

***Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.***

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA  
ZA ROK ZAKOŃCZONY DNIA 31 GRUDNIA 2025 ROKU**

---

Adam Mariusz Purwin – Prezes Zarządu

---

Andrzej Filip Wojciechowski – Pierwszy  
Wiceprezes Zarządu

---

Piotr Tomasz Sujecki – Drugi Wiceprezes  
Zarządu

Warszawa, 11 marca 2026 roku

## Spis treści

1.	Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2025 roku .....	4
2.	Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2025 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy .....	5
3.	Otoczenie prawne .....	28
4.	Struktura organizacyjna Grupy .....	28
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 .....	28
6.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących .....	30
7.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe .....	30
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 .....	30
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 .....	31
10.	Informacje ogólne .....	32
11.	Opis organizacji grupy kapitałowej Emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej Emitenta wraz z podaniem ich przyczyn .....	32
12.	Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu, w tym ..... z punktu widzenia płynności grupy kapitałowej Emitenta .....	33
13.	Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu Emitent jest na nie narażony .....	33
14.	Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego .....	53
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: .....	53
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 .....	63
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 .....	64
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 .....	64
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 .....	64
23.	Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązanym Emitenta .....	64
24.	W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez Emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności .....	69

25.	Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok .....	69
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.....	70
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.....	70
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.....	71
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 .....	71
30.	Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową .....	72
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 .....	72
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 .....	73
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 .....	74
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).....	74
35.	Informacja o wyodrębnionej części Sprawozdania Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia stanowiącej wyodrębnioną część sprawozdania oraz o atestacji sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju .	74
36.	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 .....	75
37.	Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji zawartych po okresie bilansowym.....	75
38.	Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych .....	76
39.	Informacje dodatkowe:.....	76

## 1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2025 roku

W okresie 12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2025 roku Grupa Kapitałowa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie EBITDA oraz skorygowanego zysku netto wynoszące odpowiednio 509,9 mln zł oraz 47,3 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 132,2 mln zł i 260,1 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	12M 2025	12M 2024	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	4 kwartał 2025	4 kwartał 2024	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
<b>Przychody ze sprzedaży, w tym:</b>	<b>4 225.8</b>	<b>4 320.5</b>	<b>( 94.8)</b>	<b>-2%</b>	<b>993.8</b>	<b>1,304.2</b>	<b>(310.5)</b>	<b>-24%</b>
<b>Koszt własny sprzedaży, w tym:</b>	<b>(3 632.1)</b>	<b>(3 512.1)</b>	<b>( 119.9)</b>	<b>3%</b>	<b>(839.2)</b>	<b>(1,125.1)</b>	<b>285.9</b>	<b>-25%</b>
segment obrotu i sprzedaży	(3 068.0)	(2 909.7)	( 158.3)		(680.4)	(946.2)	265.7	
pozostałe	( 564.1)	( 602.4)	38.3		(158.8)	(179.0)	20.2	
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>593.7</b>	<b>808.4</b>	<b>( 214.7)</b>	<b>-27%</b>	<b>154.5</b>	<b>179.1</b>	<b>(24.5)</b>	<b>-14%</b>
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	( 293.1)	( 317.6)	24.5		(89.2)	(111.0)	21.8	
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	( 135.4)	( 24.3)	( 111.1)		(66.1)	(16.3)	(49.8)	
Rozliczenie ceny aukcyjnej	0.1	1.3	( 1.2)		(2.1)	1.6	(3.7)	
<b>A Zysk operacyjny (EBIT)</b>	<b>165.2</b>	<b>467.8</b>	<b>( 302.6)</b>	<b>-65%</b>	<b>(2.9)</b>	<b>53.3</b>	<b>(56.1)</b>	<b>-105%</b>
Amortyzacja	183.5	174.3	9.1		47.2	44.0	3.2	
Odpisy aktualizujące	176.4	—	176.4		78.7	—	78.7	
Efekt sprzedaży Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o.	( 9.2)	—	—		( 9.2)	—	—	
Koszt związany ze sprzedażą aktywów***	( 6.0)	—	( 6.0)		( 6.0)	—	( 6.0)	
<b>EBITDA</b>	<b>509.9</b>	<b>642.1</b>	<b>( 132.2)</b>	<b>-21%</b>	<b>107.9</b>	<b>97.3</b>	<b>10.6</b>	<b>11%</b>
Efekt sprzedaży Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o.	9.2	—	—		9.2	—	—	
<b>Skorygowana EBITDA</b>	<b>519.1</b>	<b>642.1</b>	<b>( 123.0)</b>		<b>117.0</b>	<b>97.3</b>	<b>19.8</b>	
<b>B</b> Przychody finansowe	75.5	54.4	21.1		29.3	17.5	11.7	
<b>C</b> Koszty finansowe	( 299.8)	( 126.1)	( 173.7)		(98.4)	(45.1)	(53.3)	
<b>A+B+C Zysk (strata) brutto</b>	<b>( 59.1)</b>	<b>396.0</b>	<b>( 455.1)</b>	<b>-115%</b>	<b>( 66.6)</b>	<b>25.7</b>	<b>( 92.3)</b>	<b>-359%</b>
Podatek dochodowy	( 65.4)	( 94.8)	29.4	-31%	(6.9)	(18.6)	11.7	-63%
<b>Zysk netto</b>	<b>( 124.6)</b>	<b>301.2</b>	<b>( 425.7)</b>	<b>-141%</b>	<b>(73.4)</b>	<b>7.1</b>	<b>(80.6)</b>	<b>-1127%</b>
Korekty normalizujące:								
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	0.4	0.2	0.2		0.3	0.1	0.2	
Różnice kursowe	4.9	3.0	1.9		4.7	2.5	2.1	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	3.6	3.0	0.6		1.2	0.8	0.3	
Odpisy aktualizujące**	176.4	—	176.4		78.7	—	78.7	
Efekt sprzedaży Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o.	( 7.4)	—	( 7.4)		(7.4)	—	(54.7)	
(Zysk) Strata na aktywach wycenianych metodą praw własności	( 6.0)	—	( 6.0)		(11.4)	—	(11.4)	
<b>Skorygowany Zysk (Strata) Netto*</b>	<b>47.3</b>	<b>307.4</b>	<b>( 260.1)</b>	<b>-85%</b>	<b>(7.4)</b>	<b>10.5</b>	<b>(17.9)</b>	<b>-170%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>509.9</b>	<b>642.1</b>	<b>( 132.2)</b>	<b>-21%</b>	<b>107.9</b>	<b>97.3</b>	<b>10.6</b>	<b>11%</b>
Marża EBITDA	12.1%	14.9%	-2.8%		10.9%	7.5%	3.4%	
<b>EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>	<b>456.3</b>	<b>609.8</b>	<b>( 153.5)</b>	<b>-25%</b>	<b>99.1</b>	<b>119.5</b>	<b>(20.5)</b>	<b>-17%</b>
Marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	46.6%	51.8%	-5.2%		36.1%	37.9%	-1.8%	

