeżeniem możliwości przedłużenia tego terminu przez strony. W związku z zawarciem przez spółki projektowe z Lemants NV umów finalnych w dniu 30 sierpnia 2024 roku, umowy rezerwacyjne wygasły.

Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów rezerwacyjnych oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie produkcji elementów przejściowych morskich turbin wiatrowych

W dniu 28 czerwca 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały z konsorcjum spółek Smulders Projects Belgium NV i Sif Netherlands B.V., każda spółka projektowych odrębnie, umowy rezerwacyjne oraz na wykonanie prac wstępnych w zakresie produkcji elementów przejściowych morskich turbin wiatrowych.

Celem umów rezerwacyjnych było umożliwienie dostawcom rozpoczęcia prac, zabezpieczenia głównych zasobów dostawców, w tym dostępności portu instalacyjnego i dostępności wybranych podwykonawców, a także zobowiązanie stron do negocjowania w dobrej wierze warunków ostatecznych umów na produkcję elementów przejściowych dla morskich turbin wiatrowych zastosowanych w projektach budowy morskich farm wiatrowych (umów finalnych).

Umowy rezerwacyjne mogły zostać rozwiązane przez spółki projektowe bez przyczyny, co spowodowałoby obowiązek zapłaty na rzecz dostawców wynagrodzenia za wykonane prace wstępne, opłaty za rezygnację oraz opłat na rzecz podwykonawców. Opłaty za rezygnację mogły wynieść ok. 44 mln euro na oba projekty. W celu zabezpieczenia opłat za rezygnację, Polenergia S.A., stosowanie do posiadanego udziału w projektach, zobowiązana była do wystawienia dostawcom gwarancji płatności spółki dominującej (Parent Company Guarantee) do kwoty 22 mln EUR łącznie dla obu projektów. W związku z zawarciem przez spółki projektowe z konsorcjum spółek Smulders Project Belgium NV i Sif Netherlands B.V. w dniu 30 sierpnia 2024 roku umów finalnych na produkcję elementów przejściowych morskich turbin wiatrowych, umowy rezerwacyjne wygasły.

Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów na transport i instalację fundamentów morskich turbin wiatrowych oraz morskich stacji transformatorowych

W dniu 2 lipca 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały z Heerema Marine Contractors Nederland SE (każda spółka projektowa odrębnie) umowy na transport i instalację fundamentów turbin i morskich stacji transformatorowych, po jednej dla każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych (umowy finalne).

Zawarcie umów finalnych poprzedziło podpisanie umów rezerwacyjnych w dniu 17 kwietnia 2024 roku przez spółki projektowe z wykonawcą. Przedmiotem umów finalnych jest transport i instalacja fundamentów turbin wiatrowych typu monopala, elementów przejściowych oraz morskich stacji transformatorowych z wykorzystaniem specjalistycznych statków instalacyjnych.

Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów (tj. dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych) zostało wstępnie oszacowane – na dzień podpisania umów finalnych – na kwotę ok. 390 mln EUR, przy czym szacunki zostaną uaktualnione na ok. 15 miesięcy przed przystąpieniem prac instalacyjnych. Ostateczne indeksowane wynagrodzenie będzie uzależnione m.in. od finalnego czasu pracy statków, cen paliw oraz kosztów zakontraktowanych podwykonawców. Treść umów finalnych jest jednolita w zakresie głównych postanowień z zachowaniem rozbieżności projektowych. Umowy finalne zawierają standardowe postanowienia dla kontraktów instalacyjnych dotyczących prac na morzu.

Wykonawca udzieli spółkom projektowym gwarancji należytego wykonania umów finalnych oraz dostarczy gwarancję korporacyjną. W związku z zawarciem umów finalnych Polenergia S.A. została zobowiązana do udzielenia na rzecz wykonawcy gwarancji płatności (Parent Company Guarantee)

za zobowiązania powstałe w okresie do osiągnięcia przez spółki projektowe zamknięcia finansowego. Łączna przewidywana maksymalna wartość udzielonych przez Polenergia S.A. gwarancji płatności wynosi dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych łącznie ok. 42 mln EUR za płatności w walucie EUR oraz ok 90 mln USD za płatności w walucie USD.

#### Zawarcie umowy kredytów dla projektu PV Szprotawa 1

W dniu 2 lipca 2024 roku, spółka zależna Polenergia S.A. – Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa 1 o łącznej mocy 47 MWp, jako kredytobiorca, oraz mBank S.A. i Pekao S.A., jako kredytodawcy, zawarły umowę kredytów.

Na podstawie umowy kredytów, kredytodawcy udzieli kredytobiorcy: (i) kredytu terminowego do łącznej kwoty 90.000.000,00 złotych, przeznaczonego na finansowanie budowy farmy fotowoltaicznej Szprotawa 1, z możliwością zwiększenia zaangażowania kredytodawców (po spełnieniu dodatkowych warunków określonych w umowie kredytów); (ii) kredytu VAT do maksymalnej łącznej kwoty 20.000.000,00 złotych; oraz (iii) kredytu DSR do maksymalnej łącznej kwoty 6.500.000,00 złotych.

W związku z umową kredytów kredytobiorca oraz Polenergia S.A. zostali zobowiązani do zawarcia standardowego pakietu zabezpieczeń stosowanych w transakcjach typu project finance. Kredytobiorca m.in. złożył oświadczenie o poddaniu się egzekucji oraz ustanowił zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy ruchomych i praw, natomiast Polenergia S.A. ustanowiła zastaw rejestrowy oraz finansowy na udziałach w kredytobiorcy oraz złożyła oświadczenia o poddaniu się egzekucji.

Umowa kredytów przewiduje spłatę kredytu terminowego oraz kredytu DSR nie później niż w terminie 15 lat od daty zakończenia projektu lub do dnia 16 czerwca 2040 roku (wcześniejsza z dat), a kredytu VAT w terminie sześciu miesięcy od daty ostatecznego rozliczenia budowy, ale nie później niż do dnia 30 kwietnia 2026 roku. Oprocentowanie kredytów ustalone jest w oparciu o stopę referencyjną WIBOR, powiększoną o marżę kredytodawców. Warunki umowy kredytów, w tym dotyczące zabezpieczeń, kar umownych, uruchomienia finansowania oraz wypowiedzenia umowy kredytów, odpowiadają postanowieniom stosowanym w tego typu transakcjach.

#### Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów na dostawę kluczowych komponentów farm wiatrowych oraz kluczowych umów fazy budowy

W dniu 30 sierpnia 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, zawarły (każda spółka projektowa odrębnie): (i) umowy na produkcję elementów przejściowych morskich turbin wiatrowych z konsorcjum spółek Smulders Project Belgium NV i Sif Netherlands B.V.; zawarcie umów na elementy przejściowe poprzedziło podpisanie w dniu 28 czerwca 2024 roku umów rezerwacyjnych przez spółki projektowe z wykonawcą; (ii) umowy na prace instalacyjne kabli eksportowych na lądzie ze spółką Enprom sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; oraz (iii) umowy na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych ze spółką Lemants NV z siedzibą w Arendonk, Belgia. Zawarcie umów na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych poprzedziło podpisanie w dniu 14 maja 2024 roku umów rezerwacyjnych przez spółki projektowe z wykonawcą.

W ramach umów na produkcję elementów przejściowych zostanie wyprodukowanych 100 elementów przejściowych łączących fundament (monopal) z wieżą turbiny wiatrowej wraz z wyposażeniem, po 50 dla każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych, przy czym transport i instalację elementów przejściowych zapewni Heerema Marine Contractors Nederland SE, na mocy odrębnego kontraktu. Zgodnie z przyjętym harmonogramem rozpoczęcie produkcji planowane jest w I połowie 2025 roku, a ukończenie w połowie 2026 roku.

Wynagrodzenie wykonawcy jest oparte o stawki indeksowane wskaźnikiem inflacji cen w zakresie materiałów i usług (np. stali) wykorzystanych do produkcji. W chwili zawarcia umów na produkcję



elementów przejściowych oszacowano je na kwotę ok. 328 mln EUR. Kwota ta będzie zaktualizowana po sfinalizowaniu projektowania, a przed zamówieniem stali. Wynagrodzenie może także ulec zwiększeniu w przypadku uruchomienia przez spółki projektowe opcjonalnego zakresu prac.

Umowy gwarantują spółkom projektowym prawo do ich rozwiązania w każdym czasie z zastrzeżeniem obowiązku uiszczenia na rzecz wykonawcy opłat za rozwiązanie umowy (od 15% do 25% niezapłaconego wynagrodzenia przewidzianego umową). Umowy na produkcję elementów przejściowych przewidują mechanizm claw back, pomniejszający koszty ewentualnej rezygnacji spółek projektowych z realizacji projektów budowy morskich farm wiatrowych w przypadku pozyskania przez wykonawcę zamówień na porównywalny projekt (zwrot kosztów do 75% wartości opłaty za rozwiązanie).

Umowy na instalację kabli obejmują swoim zakresem budowę korytarza kablowego oraz montaż lądowych kabli eksportowych dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych. Zgodnie z przyjętym harmonogramem rozpoczęcie prac planowane było w ostatnim kwartale 2024 roku, a ukończenie prac budowlanych planowane jest w lipcu 2026 roku. Harmonogram prac będzie dostosowany do harmonogramu prac przewidzianego w umowach na instalację kabli.

Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów na instalację kabli (tj. dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania umów na instalację kabli – na kwotę ok. 172,6 mln PLN. Kwota ta nie jest ostateczna i może być zwiększana w czasie trwania umów na instalację kabli poprzez dodatkowe prace, uruchamiane na żądanie spółek projektowych. Wynagrodzenie nie podlega indeksacji. Umowy gwarantują spółkom projektowym prawo do ich rozwiązania również bez wskazania przyczyny, w takim przypadku wykonawca ma prawo do odszkodowania za prace wykonane przed rozwiązaniem umowy na instalację kabli, jeżeli zostały zakończone w sposób satysfakcjonujący daną spółkę projektową.