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

\*\*) Odwrócenie odpisów związanych z dewelopmentem

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

Przychody Grupy ze sprzedaży za cztery kwartały 2025 roku były niższe o 94,8 mln zł, na co składają się niższe przychody w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 202,8 mln zł) oraz gazu i czystych paliw (o 32,2 mln zł), skompensowane częściowo przez wyższe przychody w segmencie obrotu i sprzedaży (o 110,9 mln zł) oraz farm fotowoltaicznych (o 18,5 mln zł).

Wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 509,9 mln zł i był niższy o 132,2 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie ze względu na niższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 165,6 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją niższych cen energii elektrycznej uzyskanych z farm i zielonych certyfikatów oraz słabsze warunki wietrzności. Powyższy efekt został częściowo skompensowany przez wyższe wyniki w segmencie obrotu i sprzedaży (o 21,3 mln zł).

Wyższy wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z roku ubiegłego odnotowano w segmentach dystrybucji (o 7,4 mln zł), farm fotowoltaicznych (o 15,2 mln zł), co wynika głównie z uruchomienia w drugim kwartale 2025 farm fotowoltaicznych Szprotawa I i Szprotawa II roku oraz wyższych średnich

cen sprzedaży energii elektrycznej.

Niższy wynik EBITDA został odnotowany w segmencie gazu i czystych paliw (o 3,4 mln zł) oraz niealokowanych (o 6,9 mln zł) głównie w związku z wyższymi kosztami operacyjnymi w Centrali, które wynikają ze wzrostu skali działalności oraz zdarzeniami jednorazowymi m.in. bonus oraz koszty doradztwa związane z projektem Bałtyk I.

W czwartym kwartale 2025 roku Grupa Polenergia odnotowała spadek przychodów ze sprzedaży o 310,5 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie 2024 roku, na co wpływ miały niższe przychody ze sprzedaży segmentu obrotu i sprzedaży (o 291,6 mln zł), oraz w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 47,1 mln zł).

Wynik EBITDA Grupy w samym czwartym kwartale 2025 roku wyniósł 107,9 mln zł i był wyższy o 10,6 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie niższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 46,1 mln zł) z uwagi na słabszą wietrzność w ostatnim kwartale 2025 r., dodatkowo niższy wynik w segmencie gazu i czystych paliw (o 2,1 mln zł). Powyższy efekt został skompensowany przez wyższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (o 31,1 mln zł), w segmencie niealokowane (o 14,7 mln zł) oraz w segmencie dystrybucji (o 10,8 mln zł).

W 2025 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł 47,3 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 260,1 mln zł. Zmiana skorygowanego zysku netto w okresie czterech kwartałów 2025 roku została spowodowana głównie przez wyższe koszty finansowe m.in. z tytułu odsetek, wynik na transakcjach dot. instrumentów pochodnych i różnicach kursowych, wyższą amortyzację.

W samym czwartym kwartale 2025 roku skorygowany zysk netto Grupy wyniósł -7,4 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego o 17,9 mln zł. Zmiana skorygowanego zysku netto w samym czwartym kwartale 2025 roku została spowodowana głównie wyższymi kosztami finansowymi z tytułu odsetek.

## 2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2025 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 2025	466.5	31.5	6.3	53.6	40.2	(88.2)	509.9
EBITDA 12M 2024	632.1	16.4	9.7	32.3	32.9	(81.3)	642.1
Zmiana:	(165.6)	15.2	(3.4)	21.3	7.4	(6.9)	(132.2)

W 2025 r. segment lądowych farm wiatrowych zanotował wynik EBITDA niższy o 165,6 mln zł w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego. Spadek wyników segmentu w tym okresie jest konsekwencją niższych cen energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów uzyskanych przez farmy jak również niższy wolumen produkcji energii elektrycznej. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez wpływ rekompensaty z tytułu ugody z Grupą Tauron w wysokości 15 mln zł. Wynik na działalności w czwartym kwartale 2025 r. był niższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 46,1 mln zł głównie z uwagi na niższe ceny energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów jak również gorsze warunki wietrzności, skompensowane częściowo poprzez niższe koszty operacyjne.

Segment gazu i czystych paliw osiągnął w 2025 roku niższy wynik EBITDA o 3,4 mln zł w porównaniu do wyniku z 2024 roku. Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. osiągnęła wynik EBITDA 10,1 mln zł, czyli o 0,6 mln zł wyższy w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie wskutek: (i) wyższego wyniku ze sprzedaży ciepła w 2025 r. w związku z dodatkową opłatą poniesioną za nieodebranie minimalnych ilości gazu za ciepło w 2024 r. (ii) niższych kosztów stałych (głównie koszty wynagrodzeń oraz koszt stałej opłaty przesyłowej za zamówioną moc

gazową), zniwelowanych częściowo przez (iii) niższe przychody z Rynku Mocy w związku z niższą ceną za 1MW zakontraktowanej mocy w 2025 r. w porównaniu do 2024 r. oraz (iv) niższy wynik na optymalizacji pracy ENS. Wynik na działalności w czwartym kwartale 2025 r. był wyższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 0,8 mln zł głównie wskutek: (i) wyższego wyniku na optymalizacji pracy ENS, (ii) wyższego wyniku na sprzedaży ciepła, (iii) niższych kosztów stałych, (iv) niższych przychodów z Rynku Mocy.

Jednak całościowy wynik w segmencie gazu i czystych paliw został zaniżony przez ujemną EBITDA na H2HUB, która wyniosła -3,8 mln zł.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w 2025 roku wzrost wyniku EBITDA o 21,3 mln zł w porównaniu do 2024 roku. Wpływ na wzrost wyniku miały: i) wyższy wynik na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej wskutek dokonanego w roku 2024 odpisu aktualizującego wartość zapasów i niższego wolumenu sprzedaży paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła, ii) wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej do klienta końcowego na skutek wejścia w życie w 2025 roku nowych kontraktów cPPA, iii) wyższy wynik na handlu na rynku hurtowym, głównie w ramach handlu certyfikatami oraz gazem, iv) niższe koszty operacyjne w związku z centralizacją funkcji wsparcia w ramach Grupy. Wzrost wyniku w 2025 r. został częściowo skompensowany przez: i) niższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE w konsekwencji wyższych kosztów bilansowania, ii) niższy wynik na obsłudze produkcji Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. W samym czwartym kwartale 2025 r. segment obrotu i sprzedaży zanotował wzrost wyniku EBITDA o 31,1 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na wzrost wyniku w czwartym kwartale 2025 r. miały: i) wyższy wynik na pozostałej działalności w obszarze energetyki prosumenckiej uwzględniający odpis aktualizujący wartość zapasów w roku 2024 oraz niższą kwalifikację i przesunięcia w czasie rozliczeń wniosków w ramach programu Mój Prąd, ii) niższe koszty operacyjne na skutek centralizacji funkcji wsparcia w ramach Grupy, iii) wyższy wynik w ramach handlu na rynku hurtowym i obsłudze biznesu przede wszystkim na rynku gazu. Wzrost wyniku w czwartym kwartale 2025 r. został częściowo skompensowany przez: i) niższy wynik na handlu certyfikatami z farm wiatrowych związany głównie z efektem niższych notowań na zielonych certyfikatach rok do roku., ii) niższy wynik na handlu energią elektryczną z aktywów OZE ze względu na wyższe koszty bilansowania będące konsekwencją zmian na rynku bilansującym.

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji za okres 12 miesięcy 2025 roku był wyższy o 7,4 mln zł w stosunku do wyniku z 2024 roku. Wzrost wyniku jest głównie konsekwencją wyższej marży jednostkowej na dystrybucji energii w 2025 r., co wynika z wyższych niż zakładano ceny oraz przychodów z mocy biernej i nadwyżek mocy oraz niższych strat sieciowych. 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 wyższy o 10,8 mln zł w porównaniu do czwartego kwartału 2024 roku. Na wzrost wyniku wpłynęła wyższa marża na dystrybucji, głównie w związku z wyższą niż zakładaną ceną oraz zawiązana w czwartym kwartale 2024 rezerwa na potencjalny zwrot rekompensat otrzymanych w 2023 roku w kwocie 17,1 mln zł.