Zakres prac umów na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych obejmuje zaprojektowanie, zakup materiałów oraz budowę w formule „pod klucz” (EPC) dwóch morskich stacji transformatorowych, po jednej dla każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych, przy czym transport i instalację stacji transformatorowych zapewni Heerema Marine Contractors Nederland SE, na mocy odrębnego kontraktu. Zgodnie z przyjętym harmonogramem pierwsze prace projektowe rozpoczęły się w lutym 2024 roku na podstawie zawartych umów rezerwacyjnych, natomiast ukończenie prac planowane jest w październiku 2026 roku dla MFW Bałtyk II oraz kwietniu 2027 dla MFW Bałtyk III.

Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych (tj. dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania umów – na kwotę ok. 350 mln EUR. Wynagrodzenie jest oparte o stawki indeksowane wskaźnikiem inflacji cen w zakresie materiałów wykorzystanych do produkcji konstrukcji podwodnych i modułów nawodnych stacji transformatorowej. Opłata za ewentualne przedterminowe rozwiązanie umów na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych przez spółki projektowe jest wprost proporcjonalna do kosztów prac produkcyjnych wykonawcy oraz bilansu zrealizowanych zamówień, zgodnie z krzywą wzrostu kosztów przewidzianą w umowach na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych.

Umowy na produkcję elementów przejściowych morskich turbin wiatrowych oraz umowy na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych były uwarunkowane od dostarczenia poręczeń (Parent Company Guarantee), przez strony obowiązane do ich wystawienia. Polenergia S.A. została zobowiązana do dostarczenia poręczeń za zobowiązania powstałe w okresie do potwierdzenia przez instytucje finansowe udzielenia finansowania dla projektów budowy morskich farm wiatrowych (osiągnięcie przez spółki projektowe zamknięcia finansowego). Warunek ziścił się i tym samym umowy na produkcję elementów przejściowych oraz umowy na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych weszły w życie. Na dzień 30 sierpnia 2024 roku maksymalna kwota zobowiązań gwarancyjnych po stronie Polenergia S.A. dla obu projektów budowy morskich farm

wiatrowych łącznie szacowana jest: (i) w przypadku umów na produkcję elementów przejściowych morskich turbin wiatrowych na ok. 100 mln EUR, oraz (ii) w przypadku umów na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” morskich stacji transformatorowych na ok. 51 mln EUR.

Zawarte w dniu 30 sierpnia 2024 roku umowy zawierają podobne postanowienia merytoryczne, standardowe dla tego typu kontraktów, w tym dotyczące szczegółowego określenia zakresu i harmonogramu prac, zasad rozwiązywania umów, zasad odpowiedzialności, w tym kar umownych, a także udzielanych przez wykonawcę gwarancji należytego wykonania umów oraz gwarancji na wykonane prace. Różnice między umowami odzwierciedlają specyfikę realizacji kontraktów (prace morskie/prace lądowe). Treść umów dla obu spółek projektowych jest tożsama z uwzględnieniem odmienności projektowych każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych. Umowy zostały zawarte pod prawem angielskim. Zawarcie umów wiąże się z koniecznością poniesienia przez spółki projektowe istotnych nakładów inwestycyjnych (capex) przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej (FID) dla projektów budowy morskich farm wiatrowych oraz przed potwierdzeniem przez instytucje finansowe udzielenia finansowania dla obu projektów (osiągnięcie przez spółki projektowe zamknięcia finansowego), którego pozyskanie jest w toku. Zawarcie umów pozwala na realizację obu projektów budowy morskich farm wiatrowych zgodnie z aktualnym harmonogramem oraz z zachowaniem interfejsów z pozostałymi wykonawcami prac w obu projektach.

*Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie i dostawę kabli na lądzie oraz na wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd*

W dniu 11 września 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, zawarły (każda spółka projektowa odrębnie): (i) umowy na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie ze spółką Tele-Fonika Kable S.A. z siedzibą w Myślenicach, oraz (ii) umowy na wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd ze spółką Visser & Smit Hanab B.V. z siedzibą w Papendrecht (Holandia).

Zakres umów na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie obejmuje zaprojektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę lądowych kabli eksportowych, lądowych kabli połączeniowych i lądowych kabli światłowodowych, w tym wszystkie prace związane z łączeniem, uziemieniem i zakończeniem linii kablowej dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych. Zgodnie z przyjętym harmonogramem ukończenie prac planowane jest na pierwszy kwartał 2027 roku – w przypadku MFW Bałtyk II i na drugi kwartał 2027 roku – w przypadku MFW Bałtyk III.

Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie (tj. dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania ww. umów – na kwotę ok. 139,5 mln PLN. Wysokość wynagrodzenia wykonawcy może ulec zmianie – w szczególności na skutek zastosowania aktualnych cen materiałów wykorzystanych do realizacji umów na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie takich jak miedź i aluminium. Umowy na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie gwarantują spółkom projektowym prawo do ich rozwiązania również bez wskazania przyczyny, przy czym rozwiązanie umów w tym trybie wiązać się będzie z obowiązkiem uiszczenia na rzecz wykonawcy opłaty równej 3% pozostałego wynagrodzenia oraz udokumentowanych kosztów i wynagrodzeń podwykonawców związanych z rezygnacją. W związku z zawarciem umów na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie Polenergia S.A. została zobowiązana do wystawienia poręczeń za zobowiązania spółek projektowych wobec wykonawcy powstałe w okresie do osiągnięcia przez spółki projektowe zamknięcia finansowego. Na dzień 11 września 2024 roku maksymalna kwota zobowiązań netto gwarantowanych przez Polenergia S.A. dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych na podstawie umów na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie łącznie szacowana jest na ok. 36 mln PLN.

W ramach umów na wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd wykonawca zobowiązał się do wykonania czterech horyzontalnych przewiertów kierunkowych (HDD) oraz montażu czterech kanałów kablowych w rejonie zejścia na ląd. Wykonane przewierty umożliwią wciągnięcie kabli eksportowych z części morskiej na ląd. Zgodnie z przyjętym harmonogramem rozpoczęcie prac miało nastąpić w ostatnim kwartale 2024 roku, a ukończenie do końca 2026 roku.

Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów na wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd (tj. dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych) zostało wstępnie określone – na dzień podpisania ww. umów – na kwotę ok. 31 mln EUR. Ostateczne wynagrodzenie będzie uzależnione m.in. od warunków pogodowych i wystąpienia ewentualnych przestoju w przypadku, gdy warunki te będą niekorzystne.

Umowy na wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd gwarantują spółkom projektowym prawo do ich rozwiązania również bez wskazania przyczyny, przy czym rozwiązanie umów na wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd w tym trybie wiązać się będzie z obowiązkiem uiszczenia na rzecz wykonawcy kwoty w wysokości 1% pozostałego wynagrodzenia. Wykonawca ma prawo do wynagrodzenia za prace wykonane przed rozwiązaniem umowy wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd, jeżeli zostały zakończone w sposób satysfakcjonujący spółki projektowe.

Zawarte w dniu 11 września 2024 roku umowy zawierają podobne postanowienia merytoryczne, standardowe dla tego typu kontraktów, w tym dotyczące szczegółowego określenia zakresu i harmonogramu prac, zasad rozwiązywania umów, zasad odpowiedzialności, w tym kar umownych, a także udzielanych przez wykonawcę gwarancji należytego wykonania umów oraz gwarancji na wykonane prace. Różnice między umowami odzwierciedlają specyfikę realizacji kontraktów (prace morskie/prace lądowe). Treść umów dla obu spółek projektowych jest tożsama z uwzględnieniem odmienności projektowych każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych. Umowy zostały zawarte pod prawem angielskim. Zawarcie umów wiąże się z koniecznością poniesienia przez spółki projektowe istotnych nakładów inwestycyjnych (capex) przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej (FID) dla obu projektów oraz przed potwierdzeniem przez instytucje finansowe udzielenia finansowania dla obu projektów (osiągnięcie przez spółki projektowe zamknięcia finansowego), którego pozyskanie jest w toku. Zawarcie umów pozwala na realizację projektów budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III zgodnie z aktualnym na datę zawarcia umów harmonogramem oraz z zachowaniem interfejsów z pozostałymi wykonawcami prac w obu projektach. Umowy na projektowanie, zakup materiałów, wykonanie oraz dostawę kabli na lądzie oraz umowy na wykonanie wyprowadzenia kabli eksportowych były jednymi z ostatnich istotnych kontraktów, które dopełniają zabezpieczenie dostaw i instalacji infrastruktury wyprowadzenia mocy z obu projektów.

#### Zawarcie umowy kredytów dla projektu PV Szprotawa 2

W dniu 19 września 2024 roku, spółka zależna Polenergia S.A. – Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Szprotawa 2 o łącznej mocy 20 MWp, jako kredytobiorca oraz Pekao S.A., jako kredytodawca zawarły umowę kredytów. Na podstawie umowy kredytów, kredytodawca udzieli kredytobiorcy: (i) kredytu terminowego do łącznej kwoty 27.000.000,00 złotych, przeznaczonego na finansowanie budowy farmy fotowoltaicznej Szprotawa 2, z możliwością zwiększenia zaangażowania kredytodawcy (po spełnieniu dodatkowych warunków określonych w umowie kredytów); (ii) kredytu VAT do maksymalnej łącznej kwoty 7.000.000,00 złotych; oraz (iii) kredytu DSR do maksymalnej łącznej kwoty 2.800.000,00 złotych.