Wynik EBITDA segmentu farm fotowoltaicznych (116 MW) w całym 2025 r. oraz w czwartym kwartale 2025 r. był na poziomie wyższym w porównaniu do wyników osiągniętych w analogicznych okresach roku ubiegłego (wzrost odpowiednio o 15,2 mln zł i 2,3 mln zł) z powodu wyższej produkcji energii, głównie z uwagi na wcześniejsze uruchomienie farm fotowoltaicznych Szprotawa I oraz Szprotawa II (66,9 MWp) w trzecim kwartale 2025 r. Efekt wolumenowy został częściowo skompensowany przez niższe ceny energii osiągnięte w 2025 r. oraz wyższe koszty operacyjne związane ze zwiększeniem mocy zainstalowanej.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do grudnia 2025 r. był niższy o 6,9 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie 2024 r. Na zmianę wyniku EBITDA w 2025 r. wpływają



głównie wyższe koszty operacyjne w Centrali (m.in. koszty wynagrodzeń oraz koszty usług obcych) wynikające ze wzrostu skali działalności oraz zdarzenia jednorazowe m.in. bonus oraz koszty doradztwa związane z Bałtykami.

Wynik na działalności finansowej w okresie styczeń – grudzień 2025 r. był niższy od wyniku w analogicznym okresie ubiegłego roku o 152,6 mln zł na co miały wpływ przede wszystkim wyższe koszty z tytułu odsetek od obligacji oraz kredytu, wynik na transakcjach dot. instrumentów pochodnych i różnicach kursowych częściowo skompensowane przez wyższe przychody z poręczeń finansowych oraz odsetek wygenerowanych poprzez wysokie saldo środków pieniężnych. W samym czwartym kwartale wynik był niższy o 41,6 mln zł, co jest głównie skutkiem wyższych kosztów finansowych z tytułu odsetek.

Niższy poziom podatku dochodowego (o 29,4 mln zł) za pierwsze cztery kwartały 2025 roku jest efektem niższego wyniku brutto Grupy, częściowo skompensowany brakiem rozpoznania podatku odroczonego na straty podatkowe w Polenergii S.A. i Polenergia Fotowoltaika S.A., ze względu na niskie ryzyko wykorzystania strat.

### **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 2025 roku nie przyniosła rozstrzygnięć na polu walki. Wpływ 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. Pomimo zakończenia przesyłu gazu przez Ukrainę pod koniec 2024 roku i tranzytu gazu z europejskich sieci w kierunku ukraińskim, ceny na europejskich rynkach nie uległy znaczącej zmianie, gdyż rynek już wcześniej przewidywał takie rozwiązania. Aktualnie największy wpływ na ceny gazu ziemnego mają kwestie związane z kierunkiem polityki USA oraz jej wpływ na globalną gospodarkę i kwestie pogodowe. Powodują one dużą zmienność na rynkach co odbija się m.in. na cenach surowców, w tym gazu ziemnego.

Rok 2025 był okresem, w którym ceny gazu ziemnego na rynkach hurtowych systematycznie spadały. Głównymi przyczynami tego stanu były czynniki pogodowe takie jak łagodniejsza zima oraz brak wysokich temperatur latem, w tym fal upałów i szybsze od spodziewanego napełnianie magazynów gazu w UE związane z wysoką podażą LNG. Generacja energii z wiatru była niższa od normalnej, ale wspomagała ją wyższa generacja z PV i niższe zapotrzebowanie na gaz oraz energię elektryczną. Za spadającymi cenami gazu początkowo podążały ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które swoje minima na poziomie lekko powyżej 60 EUR/t osiągnęły w kwietniu, by następnie systematycznie rosnąć do transakcji końca roku do poziomów powyżej 83 EUR/t. Korelacja cen gazu i Europejskiego Systemu Handlu (EUA) była niska, m.in. ze względu na większe zakupy uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przez fundusze, które traktują ten instrument jako dobre aktywo inwestycyjne, w związku z podtrzymaniem długoterminowych planów redukcji emisji w UE. Ceny energii elektrycznej w Polsce podążały za cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Dla rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego coraz większym zagrożeniem są działania dywersyjne i elementy konfliktu hybrydowego w postaci uszkodzeń podmorskich kabli do przesyłu energii, gazu, czy innych instalacji infrastruktury energetycznej na terenie państw UE, a także ataki hakerskie na te obiekty. Ogłoszone całkowite uniezależnienie się Europy od rosyjskiego gazu do końca 2027 roku nie wpłynęło znacząco na notowania cen surowców energetycznych, gdyż Europa w szybki sposób zdywersyfikowała dostawy gazu poprzez transport morski surowca w postaci LNG. Pomogła też pogoda i słabe dane z gospodarki niemieckiej, które zmniejszyły presję na zakupy surowca.

Istotnym czynnikiem, który również ma wpływ na działalność Grupy są utrzymujące się wysokie koszty finansowania wynikające z wysokich stóp procentowych. Poprawił się za to poziom kursu złotego

w stosunku do euro i dolara amerykańskiego, choć ryzyko wzrostu kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych jest nadal podwyższone. Ryzyko to zwiększają kwestie związane z brakiem przewidywalności polityki zagranicznej prowadzonej przez administrację USA, w tym w szczególności wprowadzanych ceł.

Zmienione w połowie 2024 r. zasady wyznaczania cen na rynku bilansującym od 11 lipca 2025 r. zyskały dodatkowy wymiar po dołączeniu Polski do platformy wymiany mocy bilansujących PICASSO. Po tym terminie nastąpił dalszy wzrost zmienności cen bilansujących, w tym ekstremalnych ich poziomów w obserwowanym zakresie od minus 45 tysięcy do plus 48 tysięcy zł za MWh. Znacząco zwiększyło to koszty bilansowania źródeł OZE w drugiej połowie 2025 roku, co negatywnie wpływa na uzyskiwane przez Grupę wyniki związane z eksploatacją źródeł OZE. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) i Urząd Regulacji Energetyki (URE) pracują aktualnie nad modelem, w którym ekstrema cenowe na rynku bilansującym nie będzie występować w tak dużym zakresie. W kolejnych latach spodziewany jest dalszy wzrost kosztów profilu przy rosnącym nasyceniu OZE w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) i spadającej podaży energii ze źródeł konwencjonalnych. W największej mierze dotyczy to źródeł farm fotowoltaicznych. Dodatkowo w okresach nadpodaży generacji energii z OZE i braku popytu na nią stosowane są nierynkowe redysponowania, czyli wyłączenia źródeł OZE, skutkujące niższymi wolumenami produkcji i wpływem na przychody Grupy.

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 na 2025 r. oraz 2026 r. zabezpieczone (wolumen oraz stała cena). 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.

W segmencie lądowych farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych wysoka zmienność cen energii elektrycznej skorelowana ze zmiennością generacji energii z wiatru i słońca skutkuje znaczącym wzrostem kosztu profilu, zwłaszcza dla źródeł farm fotowoltaicznych, co obniża uzyskiwaną efektywną cenę sprzedanej energii elektrycznej. Jednocześnie występowanie ujemnych cen i nadpodaży energii z OZE powoduje, że farmy zostają wyłączane ze względów ekonomicznych lub bilansowych (przez operatora). W związku z tym oraz niższą wietrznością wolumen produkcji energii w tym segmencie był niższy od zakładanego. Ceny praw majątkowych PMOZE\_A ("zielonych certyfikatów") również utrzymywały się na niskich poziomach w ciągu 2025 roku, okresowo spadając nawet poniżej 20 PLN/MWh. Było to skutkiem nadpodaży certyfikatów na rynku oraz rozważaniami na temat poziomu obowiązku na kolejne lata. Poziom obowiązku do umorzenia świadectw pochodzenia PMOZE\_A na 2025 rok wynosi 8,5%. Obowiązek ogłoszony na lata 2026-2028 wynosi 9,0% rocznie, co jest kompromisem pomiędzy żądaniami różnych stron. Długoterminowo niskie ceny zielonych certyfikatów występujące w 2025 roku były 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 221,3 MW, które w dalszym ciągu funkcjonują w obowiązującym przez 15 lat od uruchomienia obiektu systemie zielonych certyfikatów i w tej perspektywie są wyeksponowane na ryzyko zmian cen praw majątkowych.

W związku ze znacznym wzrostem mocy zainstalowanej w OZE, w szczególności w segmencie źródeł fotowoltaicznych, w Polsce i krajach sąsiednich, w okresach wysokiej generacji OZE i jednocześnie niskiego zapotrzebowania, mocno rośnie występowanie na rynku zjawiska ujemnych cen energii. Oznacza to, że za energię elektryczną wytworzoną w tych momentach to wytwórca musi zapłacić za jej sprzedaż na rynek lub zredukować produkcję, aby nie ponosić tego kosztu. Sytuacje takie mają miejsce głównie w dni weekendowe i świąteczne, ale też coraz częściej w wiosenne i jesienne dni robocze z wysoką generacją farm fotowoltaicznych. 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 którym uczestniczy dane źródło OZE.

Zjawisko okresowo występującej bardzo wysokiej podaży energii z OZE oprócz ujemnych cen generuje też inny wpływ na segment OZE Grupy Polenergia. W okresach takich, kiedy PSE nie jest w stanie bardziej ograniczyć jednostek konwencjonalnych ani wyeksportować nadwyżek generowanej energii, redukowana jest moc 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 nie jest natychmiastowa i zajmuje czas oraz dodatkowe zasoby. Rekompensata finansowa ze strony PSE obejmuje jedynie koszty wytwórcy związane z obowiązkiem zakupu energii niezbilansowanej po cenie rynku bilansującego CEN i przychody utracone w ramach systemów wsparcia (zielonych certyfikatów lub aukcji OZE). Rekompensata finansowa ze strony PSE nie obejmuje natomiast strat w przychodach pochodzących m.in. z umów PPA. 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 w przeszłości 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 ma wygaszoną licencję, rozwiązane zostały wszystkie umowy biznesowe oraz administracyjne i jest w końcowym etapie 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, polityczne 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 hurtowych transakcji OTC tj. sprzedaży bezpośrednio do klientów 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. Grupa Polenergia podejmuje także działania w celu monitorowania zagrożeń związanych z bezpieczeństwem. Potencjalny atak hakerski lub kinetyczny niszczący infrastrukturę teleinformatyczną lub ograniczający dostęp do systemów w tej spółce skutkowałoby brakiem lub ograniczoną możliwością prowadzenia działalności handlowej. Grupa identyfikuje też zagrożenia wynikające z odejścia kluczowego personelu obsługującego operacje handlowe w Spółce. 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. Z kolei objęcie obligatoryjnym handlem na giełdzie podmiotów OZE może skutkować wzrostem zmienności na rynkach krótkoterminowych oraz zahamowaniem rozwoju rynku kontraktów PPA.