W związku z umową kredytów kredytobiorca oraz Polenergia S.A. zobowiązani zostali do zawarcia standardowego pakietu zabezpieczeń stosowanych w transakcjach typu project finance. Kredytobiorca m.in. złożył oświadczenie o poddaniu się egzekucji oraz ustanowił zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy ruchomych i praw, natomiast Polenergia S.A. ustanowiła zastaw rejestrowy oraz finansowy na udziałach w kredytobiorcy oraz złożyła oświadczenia o poddaniu się egzekucji.

Umowa kredytów przewiduje spłatę kredytu terminowego oraz kredytu DSR nie później niż w terminie 15 lat od daty zakończenia projektu lub do dnia 16 grudnia 2039 roku (wcześniejsza z dat),

a kredytu VAT w terminie sześciu miesięcy od daty ostatecznego rozliczenia budowy, ale nie później niż do dnia 30 czerwca 2026 roku. Oprocentowanie kredytów ustalone jest w oparciu o stopę referencyjną WIBOR, powiększoną o marżę kredytodawcy. Warunki umowy kredytów, w tym dotyczące zabezpieczeń, kar umownych, uruchomienia finansowania oraz wypowiedzenia umowy kredytów, odpowiadają postanowieniom stosowanym w tego typu transakcjach.

*Nabycie pozostałych 40% udziałów w spółce Naxxar Wind Farm Four SRL, rozwijającej projekt farmy wiatrowej w Rumunii oraz zrzeczenie się przez wierzycieli roszczeń związanych m.in. z powództwem przeciwko Naxxar Wind Farm Four Srl oraz spółkom projektowym*

W dniu 27 września 2024 roku, Polenergia S.A. wykonała opcję kupna przyznaną na podstawie umowy nabycia 60% udziałów w spółce Naxxar Wind Farm Four Srl z siedzibą w Bukareszcie zawartej dnia 5 października 2023 r. z Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl z siedzibą w Bukareszcie, w wyniku czego Polenergia S.A. nabyła od Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl pozostałe 40% udziałów w Naxxar Wind Farm Four Srl. W konsekwencji, Polenergia S.A. stała się jedynym wspólnikiem Naxxar Wind Farm Four Srl. Na dzień 27 września 2024 roku Naxxar Wind Farm Four Srl posiadała 20% udziałów w każdej z 7 spółek celowych realizujących projekt farmy wiatrowej w Rumunii w okręgu Tulcea.

Wynagrodzenie za 40% udziałów w Naxxar Wind Farm Four Srl wyniosło 2.800.072,00 EUR i zostało zapłacone 27 września 2024 roku. Ponadto, w dniu 27 września 2024 r. m.in. Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl i WIP International GmbH zawarli ugodę w przedmiocie rozliczenia i zakończenia, w drodze wzajemnych ustępstw, wszelkich roszczeń WIP International GmbH, w tym roszczeń będących przedmiotem lub związanych z pozwem WIP International GmbH, skierowanych m.in. przeciwko: (i) Naxxar Wind Farm Four Srl, (ii) Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl, (iii) 7 spółkom celowym realizującym projekt farmy wiatrowej w Rumunii w okręgu Tulcea oraz (iv) Naxxar Wind Energy Project Zenon Srl – byłemu (przed Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl) właścicielowi udziałów w spółce Naxxar Wind Farm Four Srl. W ramach zawartej ugody WIP International GmbH całkowicie zrzekł się roszczeń wobec m.in. Polenergia S.A., Naxxar Wind Farm Four Srl, Naxxar Renewable Energy Management Holding Srl, 7 spółkom celowym realizującym projekt farmy wiatrowej w Rumunii w okręgu Tulcea, ich podmiotów powiązanych, podmiotów zależnych, akcjonariuszy, przedstawicieli, pracowników, a także wszelkich innych podmiotów trzecich. W rezultacie, nastąpiło zwolnienie z roszczeń, zaś postępowania sądowe toczące się przed rumuńskim sądem stały się bezpodstawne i Polenergia S.A. oczekuje, że zostaną umorzone.

*Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów czarteru statków instalacyjnych morskich turbin wiatrowych*

W dniu 30 września 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały ze spółką CADELER A/S z siedzibą w Kopenhadze (Dania) (każda ze spółek projektowych odrębnie) umowy czarteru statków instalacyjnych morskich turbin wiatrowych, po jednej dla każdego z projektów (umowy finalne).

Zawarcie umów finalnych poprzedziło podpisanie w dniu 12 maja 2024 roku umów rezerwacyjnych przez spółki projektowe z wykonawcą. W ramach umów finalnych wykonawca zobowiązał się między innymi do wyczarterowania dwóch statków instalacyjnych morskich turbin wiatrowych, załadunku, transportu i montażu morskich turbin wiatrowych wraz z towarzyszącymi pracami instalacyjnymi.

Łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów (tj. dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych) zostało wstępnie oszacowane – na dzień podpisania umów finalnych – na kwotę ok. 128 mln EUR, przy czym ostateczne wynagrodzenie zostanie uaktualnione o koszty paliwa, opłaty portowe oraz emisyjne (w sumie o ok. 4% wartości umów finalnych). Wynagrodzenie wykonawcy może także ulec zwiększeniu w przypadku uruchomienia przez spółki projektowe dodatkowych prac. Umowy finalne zawierają podobne postanowienia merytoryczne, standardowe

dla kontraktów morskich, w tym dotyczące szczegółowego określenia terminu mobilizacji załogi i harmonogramu prac instalacyjnych, a także zasad rozwiązywania umów finalnych, zasad odpowiedzialności, w tym kar umownych.

Wykonawca udzieli spółkom projektowym gwarancji należytego wykonania umów finalnych oraz dostarczy gwarancję korporacyjną. Treść umów finalnych dla obu spółek projektowych jest tożsama z uwzględnieniem odmienności projektowych każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych. Umowy finalne zostały zawarte pod prawem angielskim. Zawarcie umów finalnych pozwala na instalację turbin wiatrowych na obszarze Morza Bałtyckiego w dedykowanej do tego lokalizacji zgodnie z aktualnym harmonogramem oraz z zachowaniem interfejsów z pozostałymi wykonawcami prac w obu projektach budowy morskich farm wiatrowych.

#### Przystąpienie do programu rozwoju realizowanego pomiędzy Brookfield Power US Holding America Co. oraz Microsoft Corporation

W dniu 9 października 2024 roku, Polenergia S.A. podjęła decyzję o przystąpieniu przez Grupę Polenergia do Programu Rozwoju ustanowionego w ramach Ramowej Umowy dotyczącej energii elektrycznej zawartej pomiędzy Brookfield Power US Holding America Co. a Microsoft Corporation dnia 29 kwietnia 2024 roku, a następnie aneksowanej dnia 9 lipca 2024 roku.

W związku z przystąpieniem do Programu Rozwoju, spółka zależna Polenergia S.A. – Polenergia Obrót S.A. w dniu 10 października 2024 roku zawarła z Brookfield Power US Holding America Co. umowę Back-to-Back, na mocy, której zobowiązała się do zaoferowania Microsoft Corporation, we współpracy z Brookfield Power US Holding America Co., projektów energii odnawialnej o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 100 MW w Polsce w 2026 r. Polenergia Obrót S.A. może zaoferować większą ilość projektów energii odnawialnej, co będzie wymagać dodatkowej zgody kontrahenta. W wyniku powyższego zostaną zawarte z Microsoft Corporation umowy rozliczenia finansowego zakupu energii elektrycznej (virtual power purchase agreement), których stroną będą spółki należące do Grupy Polenergia rozwijające projekty związane z wytwarzaniem energii z odnawialnych źródeł energii.

Umowa Back-to-Back jest wynikiem zobowiązania Brookfield Power US Holding America Co. wobec Microsoft Corporation, powstałego na mocy Ramowej Umowy dotyczącej energii elektrycznej. Celem Ramowej Umowy dotyczącej energii elektrycznej jest ustanowienie Programu Rozwoju, w ramach którego Microsoft Corporation będzie nabywać m.in. całość lub część produkcji projektów energii odnawialnej o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 100 MW zgodnie z warunkami określonymi w umowie rozliczenia finansowego zakupu energii elektrycznej, które zostaną zawarte w ramach ww. Programu Rozwoju.

Zgodnie z postanowieniami umowy Back-to-Back, Polenergia Obrót S.A. ponosi odpowiedzialność za tzw. niedobór w przypadku niewykonania zobowiązania do zaoferowania Microsoft Corporation projektów energii odnawialnej co najmniej na poziomie 85% umówionego wolumenu. Maksymalna odpowiedzialność Polenergia Obrót S.A. ograniczona jest do 1.500.000 USD. Na podstawie umowy o współpracy zawartej pomiędzy Polenergia S.A. a Polenergia Obrót S.A., powyższa odpowiedzialność została przeniesiona na Polenergia S.A. Umowa Back-to-Back została zawarta na czas obowiązywania Ramowej Umowy dotyczącej energii elektrycznej (tj. do 31 grudnia 2030 roku) i ulega rozwiązaniu, jeśli nastąpi przedterminowe rozwiązanie Ramowej Umowy dotyczącej energii elektrycznej lub zostanie rozwiązana przez Polenergia Obrót S.A. po 31 grudnia 2027 r. Umowa Back-to-Back zawarta jest według prawa stanu Nowy Jork, przy czym arbitraż umiejscowiony jest w Londynie.

#### Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych umów czarteru statków do transportu załogi

W dniu 25 października 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, podpisały łącznie cztery umowy na czarter statków

do transportu załogi. Każda ze spółek projektowych zawarła w tym zakresie po dwie umowy – jedną ze spółką Northern Offshore Services A/S z siedzibą w Kopenhadze, Dania, a drugą ze spółką Njord Offshore Ltd. z siedzibą w Maud's Court, Wielka Brytania.