Segment dystrybucji jest zabezpieczony długoterminowo przed skutkami wzrostu kosztów inwestycji oraz rosnących stóp procentowych poprzez mechanizm taryfowy oraz tzw. „konto regulacyjne”.

Mechanizmy te są stosowane również przy procedowanej taryfie na rok 2026.

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.

W ocenie Grupy, obecna sytuacja rynkowa nie powinna zagrozić realizacji podstawowych celów określonych w Strategii Grupy Polenergia na lata 2025 – 2030.

### **Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2025-2030**

W dniu 18 marca 2025 roku Zarząd Spółki przyjął Strategię Grupy Polenergia na lata 2025-2030 („Strategia Grupy Polenergia” lub „Strategia”). Przy opracowywaniu Strategii Grupy Polenergia uwzględniono aktualną oraz przewidywaną sytuację w sektorze elektroenergetycznym, przeprowadzono analizę otoczenia makroekonomicznego, rynkowego i regulacyjnego, a także określono założenia dotyczące kierunków rozwoju sektora w perspektywie najbliższych sześciu lat.

Strategia Grupy Polenergia zakłada rozwój najbardziej perspektywicznych kierunków rynku OZE przy jednoczesnym ograniczeniu działalności obszarów, które nie generują wystarczającej wartości dodanej oraz nie tworzą synergii z działalnością podstawową. Ambicją i misją Grupy Polenergia jest kontynuowanie działań związanych z procesem polskiej zielonej transformacji energetycznej, z wykorzystaniem innowacyjnych rozwiązań wspierających efektywność pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.

Strategia Grupy Polenergia opiera się na maksymalizacji wartości dla akcjonariuszy poprzez efektywne wykorzystanie rynkowych możliwości wzrostu oraz osiąganie atrakcyjnych stóp zwrotu, co stanowi solidną podstawę długoterminowego rozwoju i stabilnych wyników finansowych.

Priorytetem jest realizacja projektów morskiej energetyki wiatrowej Bałtyk II i III, oraz Bałtyk I (łącznie ok. 3 000 MW, projekty rozwijane we współpracy z Equinor).

Jednocześnie, kontynuowana będzie rozbudowa mocy wytwórczych w lądowej energetyce wiatrowej w Polsce o atrakcyjnej stopie zwrotu, przy wykorzystaniu istniejących zasobów Grupy (ok. 50 MW). Strategia zakłada dalszy rozwój projektów fotowoltaicznych głównie w oparciu o istniejące aktywa (w ramach cable pooling), w połączeniu z magazynami energii (łącznie zwiększenie o mocy ok. 100 MW).

Dodatkowo, Grupa będzie pracowała nad wzmocnieniem kompetencji i efektywności sprzedaży kontraktów PPA, co zabezpieczy dochodowość aktywów wytwórczych.

Strategia zakłada również dalsze rozwijanie projektu wiatrowego w Rumunii.

W efekcie realizacji działań w/w kierunków Strategia zakłada:

- wzrost mocy wytwórczych dla Grupy Polenergia do 1,5 GW<sup>1</sup> w 2030 roku z 0,6 GW obecnie;
- wzrost EBITDA do poziomu ok. 1,6 mld zł<sup>1</sup> w 2030 roku.
- poniesienie nakładów kapitałowych (rozumianych jako wniesiony do projektów wkład własny) w wysokości ok. 4,6 mld zł, głównie na inwestycje związane z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej.

Finansowanie realizacji Strategii Grupy Polenergia będzie pochodziło ze środków wygenerowanych przez Spółkę, w tym m.in. z zakładanych dezinvestycji, a także finansowania zewnętrznego, które w zależności od wymaganej kwoty, sytuacji rynkowej i innych czynników, będzie pozyskiwane w formie

<sup>1</sup> Moc oraz EBITDA Grupy na rok 2030 zostały zaprezentowane w ujęciu zarządczym, przy założeniu konsolidacji projektów Bałtyk II oraz Bałtyk III proporcjonalnie do udziału Polenergii S.A. w tych projektach, tj. w wysokości 50%

kredytów bankowych, emisji obligacji, a także od obecnych lub przyszłych inwestorów, w formie emisji akcji lub instrumentów hybrydowych.

Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne Zarząd Spółki nie planuje rekomendowania wypłaty dywidendy w horyzoncie trwania Strategii.

Jednocześnie Zarząd Spółki informuje, że Spółka dokonała analizy wpływów celów i założeń nowej strategii według wytycznych ESRS2 SBM-3 na strategię ESG i realizację celów w obszarze zrównoważonego rozwoju.

Strategia zakłada stabilny rozwój Grupy Polenergia w najbardziej perspektywicznych segmentach rynkowych w oparciu o przychody zabezpieczone poprzez kontrakty typu PPA i CFD.

### **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 149 MWp w segmencie farm fotowoltaicznych.

Realizacja projektów farm Fotowoltaicznych Szprotawa I i II o łącznej mocy 67 MWp dobiegła końca. Na początku kwietnia 2025 roku rozpoczęto rozruch technologiczny obiektu. Projekt uzyskał wszystkie niezbędne pozwolenia na użytkowanie oraz koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej i przekazany został do eksploatacji.

Dla projektu farmy fotowoltaicznej Rajkowy o mocy 35 MWp, po wygranej aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku, w czerwcu 2025 r. podjęto uchwały zatwierdzające ostateczną decyzję inwestycyjną, co oznacza uzyskanie wymaganych zgód korporacyjnych niezbędnych do realizacji projektu. Zawarta została umowa z wykonawcą prac montażowo - elektrycznych i umowy z dostawcami m.in. modułów fotowoltaicznych i inwerterów. We wrześniu 2025 roku rozpoczęły się pierwsze prace budowlane – prace ziemne, zaplecze budowy. W ostatnim kwartale 2025 roku rozpoczęły się dostawy wszystkich kluczowych komponentów. W grudniu 2025 roku podpisana została umowa kredytowa. Wszystkie prace postępują zgodnie z zaplanowanym harmonogramem i budżetem. Budowa projektu powinna zakończyć się w 2026 r.

Po wygranej w grudniu 2024 roku aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii (w odniesieniu do mniej niż 1% wolumenu planowanej do wytworzenia energii elektrycznej) projekt farmy wiatrowej Polenergia Farma Wiatrowa Bądecz (48,3MW) znajduje się na etapie pozyskiwania ostatnich niezbędnych dokumentów oraz decyzji administracyjnych niezbędnych przed podjęciem ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

Poza projektami w eksploatacji, Grupa posiada portfel projektów w fazie średniozaawansowanej i mniej zaawansowanej farm wiatrowych (ok. 1 GW) oraz farm fotowoltaicznych (ok. 0,9 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 aukcji 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 PPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozagiełdowym.

Grupa prowadzi również prace w zakresie rozwoju portfela projektów magazynów energii (BESS). Są to przede wszystkim projekty, które będą miały charakter komplementarny do już istniejących lub rozwijanych farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych Grupy. Grupa posiada aktualnie portfolio projektów BESS o mocy ok. 700 MW na różnym etapie rozwoju. Pierwsze projekty mogą osiągnąć stan gotowości do budowy w roku 2026. Szczegółowe informacje dotyczące zawartych umów istotnych dla działalności, w tym dotyczących projektów w obszarze magazynowania energii, zostały przedstawione w punkcie 11 – „Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji”

Grupa kontynuuje rozwój projektów wiatrowych na rynku rumuńskim za pośrednictwem spółki zależnej Wind Farm Four Srl („WF4”). WF4 realizuje prace deweloperskie związane z portfelem projektów farm wiatrowych o łącznej mocy przyłączeniowej do 685,6 MW, rozwijanych w ramach siedmiu spółek celowych. W roku obrotowym działalność WF4 koncentrowała się na zabezpieczeniu warunków przyłączeniowych uzyskanych w czerwcu 2023 r., w szczególności poprzez przedłożenie do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego pozwoleń na budowę dla części wytwórczej projektów, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa rumuńskiego. W drugim kwartale 2025 r. spółki projektowe uzyskały miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego (Plan Urbanistic Zonal – PUZ). W drugiej połowie roku prowadzone były prace w ramach procedury DTAC (Documentatia Tehnica pentru obtinerea Autorizatiei de Construire), obejmujące przygotowanie dokumentacji technicznej oraz pozyskiwanie decyzji administracyjnych, uzgodnień i pozwoleń wymaganych na podstawie certyfikatu urbanistycznego dla poszczególnych projektów. W dniu 12 grudnia 2025 r. spółki projektowe uzyskały ostateczne pozwolenia na budowę (Autorizația de Construire) dla części wytwórczej farm wiatrowych. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania prowadzone są dalsze prace deweloperskie, w tym w szczególności w zakresie uzyskania pozwolenia na budowę infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy z projektowanych farm wiatrowych. Zgodnie z aktualnym harmonogramem, projekty powinny osiągnąć pełną gotowość do realizacji (RTB – ready-to-build) do końca 2026 r., natomiast podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej (FID) planowane jest na drugi kwartał 2027 r.

Jednym z kluczowych celów strategicznych spółki jest długoterminowe zabezpieczenie produkcji energii z aktywów operacyjnych Grupy. W celu maksymalizacji wartości przez zarządzanie jakością i przewidywalnością przychodów, Grupa koncentruje się na sprzedaży wolumenu wytworzonej energii elektrycznej w następujących kanałach: kontrakty różnicowe (aukcje) i umowy sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych, w szczególności umowy PPA, kontrakty forward i spot.