W ramach umów Northern Offshore Services A/S oraz Njord Offshore Ltd. jako armatorzy wycarterują spółkom projektowym łącznie cztery statki do transportu załogi (ang. CTV – Crew Transport Vessels) obsługującej proces budowy morskich farm wiatrowych i stacji transformatorowych na morzu oraz zapewniającej serwisowanie w początkowym okresie eksploatacji projektów budowy morskich farm wiatrowych, w tym w fazie rozruchu technologicznego (po dwa statki dla każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych).

Spółka MFW Bałtyk II sp. z o.o. zawarła umowy na trzyletni okres czarteru, natomiast umowy dla spółki MFW Bałtyk III sp. z o.o. zostały zawarte w formule opcji (na okres trzech lat), która może zostać wykonana przez tę spółkę do dnia 1 września 2026 r. Każda ze spółek ma możliwość opcjonalnego przedłużenia umów o kolejne trzy lata. Wynagrodzenie za czarter statków zostało określone w umowach stałą stawką dzienną z uwzględnieniem waloryzacji.

Spółka MFW Bałtyk II sp. z o.o. szacuje koszt czarteru w trzyletnim okresie na ok. 13,5 mln EUR, a spółka MFW Bałtyk III sp. z o.o. na ok. 13,8 mln EUR (jeśli skorzysta z wykonania opcji). Oprócz tego, w przypadku przedłużenia umów o kolejne trzy lata, dodatkowe wynagrodzenie dla armatorów jest szacowane na poziomie ok. 30 mln EUR łącznie dla obu projektów budowy morskich farm wiatrowych. Przewidywany termin uruchomienia czarteru statków to odpowiednio drugi kwartał 2026 r. dla projektu MFW Bałtyk II i trzeci kwartał 2027 r. dla projektu MFW Bałtyk III.

Umowy zawierają podobne postanowienia merytoryczne, standardowe dla kontraktów morskich, w tym dotyczące daty rozpoczęcia i okresu czarteru, możliwości opcjonalnego przedłużenia okresu czarteru, zasad odpowiedzialności, obowiązkowych ubezpieczeń, zasad rozwiązywania umów, w tym opłat za rozwiązanie. Umowy zostały zawarte pod prawem angielskim. Zawarcie umów było niezbędne dla sprawnego przeprowadzenia budowy obu projektów budowy morskich farm wiatrowych oraz przejścia w fazę operacyjną. Umowy przewidują elastyczność wykorzystywania wycarterowanych statków na potrzeby każdego z projektów budowy morskich farm wiatrowych.

*Wystawienie przez spółki projektowe realizujące projekty budowy morskich farm wiatrowych żądań rozpoczęcia prac oraz zwiększenie gwarancji korporacyjnych do umów na dostawę infrastruktury systemów elektrycznych oraz dostawę lądowej stacji elektroenergetycznej w formule EPC*

W październiku 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, wystawiły żądania rozpoczęcia prac do umów na dostawę infrastruktury systemów elektrycznych oraz dostawę lądowej stacji elektroenergetycznej w formule EPC zawartych z Hitachi Energy Poland sp. z o.o. w dniu 30 grudnia 2022 roku.

Celem wystawienia żądania rozpoczęcia prac było przyspieszenie rozpoczęcia prac objętych ww. umowami w pełnym zakresie, co wiąże się m.in. z poszerzeniem zakresu prac wstępnych oraz zrzeczeniem się przez spółki projektowe niektórych warunków zawieszających wstrzymujących realizację ww. umów. Polenergia S.A. zobowiązana została do dostarczenia podwyższonych gwarancji płatności. Maksymalne przewidywane kwoty gwarantowanych przez Polenergia S.A. zobowiązań w okresie do zamknięcia finansowego uległy zwiększeniu, tj. w odniesieniu do projektu MFW Bałtyk II z dotychczasowych ok. 9,5 mln EUR do ok. 28,5 mln EUR oraz w odniesieniu do projektu MFW Bałtyk III z ok. 8,5 mln EUR do szacowanych ok. 18,2 mln EUR.

*Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty morskich farm wiatrowych umów o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania*

W dniu 15 listopada 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm

wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, zawarły z Equinor Polska sp. z o.o. umowy o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania obu projektów (tj. projektów budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III).

W ramach umów o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów Equinor Polska sp. z o.o. zapewni świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania morskich farm wiatrowych w fazie operacyjnej. Do zadań Equinor Polska sp. z o.o. będzie należało m.in. zarządzanie projektami w eksploatacji oraz zapewnienie kompleksowej obsługi administracyjno-księgowej i operacyjnej projektów. Umowy o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania zapewnią projektom także usługę dostępu do infrastruktury bazy serwisowej, obejmującej m.in. biura, magazyn, dyspozytornię (control room) oraz keję przez pełen przewidywany okres eksploatacji, tj. 30 lat.

W określonych przypadkach uregulowanych w umowach o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów umowy te, w zakresie świadczenia przez Equinor Polska sp. z o.o. usług eksploatacji i utrzymania projektów, będą mogły zostać rozwiązane – w takiej sytuacji spółki projektowe będą uprawnione do dalszego korzystania z bazy serwisowej w pierwotnym okresie obowiązywania umów o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów. W przypadku rozwiązania umów o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów w całości (na podstawie ograniczonego katalogu przesłanek określonych w umowach) spółki projektowe będą miały możliwość wykonania opcji zakupu bazy serwisowej (w wypadku spełnienia warunków przewidzianych dla realizacji tej opcji). Za budowę, wyposażenie, dostęp i utrzymanie bazy serwisowej odpowiada Equinor Polska sp. z o.o.

Umowy o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów zostały zawarte na okres do upływu 30 lat od daty rozpoczęcia komercyjnej eksploatacji projektów lub, jeśli to nastąpi wcześniej, do dnia wycofania z użytkowania ostatniej morskiej turbiny wiatrowej. Miesięczne należności na rzecz Equinor Polska sp. z o.o. płatne przez obie spółki projektowe zostały podzielone na dwa komponenty, tj. wynagrodzenie obliczone w oparciu o koszty zmienne usług objętych umową (OPEX) oraz koszty stałe nakładów Equinor Polska sp. z o.o. na bazę serwisową (CAPEX) podzielone pomiędzy spółkami projektowymi i rozłożone na pełen okres obowiązywania umów. Umowy o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów nie określają maksymalnego wynagrodzenia jakie zostanie wypłacone Equinor Polska sp. z o.o. na mocy obu umów. Koszty CAPEX zostały określone na około 18 milionów euro na każdą ze spółek projektowych. Wynagrodzenie zmienne będzie obliczane corocznie dla każdego roku obowiązywania umów według stawek i zmiennych uregulowanych w umowach, a następnie zatwierdzone przez Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS. Umowy zawierane są przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej, planowanej przez Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS w drugim kwartale 2025 roku. W przypadku niepodjęcia finalnej decyzji inwestycyjnej do końca marca 2026 roku (lub innej uzgodnionej przez strony daty) spółki projektowe będą mogły rozwiązać umowy o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów za zapłatą sumy odpowiadającej poniesionym przez Equinor Polska sp. z o.o. nakładom inwestycyjnym w związku z budową bazy serwisowej oraz kosztom zaprzestania budowy.

W związku z powyższym Polenergia S.A. udzieliła poręczenia zabezpieczającego płatność sumy odpowiadającej ww. nakładom inwestycyjnym przez spółki projektowe. Wartość gwarantowanych zobowiązań po stronie Polenergia S.A. (odpowiadająca 50-procentowemu udziałowi Polenergia S.A. w spółkach projektowych) wynosi 18 milionów euro łącznie dla obu spółek projektowych. Wraz z podjęciem finalnych decyzji inwestycyjnych poręczenie wygasa. Umowy o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów zostały zawarte pod prawem polskim. Umowy o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów, będące umowami z podmiotem zależnym jednego ze wspólników spółek projektowych, zostały zawarte w oparciu o zasadę no gain no loss, z niezbędnymi modyfikacjami w zakresie wynagrodzenia OPEX na rzecz Equinor Polska sp. z o.o. wynikającymi z regulacji cen transferowych. Zawarcie umów o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów z Equinor Polska sp. z o.o. stanowi realizację uzgodnień Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS dokonanych w ramach umów z dnia 22 maja 2018 roku. Podpisanie umów o świadczenie usług w zakresie eksploatacji i utrzymania projektów stanowiło kluczowy kamień milowy w procesie pozyskiwania finansowania dla obu projektów.

Zawarcie przez spółki projektowe realizujące projekty morskich farm wiatrowych umów sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług bilansowania

W dniu 22 listopada 2024 roku, spółki projektowe MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., w których Polenergia S.A. posiada 50% udziałów, rozwijające – w ramach wspólnego przedsięwzięcia Polenergia S.A. i Equinor Wind Power AS – projekty budowy dwóch morskich farm wiatrowych tj. MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, każda z nich o mocy przyłączeniowej 720 MW, podpisały z duńską spółką Danske Commodities A/S umowy sprzedaży energii elektrycznej. Przedmiotem umów sprzedaży energii elektrycznej jest sprzedaż całego wolumenu energii elektrycznej wytworzonej w obu projektach budowy morskich farm wiatrowych.

W związku z planowanym oddawaniem projektów etapami, sprzedaż energii elektrycznej na mocy umów sprzedaży energii elektrycznej rozpocznie po uzyskaniu koncesji dla pierwszego etapu każdego z projektów. Ponadto umowy sprzedaży energii elektrycznej obejmują świadczenie usług bilansowania handlowego (w tym w okresie rozruchu technologicznego kolejnych etapów danego projektu) oraz pełnienie przez Danske Commodities A/S roli dostawcy usług bilansujących. Umowy sprzedaży energii elektrycznej mają charakter umów o dostęp do rynku hurtowego i rynku bilansującego (ang. route-to-market agreements). Do zadań Danske Commodities A/S będzie należało między innymi pełnienie funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie projektów, w tym rozliczanie niezbilansowania z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A., oraz dostawcy usług bilansujących i operatora rynku w rozumieniu Warunków Dotyczących Bilansowania Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Umowy sprzedaży energii elektrycznej obejmują sprzedaż całości gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wydanych dla energii wytworzonej w projektach w okresie obowiązywania umów.

Cena sprzedaży energii elektrycznej będzie równa cenie rozliczeniowej wyznaczonej w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego dla danego okresu rozliczania niezbilansowania (SDAC). Umowy sprzedaży energii elektrycznej uwzględniają także dodatkowe przychody jakie mogą wynikać ze świadczenia usług bilansujących zgodnie z Warunkami Dotyczącymi Bilansowania Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., przy czym rzeczywista produkcja oraz możliwości i zakres świadczonych usług bilansujących będą zależne między innymi od przebiegu procesu przyłączenia morskich farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej, procesu certyfikacji na potrzeby świadczenia usług bilansujących oraz zmienności warunków na rynku bilansującym prowadzonym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Umowy sprzedaży energii elektrycznej są skorelowane ze sposobem rozliczania przychodów projektów zabezpieczonych prawem do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do ceny ustalonej w decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wydanej dla projektów, tj. 319,60 PLN/MWh z uwzględnieniem waloryzacji od roku 2022.

Umowy sprzedaży energii elektrycznej zawierają typowe postanowienia co do możliwości ich wcześniejszego rozwiązania w przypadku naruszenia oraz obowiązku uiszczenia przez stronę rozwiązującą opłaty obejmującej rzeczywiste szkody i koszty poniesione w wyniku wcześniejszego rozwiązania umowy. Umowy sprzedaży energii elektrycznej zostały zawarte do dnia, w którym upłynę 3 lata od rozpoczęcia komercyjnej eksploatacji. Umowy sprzedaży energii elektrycznej mogą zostać przedłużone w przypadku zaakceptowania przez spółki projektowe nowej oferty cenowej od Danske Commodities A/S na kolejne okresy. Wejście w życie umów sprzedaży energii elektrycznej jest uzależnione od spełnienia warunku zawieszającego – podjęcia przez Polenergia S.A. oraz Equinor Wind Power AS ostatecznej decyzji inwestycyjnej o realizacji projektów w terminie maksymalnie do 18 miesięcy od ich zawarcia, co jest planowane w drugim kwartale 2025 roku. Umowa poddana jest prawu polskiemu.

Zawarcie umów pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w ramach Krajowego Planu Odbudowy i zwiększenia odporności – finansowanie wkładów do projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II i Bałtyk III

W dniu 18 grudnia 2024 roku, Polenergia S.A. zawarła z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę pożyczki z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności w ramach Inwestycji G3.1.5



„Budowa morskich farm wiatrowych”, na podstawie, której Bank Gospodarstwa Krajowego udzielił Polenergia S.A. pożyczki do kwoty 750.000.000,00 PLN.

Pożyczka może zostać wykorzystana przez Polenergia S.A. wyłącznie w celu finansowania lub refinansowania kosztów kwalifikowalnych projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II oraz Bałtyk III: (i) obejmujących m.in. wydatki dotyczące części morskiej projektów, (ii) z wyłączeniem podatku VAT, kosztów finansowych oraz poniesionych przed 1 lutego 2022 r. Polenergia S.A. przeznaczy środki pozyskane z pożyczki wyłącznie na wniesienie lub zabezpieczenie wkładów pieniężnych do projektów. Pożyczka zostanie udostępniona do wykorzystania od daty spełnienia standardowych dla finansowań bankowych warunków zawieszających określonych w umowie pożyczki.

Data ostatecznej spłaty pożyczki przypada we wcześniejszej z następujących dat: (a) data przypadająca 5 (pięć) lat od dnia pierwszej wypłaty pożyczki; lub (b) 30 stycznia 2030 roku, przy czym pożyczka może być wykorzystana najpóźniej do 30 czerwca 2025 r. Oprocentowanie pożyczki kalkulowane będzie na bazie zmiennej stopy procentowej opartej na odpowiedniej stopie WIBOR powiększonej o marżę. Pożyczka została udzielona na warunkach rynkowych i nie będzie stanowić pomocy publicznej. Pożyczka nie jest zabezpieczona na żadnym składniku majątku Polenergia S.A. ani Grupy Polenergia.

- 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 w roku 2024 zostały przedstawione w punktach 2, 18 i 24 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 45 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 28 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

- 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**

Informacje na temat udzielonych pożyczek zostały przedstawione w nocie 37.1 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 powiązanym 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 27.1 do Jednostkowego sprawozdania finansowego oraz w nocie 32 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
Fortum Oyi / FORTUM Marketing and Sales Polska SA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	11.000.000,00 PLN	31.03.2027 r.
PKP Energetyka / PKO BP	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	12.000.000,00 PLN	28.02.2025 r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	613.200,00 PLN	15.01.2025 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 09.08.2023 r. następnie do 23.08.2024 r. następnie do 15.01.2025
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	475.434,00 PLN	09.10.2023 r. przedłużona do 09.10.2024 następnie do 15.01.2025r.
Potęgowo Mashav / PEKAO S.A.	Zabezpieczenie SWAP na dostawę z Polenergia Obrót S.A.	576.450,00 PLN	15.01.2025 r.
IGNITIS Polska SP. z o.o. / OP Corporate Bank	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	1.000.000,00 EUR	30.04.2025 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 plus VAT	30.06.2025r.
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 plus VAT	31.07.2025r.
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego wykonania umowy - FW Piekło	2.889.270,00 PLN 1.444.635,00 PLN na wady i usterki	31.08.2023r. wady i usterki 31.08.2028r.
Bilfinger Tebodin Poland Sp. z o.o. / Skandinawiska 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 FW Piekło)	112.125,00 PLN od dnia 01.09.2022r. maksymalna kwota gwarancji spada do 33.637,50 PLN	15.09.2025r.

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
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 FW 16)	112.125,00 PLN od dnia 01.09.2022r. maksymalna kwota gwarancji spada do 33.637,50 PLN	15.09.2025r.
WSP POLSKA Sp. z o.o. / HSBC	Gwarancja należytego wykonania umowy - FW Grabowo	246.000,00 PLN	30.06.2025r.
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek - FW Szymankowo	2 339 460,00 PLN	09.09.2026r.
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek - FW Dębice/Kostomłoty	1 973 848,65 PLN	18.10.2027r.
ELECTRUM CONCREO / INTERRISK TU S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja usunięcia wad i usterek - FW 3 (Dębsk)	do 31.01.2023 6.652.932,24 PLN po tej dacie 5.271.460,20 PLN	07.11.2025r.
ONDE S.A. / ERGO HESTIA S.A.	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek - FW 3 (Dębsk)	5.064.714,47 PLN	22.03.2028r.
P&Q / WARTA S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja właściwego usunięcia wad - FW 17 SUL II	711.773,89 PLN	06.07.2027r.
P&Q / WARTA S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja właściwego usunięcia wad - SUL III	577.383,02 PLN	06.07.2027r.
PGNiG Obrót Detaliczny / HSBC	Gwarancja dobrego wykonania umowy	1.450.000,00 PLN	30.06.2026 r.
ELECTRUM CONCREO / KUKE S.A.	Gwarancja właściwego usunięcia wad i/lub usterek nr RW/GW/42/829/13895/2023 - FW Grabowo	4.321.144,70 PLN od dnia 01.04.2024 r. kwota ulega obniżeniu do 3.086.531,93 PLN	01.08.2028r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Cenergy Holdings S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 2	11.663.940,55 EUR do 01.10.2024 ; 50.784.589,59 EUR do daty ważności	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Cenergy Holdings S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 3	12.567.822,99 EUR do 01.10.2024 ; 55.320.863,39 EUR do daty ważności	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 2	15.157.226,10 EUR	wcześniejsza z dat: otrzymanie Completion Certificate lub 12.08.2027r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 3 / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 3	16.477.636,50 EUR	wcześniejsza z dat: otrzymanie Completion Certificate lub 12.08.2027r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Sofidra S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 2	5.463.725,45 EUR do 01.10.2024 ; 23.788.963,41 EUR do daty ważności	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032r.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Sofidra S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee -	5.887.130,01 EUR do 01.10.2024 ;	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032r.

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
	kontrakt na dostawę kabli Bałtyk 3	25.913.884,61 EUR do daty ważności	
Orange Energia / Orange Polska	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	10.200.000,00 PLN do dnia 31.01.2025r., po którym wartość ulega obniżeniu do kwoty 5.400.000 PLN do daty ważności lub 0 jeśli suma świadczeń dłużnika przekroczy pierwotną wartość	31.07.2026r. lub 31.01.2025r. jeśli suma świadczeń przekroczy pierwotną wartość gwarancji
ORLEN S.A. / ORLEN ENERGIA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	25.587.000 PLN	31.10.2026 r.
ORLEN S.A. / ORLEN ENERGIA	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	3.049.000 PLN	28.02.2025 r.
Northvolt Systems Poland Sp. z o.o. / Northvolt AB	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	5.529.465 PLN	28.02.2028 r.
McDonald franczyzobiorcy / SOCIETE GENERALE, Santander, ING	Kontrakty handlowe z Polenergia Obrót S.A.	5.381.268,63 PLN	gwarancje roczne, mające być przedłużane do 31.05.2028 r.
AYESA POLSKA SP. Z O.O. / Santander Bank Polska S.A.	Umowa na świadczenie usługi inżyniera kontraktu	42.750,00 PLN	28.02.2027r.
AYESA POLSKA SP. Z O.O. / Santander Bank Polska S.A.	Umowa na świadczenie usługi inżyniera kontraktu	127.500,00 PLN	28.02.2027r.
P&Q / Inter Risk TU S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania kontraktu - FW Namysłów	8.595.058,58 PLN	11.06.2025r.
P&Q / Inter Risk TU S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania kontraktu - FF16	2.350.244,03 PLN	16.07.2025
Orange Energia / Orange Polska	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	24.200.000,00 PLN	31.07.2028 r.
E.ON / E.ON SE	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	50.000.000,00 PLN	31.01.2026 r.
Schattdecor / mBank S.A.	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	2.800.000,00 PLN	31.01.2026 r.
PURO Hotels / Santander Bank Polska S.A.	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	7.380.000,00 PLN	12.12.2025 r.
MERCEDES / ING	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	6.137.700,00 PLN	31.05.2028 r.
HYSTAR AS / SpareBank 1 SMN	Umowa na dostawę urządzenia dla H2HUB Nowa Sarzyna Sp. Z o.o.	510.000,00 EUR	07.12.2026 r.
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Banco Santander, S.A. Filiale Frankfurt	The advance payment bond - kontrakt na dostawę turbin Bałtyk 2	44.341.193,98 PLN 40.423.152,13 EUR	05.10.2027 r.

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Banco Santander, S.A. Filiale Frankfurt	The advance payment bond - kontrakt na dostawę turbin Bałtyk 3	44.341.193,98 PLN 40.423.152,13 EUR	05.10.2028 r.
Sif Netherlands B.V. / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę fundamentów Bałtyk 2	2.231.998,15 EUR	20.10.2026 r.
Sif Netherlands B.V. / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę fundamentów Bałtyk 3	2.174.022,57 EUR	20.10.2026 r.
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	5.916.650,00 PLN	31.08.2027r.
STRABAG, STRABAG Infrastruktura Południe, POLSKI ASFALT, STRABAG BMTI, Hotele Warszawskie Syrena, Mineral Polska / STRABAG SE	PPA z Polenergia Sprzedaż Sp. z o.o.	6.300.000,00 PLN	30.04.2026 r.
InPost & InPost paczkomaty / INTEGER.PL S.A.	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	14.700.000,00P PLN	26.03.2029 r.
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	5.551.796,00 PLN	31.08.2027r.
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	5.524.932,00 PLN	31.08.2027r.
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	5.499.382,00 PLN	31.08.2027r.
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy z Polenergia Obrót S.A.	2.842.407,00 PLN	30.11.2027r.
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Siemens Energy AG	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę turbin Bałtyk 2	833.750.000,00 EUR	26.11.2032r.
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Siemens Energy AG	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę turbin Bałtyk 3	833.750.000,00 EUR	15.06.2033r.
Hitachi Energy Sp. z o.o. / Hitachi Energy Ltd.	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę infrastruktury elektrycznej dla Bałtyk 2	120.000.000,00 EUR	28.08.2032r.
Hitachi Energy Sp. z o.o. / Hitachi Energy Ltd.	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę infrastruktury elektrycznej dla Bałtyk 3	131.000.000,00 EUR	28.08.2033r.
HITACHI / Societe Generale	Gwarancja należytego wykonania kontraktu i gwarancyjna - Bałtyk2	5.368.850,20 EUR + 16.179.313,03 PLN + 9.892.556,30 SEK + 555.508,03 CHF	31.05.2024r.
HITACHI / Societe Generale	Gwarancja należytego wykonania kontraktu i gwarancyjna - Bałtyk 3	5.996.967,00 EUR + 16.837.936,19 PLN + 10.995.599,63 Sek + 593.436,96 CHF	30.11.2024r.

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
Sif Netherlands B.V. / Sif Holding N.V.	Parent Company Guarantee - kontrakt monopale Bałtyk 2	141.4000.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 16.06.2026 + 5 lat = 16.06.2031r.
Sif Netherlands B.V. / Sif Holding N.V.	Parent Company Guarantee - kontrakt monopale Bałtyk 3	137.900.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 30.05.2027 + 5 lat = 30.05.2032r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe dla Bałtyk 2	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 22.07.2026 + 5 lat = 22.07.2031r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe dla Bałtyk 3	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 10.10.2026 + 5 lat = 10.10.2031r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Sif Holding N.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe dla Bałtyk 2	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 22.07.2026 + 5 lat = 22.07.2031r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Sif Holding N.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe dla Bałtyk 3	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 10.10.2026 + 5 lat = 10.10.2031r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Credit Agricole Corporate And Investment Bank	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe Bałtyk 2	9.441.601,00 EUR	15.11.2026r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Credit Agricole Corporate And Investment Bank	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe Bałtyk 3	9.487.378,00 EUR	14.09.2026r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe Bałtyk 2	4.324.829,94 EUR	20.10.2026r.
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe Bałtyk 3	4.324.829,94 EUR	20.10.2026r.
IEMANS NV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - projekt i budowa MFW Bałtyk 2	175.200.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 22.03.2027 + 5 lat = 22.03.2032r.
IEMANS NV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - projekt i budowa MFW Bałtyk 3	175.200.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 27.08.2027 + 5 lat = 27.08.2032r.
IEMANS NV / BNP Paribas	Performance Bond - projekt i budowa MFW Bałtyk 2	29.775.334,00 EUR	01.04.2027r.

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
IEMANS NV / BNP Paribas	Performance Bond - projekt i budowa MFW Bałtyk 3	29.775.334,00 EUR	01.10.2027r.
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE / Heerema Marine Contractors Holding Nederland SE	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na transport i montaż fundamentów Bałtyk 2	75.000.000,00 EUR	01.04.2026r.
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE / Heerema Marine Contractors Holding Nederland SE	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na transport i montaż fundamentów Bałtyk 3	75.000.000,00 EUR	01.04.2026r.
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE / ING Bank N.V.	Performance Bond - kontrakt na transport i montaż fundamentów Bałtyk 2	6.672.578,00 USD	31.03.2026r.
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE / ING Bank N.V.	Performance Bond - kontrakt na transport i montaż fundamentów Bałtyk 3	6.740.031,00 USD	31.03.2026r.
Tele-Fonika Kable S.A. / Societe Generale SA Oddział w Polsce	Performance Bond - kontrakt na dostawę i montaż kabli Bałtyk 2	10.463.448,45 PLN	12.08.2027r.
Tele-Fonika Kable S.A. / Societe Generale SA Oddział w Polsce	Performance Bond - kontrakt na dostawę i montaż kabli Bałtyk 3	10.463.448,45 PLN	12.08.2027r.
Visser Smit Hanab / VWS Verbindingen & Netwerken B.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na wyprowadzenie kabli na łąd Bałtyk 2	15.573.425,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 17.02.2027 + 1 rok = 17.02.2028r.
Visser Smit Hanab / VWS Verbindingen & Netwerken B.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na wyprowadzenie kabli na łąd Bałtyk 2	15.573.425,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 17.02.2027 + 1 rok = 17.02.2028r.
SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / HSBC BANK PLC	Performance Bond - kontrakt na okablowanie wewnętrzne Bałtyk II	9.383.252,00 EUR	24.09.2026r.
SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / HSBC BANK PLC	Performance Bond - kontrakt na okablowanie wewnętrzne Bałtyk III	9.020.921,10 EUR	11.02.2027r.
SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / Subsea 7 S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na okablowanie wewnętrzne Bałtyk II	93.832.520,00 EUR	01.04.2031r.
SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / Subsea 7 S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na okablowanie wewnętrzne Bałtyk III	90.209.211,00 EUR	01.09.2031r.
P&Q Sp. z o.o. / InterRisk TU S.A. Vienna IG	Ubezpieczeniowa Gwarancja Wad i Usterek - FF Strzelino	4.182.246,00 PLN	22.05.2029r.

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
WSP POLSKA SP.Z.O.O. / WSP GLOBAL INC. / HSBC BANK	Gwarancja powykonawcza FF Strzelino	13.612,69 USD	15.05.2026r.

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

W dniu 8 lutego 2024 roku Zarząd Spółki podjął uchwałę w sprawie zainicjowania procesu udzielenia Zarządowi nowego upoważnienia do podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w granicach kapitału docelowego, umożliwiające Zarządowi przeprowadzenie w przyszłości jednej lub większej liczby emisji nowych akcji w celu pozyskania finansowania na realizację celów strategicznych Spółki, obejmujących dalszą realizację projektów inwestycyjnych i planów rozwojowych („Nowy Kapitał Docelowy”).

Na tej podstawie Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki w dniu 13 marca 2024 r. uchwaliło zmianę Statutu Spółki poprzez dodanie nowego upoważnienia dla Zarządu do podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w granicach Nowego Kapitału Docelowego na okres trzech lat. Na podstawie uchwały Zarząd został upoważniony do podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę nie wyższą niż 115.828.368 złotych poprzez emisję nie więcej niż 57.914.184 nowych akcji Spółki („Nowe Akcje”) oraz do pozbawienia prawa poboru Nowych Akcji dotychczasowych akcjonariuszy Spółki w całości lub w części za zgodą Rady Nadzorczej. Zmiany Statutu uchwalone na podstawie ww. uchwały Walnego Zgromadzenia w dniu 21 marca 2024 r. zostały wpisane do Krajowego Rejestru Sądowego.

Postanowienia Statutu dotyczące Nowego Kapitału Docelowego przewidują, że w przypadku podjęcia decyzji o pozbawieniu prawa poboru Nowych Akcji dotychczasowych akcjonariuszy Spółki, prawo pierwszeństwa umożliwiające utrzymanie procentowego udziału w kapitale zakładowym Spółki może zostać przyznane akcjonariuszom posiadającym akcje Spółki reprezentujące co najmniej 0,2% kapitału zakładowego Spółki, a także – w związku ze zmianą zgłoszoną i uchwaloną przez pełnomocnika akcjonariuszy Spółki na Walnym Zgromadzeniu Spółki w dniu 13 marca 2024 r. - osobom znajdującym się w wykazie osób uprawnionych do udziału w tym Walnym Zgromadzeniu.

Na dzień podjęcia Uchwały Zarząd:

- planował pozyskać w latach 2024-2027 łączne wpływy w wysokości do ok. 3,4 mld złotych, dzięki emisji Nowych Akcji przeprowadzonych w ramach Nowego Kapitału Docelowego, przy czym ostateczna liczba wyemitowanych Nowych Akcji zależeć będzie od uwarunkowań rynkowych oraz wrażliwości cenowej popytu na akcje Spółki, a tym samym może być niższa niż maksymalna możliwa do wyemitowania w ramach Nowego Kapitału Docelowego liczba Nowych Akcji;
- nie podjął decyzji co do parametrów oraz terminów potencjalnych emisji Nowych Akcji w ramach Nowego Kapitału Docelowego, ani nie jest pewne, kiedy takie decyzje zostaną podjęte. Decyzje co do terminów oraz parametrów przyszłych emisji Nowych Akcji dostosowane będą do rzeczywistego zapotrzebowania Spółki na kapitał w danym czasie. Zarząd w okresach przejściowych nie wykluczał również poszukiwania się innymi, tymczasowymi źródłami finansowania. Ustalenie przez Zarząd kluczowych parametrów każdej emisji Nowych Akcji wymagać będzie zatwierdzenia przez Radę Nadzorczą.

O skorzystaniu z upoważnienia do podwyższania kapitału zakładowego w granicach Nowego Kapitału Docelowego Zarząd będzie informował odrębnie zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa. Do dnia publikacji niniejszego sprawozdania nie została podjęta żadna uchwała o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki w ramach Nowego Kapitału Docelowego.



W dniu 11 lipca 2024 r. Zarząd Spółki podjął uchwałę dotyczącą ustanowienia przez Polenergia S.A. programu emisji obligacji, o łącznej maksymalnej wartości nominalnej do 1.000.000.000 zł („Program”) oraz emitowaniu przez Spółkę poszczególnych serii obligacji w ramach tego Programu („Obligacje”), obejmowanych przez inwestorów kwalifikowanych, przy zachowaniu następujących warunków:

- 1) Obligacje mogą być obligacjami emitowanymi w formule Zielonych Obligacji, w tym również zgodnie z rozumieniem tego terminu w wytycznych Green Bond Principles dotyczących procesu emisji zielonych obligacji opublikowanych w czerwcu 2021 roku (wraz z załącznikiem z czerwca 2022 roku) przez Międzynarodowe Stowarzyszenie Rynku Kapitałowego ICMA (International Capital Market Association);
- 2) Obligacje będą emitowane zgodnie z art. 33 pkt 1 lub 2 ustawy z dnia 15 stycznia 2015 roku o obligacjach;
- 3) Obligacje będą oferowane w sposób, który nie będzie wymagał od Polenergia S.A.: (i) sporządzenia prospektu, o którym mowa w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1129 z dnia 14 czerwca 2017 r. w sprawie prospektu, który ma być publikowany w związku z ofertą publiczną papierów wartościowych lub dopuszczeniem ich do obrotu na rynku regulowanym oraz uchylenia dyrektywy 2003/71/WE ani (ii) opublikowania memorandum informacyjnego, o którym mowa w art. 38b ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych;
- 4) Obligacje będą emitowane jako niezabezpieczone;
- 5) Obligacje będą rejestrowane w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. („KDPW”). Rejestracja Obligacji w depozycie prowadzonym przez KDPW może odbywać się w trybie delivery versus payment lub z udziałem agenta emisji poprzez zapisanie Obligacji w ewidencji, prowadzonej przez agenta emisji, stosownie do treści art. 7a ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi;
- 6) Obligacje mogą podlegać wprowadzeniu do obrotu w alternatywnym systemie obrotu prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.;
- 7) Obligacje będą oprocentowane. Oprocentowanie będzie stałe lub zmienne, oparte o stawkę referencyjną wskazaną w warunkach emisji danej serii Obligacji, powiększoną o marżę;
- 8) celem emisji Obligacji jest finansowanie rozwoju, zakupu, budowy i eksploatacji zielonych projektów, przy czym szczegółowe przeznaczenie środków z emisji zostanie wskazane w warunkach emisji danej serii Obligacji emitowanych w ramach Programu;
- 9) szczegółowe warunki emisji Obligacji dotyczące Obligacji danej serii, w tym poziom marży, zostaną ustalone przez Zarząd Polenergia S.A., w oparciu o podjęte w tym zakresie uchwały, każdorazowo w drodze odrębnych uchwał emisyjnych dotyczących danej serii Obligacji lub przez osoby upoważnione przez Zarząd Polenergia S.A., po uprzednim wyrażeniu przez Radę Nadzorczą zgody na projekt warunków emisji Obligacji.

W dniu 11 lipca 2024 r. Rada Nadzorcza Polenergia S.A. podjęła uchwałę, w ramach której wyraziła zgodę na ustanowienie przez Polenergia S.A. Programu.

W dniu 10 września 2024 roku Polenergia S.A. zawarła umowę programową dotyczącą Programu („Umowa Programowa”) z Bank Polska Kasa Opieki S.A. („Bank Pekao”), mBank S.A. („mBank”) oraz Santander Bank Polska S.A. („Santander”) (Bank Pekao, mBank oraz Santander, dalej łącznie jako „Banki”).

Na podstawie Umowy Programowej Banki przyjęły zobowiązanie do wykonania określonych obowiązków związanych z organizacją i obsługą Programu oraz organizacją i emisjami Obligacji w zakresie określonym Umową Programową.

Bank Pekao pełni obowiązki współorganizatora Programu, dealera oraz agenta ds. strukturyzacji zielonych obligacji. mBank pełni obowiązki współorganizatora Programu, dealera oraz agenta ds. strukturyzacji zielonych obligacji. Santander pełni obowiązki współorganizatora Programu oraz dealera.

W dniu 16 października 2024 r. nastąpiła emisja Obligacji serii A o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 zł („Obligacje Serii A”, „Emisja”). Podstawowe informacje dot. Emisji:

- 1) cena emisyjna jednej Obligacji Serii A - 1.000 zł;
- 2) data wykupu Obligacji Serii A - 16 października 2029 r.;
- 3) wcześniejszy wykup Obligacji Serii A - możliwy na żądanie Polenergia S.A. lub obligatariusza na zasadach wskazanych w warunkach emisji Obligacji Serii A;
- 4) Cel Emisji: bezpośrednie i pośrednie finansowanie lub refinansowanie rozwoju, zakupu, budowy i eksploatacji Zielonych Projektów, w tym w szczególności morskich farm wiatrowych.
- 5) Stopa procentowa: zmienna - WIBOR 6M + Marża 270 bps p.a.
- 6) Okresy odsetkowe – półroczne.

W dniach 17 i 18 października 2024 r. Polenergia S.A. zawarła z instytucjami finansowymi transakcje terminowe swap na stopę procentową (IRS), łącznie zabezpieczające 75% ekspozycji Polenergia S.A. na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR w związku z Emisją.

Zarząd GPW określił dzień 12 lutego 2025 r. jako dzień pierwszego notowania Obligacji Serii A w Alternatywnym Systemie Obrotu na Catalyst.

Na moment publikacji sprawozdania pełna kwota 750 mln zł z zielonych obligacji wyemitowanych w 2024 r. została przeznaczona na rozwój projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II i Bałtyk III, z czego 350 mln zł w 2024 r., a 400 mln zł w 2025 r.

**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 oraz zobowiązania z tytułu emisji obligacji. Na dzień 31 grudnia 2024 roku wszystkie istotne zobowiązania Emitenta i jego Grupy kapitałowej były regulowane bez opóźnień.

Z drugiej strony zmienność cen energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz mechanizmy regulacyjne dla wytwórców i sprzedawców energii mogą skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych spółek z Grupy, a nawet niespełnieniem wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu i / lub w warunkach emisji obligacji.

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 nocie 27.1.

**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**

Na dzień 31 grudnia 2024 roku Grupa planuje, że łączne nakłady inwestycyjne na aktywa trwałe w roku 2025 wyniosą około 1 232 milionów zł. Kwoty te przeznaczone będą głównie na rozwój projektów w obszarze morskiej i lądowej energetyki wiatrowej, fotowoltaiki oraz realizację programu inwestycyjnego w segmencie dystrybucji.

Polenergia S.A. dąży do finansowania poszczególnych projektów w formule „project finance” z udziałem finansowania zewnętrznego.

**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 farm fotowoltaicznych w Polsce,
- rozwoju projektów z obszaru magazynów energii (BESS),
- rozwoju projektów lądowych farm wiatrowych w Rumunii,
- realizacji projektów z portfela farm fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2022 oraz 2023 roku,
- przygotowaniu do realizacji farmy wiatrowej Bądecz, która wygrała aukcję w 2024 roku,
- dalszym rozwoju działalności w segmencie obrotu,
- realizacji planu 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.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów

strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął przegląd opcji w obszarze, strategii elektromobilności, strategii wodorowej oraz ekspansji zagranicznej i nie wyklucza podjęcia w przyszłości, w zależności od wyników przeglądu, decyzji o odstąpieniu od ich dalszej realizacji lub o zmianie sposobu lub zakresu ich realizacji.

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 2024 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 **Adam Purwin** był w 2024 r. stroną dwóch kontraktów menedżerskich, zawartych ze Spółką oraz pozostaje (obecnie) stroną trzeciego kontraktu menedżerskiego.

Pierwszy kontrakt menedżerski obejmował okres od dnia 18 lipca 2024 r. do dnia 18 października 2024 r. (czas oznaczony będący czasem delegacji Członka Rady Nadzorczej do wykonywania obowiązków Członka Zarządu). Okres wypowiedzenia tej umowy wynosił dwa tygodnie. Kontrakt menedżerski przewidywał zakaz konkurencji na mocy którego Spółka zobowiązana była do wypłaty odszkodowania w wysokości równej 100% wynagrodzenia stałego. Strony zawarły również kontrakt menedżerski, który obejmował okres od dnia 19 października 2024 r. do dnia 31 grudnia 2024 r. (czas oznaczony będący czasem powołania Pana Adama Purwina do Zarządu Spółki wraz z powierzeniem funkcji Wiceprezesa Zarządu). Okres wypowiedzenia tej umowy wynosił dwa tygodnie. W przedmiotowym kontrakcie przewidziano również zakaz konkurencji na mocy którego Spółka zobowiązana była do wypłaty odszkodowania w wysokości równej 100% wynagrodzenia stałego. W związku z powołaniem Pana Adama Purwina do Zarządu nowej kadencji rozpoczynającej bieg z dniem 1 stycznia 2025 r. Strony zawarły na czas nieoznaczony kolejny kontrakt menedżerski, który obowiązuje od dnia 1 stycznia 2025 r.

Pan **Andrzej Filip Wojciechowski** jest stroną kontraktu menedżerskiego zawartego ze Spółką od dnia 01.03.2024 na czas nieoznaczony. Okres wypowiedzenia kontraktu wynosił 9 miesięcy, w przypadku rozwiązania umowy przed upływem kadencji członka Zarządu oraz 4,5 miesiąca w przypadku rozwiązania umowy po upływie kadencji członka Zarządu, każdorazowo ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Strony zawarły również zakaz konkurencji po rozwiązaniu umowy, który obowiązywał przez 9 (dziewięć) miesięcy, zaś należne odszkodowanie było równe 100% wynagrodzenia stałego. W związku z powołaniem Pana Andrzeja Filipa Wojciechowskiego do Zarządu nowej kadencji rozpoczynającej bieg 1 stycznia 2025 r. Strony zawarły aneks ujednolicający do kontraktu menedżerskiego, który obowiązuje od dnia 1 stycznia 2025 r.

Pan **Jerzy Zań** jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa jest zawarta na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia umowy wynosi 12 miesięcy, w przypadku rozwiązania umowy przed upływem kadencji Prezesa Zarządu oraz 6 miesięcy w przypadku rozwiązania umowy po upływie kadencji Prezesa Zarządu. Umowa o pracę pozostaje obecnie obowiązująca do dnia 31 lipca 2025 r., kiedy to upłynie okres wypowiedzenia. Ponadto Pan Jerzy Zań jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty

na jego rzecz odszkodowania w wysokości równej 12-krotności wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej.

Pan **Michał Michalski** jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy wynosi 12 (dwanaście) miesięcy. Umowa o pracę pozostaje obecnie obowiązująca do dnia 31 marca 2025 r., kiedy to upłynie okres wypowiedzenia. Pan Michał Michalski był stroną umowy o zakazie konkurencji przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz odszkodowania w wysokości równej 100% kwoty wynagrodzenia. Spółce przysługiwało prawo odstąpienia od zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy, które Spółka wykonała, składając stosowne oświadczenie, wobec czego nie będzie zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji.

Pan **Tomasz Kietliński** był stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta była na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia umowy wynosił 6 miesięcy i upłynął z dniem 30 września 2024 r. Ponadto Pan Tomasz Kietliński jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz odszkodowania w wysokości równej 100% kwoty wynagrodzenia z tytułu powstrzymywania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej. Obecnie do dnia 31 marca 2025 Pan Tomasz Kietliński otrzymuje odszkodowanie z tytułu zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy.

Pani **Iwona Sierżęga** jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy wynosi 6 miesięcy i upłynie z dniem 31 maja 2025 r. Ponadto, Pani Iwona Sierżęga jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jej rzecz odszkodowania w wysokości równej 6-krotności wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez nią od prowadzenia działalności konkurencyjnej. Odszkodowanie płatne jest w 6 (sześciu) równych ratach. Spółka jest zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy.

Pan **Piotr Maciołek** jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia umowy wynosi 6 miesięcy i upłynie z dniem 31 maja 2025 r. Ponadto, Pan Piotr Maciołek jest stroną umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz odszkodowania w wysokości równej 6-krotności wynagrodzenia z tytułu powstrzymania się przez niego od prowadzenia działalności konkurencyjnej. Odszkodowanie płatne jest w 6 (sześciu) równych ratach. Spółka jest zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy.

- 32. Wartość wynagrodzeń, nagród lub korzyści, w tym wynikających z programów motywacyjnych lub premialnych 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 47 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)**

Zgodnie z informacjami posiadanymi przez Spółkę, Pani Dominika Kulczyk, za pośrednictwem Kulczyk Holding S.à r.l., spółki prawa luksemburskiego oraz Mansa Investments Sp. z o.o. ("Mansa"), posiada 33 168 900 akcji zwykłych na okaziciela Spółki, o łącznej wartości nominalnej 66 337 800 złotych, stanowiących ok. 42,95% wszystkich akcji Emitenta (raport bieżący nr 11/2025 z 27 lutego 2025 r.). Zgodnie z zawiadomieniem otrzymanym od Mansa, dnia 24 lutego 2025 r. Mansa oraz Bank Polska Kasa Opieki S.A. zawarły umowę zastawu rejestrowego i finansowego, której przedmiotem jest 17 760 350 posiadanych przez Mansa akcji Spółki, stanowiących na dzień zawiadomienia ok. 23% kapitału zakładowego Spółki oraz ogólnej liczby głosów w Spółce. Mansa zachowała możliwość wykonywania prawa głosu z zastawionych akcji. Z zawiadomienia wynika także, że wcześniejszy zastaw finansowy na 15 200 000 posiadanych przez Mansa akcji w kapitale zakładowym Spółki wygaś (raport bieżący nr 11/2025 z 27 lutego 2025 r.; o ustanowieniu wcześniejszych zastawów Spółka informowała na podstawie zawiadomień otrzymanych od Mansa raportami bieżącymi nr 42/2022 z dnia 28 grudnia 2022 r., nr 24/2023 z 13 czerwca 2023 r. oraz nr 38/2023 z 28 września 2023 r.). Spółka nie otrzymała innych zawiadomień informujących o posiadaniu akcji Spółki przez jej osoby zarządzające lub nadzorujące.

- 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**

W dniu 27 lutego 2025 r. Spółka zawarła z głównymi akcjonariuszami, tj. BIF IV Europe Holdings Limited i Mansa Investments sp. z o.o. (łącznie: „Akcjonariusze”) umowę trójstronną („Umowa Trójstronna”). Postanowienia tej umowy przewidują m.in. uprawnienie (ale nie obowiązek) Akcjonariuszy do dokapitalizowania Spółki w przypadku, gdyby nie miała ona możliwości pokrycia z własnych środków, w tym pochodzących z finansowania zewnętrznego, Wkładu Finansowego wymaganego do wniesienia do spółek projektowych – MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. w związku z realizacją przez te spółki projektów morskich farm wiatrowych („Projekty Bałtyk”). Dodatkowo, w przypadku, gdyby powyższy scenariusz dokapitalizowania nie doprowadził do wyposażenia Spółki w środki wystarczające do pokrycia Wkładu Finansowego Spółki niezbędnego do realizacji Projektów Bałtyk, Spółka może zawiadomić Akcjonariuszy o konieczności dostarczenia dodatkowego finansowania. W takim przypadku każdemu Akcjonariuszowi z osobna

przysługuje uprawnienie (ale nie obowiązek) udzielenia Spółce pożyczek z opcją konwersji, po spełnieniu określonych warunków, na akcje Spółki. Zgodnie z Umową Trójstronną regres danego Akcjonariusza związany z wykorzystaniem jakiejkolwiek gwarancji wystawionej na podstawie umów zawartych na zlecenie Akcjonariuszy zapewniających udostępnienie Spółce linii gwarancyjnych dla celów zabezpieczenia płatności Wkładu Finansowego zostanie skonwertowany na pożyczki w wysokości równej regresowi należnej każdemu z Akcjonariuszy. Pożyczki te także mogą podlegać konwersji na akcje w kapitale zakładowym Spółki. W konsekwencji postanowienia Umowy Trójstronnej mogą, ale nie muszą, zmienić proporcje posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy Spółki, w tym Akcjonariuszy.

Spółka nie ma wiedzy o innych umowach zawartych w 2024 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 Spółka nie jest stroną takich ewentualnych umów. W zakresie wymaganym prawem, w przeszłości, Spółka przekazywała do publicznej wiadomości informacje dotyczące znanych jej 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 22 lipca 2024 roku pomiędzy Polenergia S.A. a Grant Thornton Polska Prosta spółka akcyjna z siedzibą w Poznaniu, ul. abpa Antoniego Baraniaka 88 E na przeprowadzenie:

- przeglądu śródrocznego Jednostkowego i Skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres od 1 stycznia 2024 roku do 30 czerwca 2024 roku oraz od 1 stycznia 2025 roku do 30 czerwca 2025 roku
- badania Jednostkowego i Skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok kończący się 31 grudnia 2024 roku oraz 31 grudnia 2025 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 2024 roku oraz 31 grudnia 2025 roku.

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

Spółki z grupy kapitałowej korzystały w 2024 roku z usług wybranej firmy audytorskiej w zakresie badania lub przeglądu sprawozdania finansowego lub Skonsolidowanego sprawozdania finansowego, badania raportu o zrównoważonym rozwoju, 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 49.

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

Opis pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym został przedstawiony w nocie 32 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.