Na dzień 31.12.2025, Grupa na rok 2026 zabezpieczyła 92% prognozowanej produkcji energii, osiągając średnią ważoną cenę netto na poziomie 410 zł/MWh (po odliczeniu szacowanego kosztu profilu). Cena sprzedaży energii na 2026 r. jest niższa w porównaniu do roku 2025, co wynika z spadkowego trendu na rynku kontraktów terminowych na energię elektryczną.

Poniższa tabela przedstawia poziom komercjalizacji energii elektrycznej z aktywów wiatrowych i fotowoltaicznych Grupy w latach 2026-2030:

	2026	2027	2028	2029	2030
Aukcja	19%	18%	25%	40%	40%
Pozostałe instrumenty zabezpieczające	73%	50%	35%	15%	15%
<b>Razem</b>	<b>92%</b>	<b>68%</b>	<b>60%</b>	<b>55%</b>	<b>55%</b>

### **Morskie farmy wiatrowe („MFW”)**

Kontynuowane są prace rozwojowe w segmencie morskich farm wiatrowych. Grupa posiada 50% udziałów w spółkach MFW Bałtyk I sp. z o.o. („MFW BI”, „MFW Bałtyk I”, „Bałtyk I”), (a za jej pośrednictwem kontroluje także 50% akcji w MFW Bałtyk I S.A.), MFW Bałtyk II sp. z o.o. („MFW BII”, „MFW Bałtyk II” „Bałtyk II”) i MFW Bałtyk III sp. z o.o. („MFW BIII”, „MFW Bałtyk III” „Bałtyk III”), które rozwijają trzy morskie farmy wiatrowe zlokalizowane na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 3 000 MW.

-----

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

Grupa posiada 50% udziałów w spółkach MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o., prowadzących budowę morskich farm wiatrowych o mocy 720 MW każda. Są to projekty I fazy systemu wsparcia, o który można było się ubiegać do 31 marca 2021 r.

W pierwszej połowie 2025 r. uzyskano kluczowe decyzje oraz zgody będące podstawą do rozpoczęcia

robót budowlanych w zakresie wykonania przewierć HDD (horyzontalne przewierci kierunkowe) przez strefę brzegową (landfall). W drugiej połowie 2025 r. uzyskano decyzje Ministerstwa Klimatu i Środowiska zatwierdzające dokumentację geologiczno-inżynierską dla obszaru MFW BII i MFW BIII oraz przedłożono do zatwierdzenia dokumentację geologiczno-inżynierską dla kabli morskich BII i BIII.

Kluczowe działania w zakresie odpowiedzialności PEP (Project Execution and Permitting) koncentrują się na zapewnieniu pełnej gotowości formalno-prawnej do rozpoczęcia robót budowlanych dla poszczególnych komponentów projektu MFW Bałtyk II i III. Obejmują one nadzór nad realizacją planów permittingowych oraz bieżące wypełnianie obowiązków wynikających z decyzji administracyjnych i przepisów prawa, niezbędnych do rozpoczęcia i realizacji poszczególnych prac.

W ramach działań uzyskano gotowość permittingową dla kluczowych zakresów morskich – kampanii usuwania głazów i materiałów niebezpiecznych w obszarze kabli oraz farm, a także instalacji narzutów kamiennych w lokalizacjach fundamentów pod turbiny i morską stację elektroenergetyczną MFW Bałtyk II.

W grudniu 2025 r. zmienione zostały decyzje o pozwoleniach na budowę dla lądowej stacji elektroenergetycznej MFW Bałtyk II oraz dla kabla lądowego MFW Bałtyk II, co umożliwia dostosowanie warunków realizacji inwestycji do aktualnego stanu projektu. Dodatkowo, w zakresie aktualizacji decyzji administracyjnych, procedowana jest zmiana decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III, planowane jest uzyskanie decyzji w II kwartale 2026 r.

W roku 2025 kontynuowane były prace budowlane w zakresie stacji transformatorowej ONS Bałtyk II oraz ONS Bałtyk III, linii kablowych 220 kV oraz 400 kV dla Bałtyk II i Bałtyk III oraz przejścia przez obszar "landfall" (realizacja przewierć HDD w obszarze morze-ląd). W ramach pierwszych prac na morzu, w 2025 r. zrealizowana została kampania usuwania głazów oraz kampania usuwania materiałów niebezpiecznych na obszarze kabli morskich i farm BII i BIII.

W ramach realizacji Projektów prowadzone są ciągłe, aktywne działania w obszarze zarządzania interesariuszami, informacji, komunikacji i edukacji. Przygotowano i wdrożono tymczasowy system rekompensat dla rybaków w związku z koegzystencją działalności rybackiej z budową morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Ponadto prowadzony jest stały dialog z interesariuszami projektów, w tym lokalną społecznością zlokalizowaną w pobliżu realizacji projektów.

W dniu 19 maja 2025 r. wspólnicy spółek MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., tj. Polenergia S.A. („Polenergia S.A.” lub „Spółka”) oraz Equinor Wind Power AS, podjęli uchwały zgromadzenia wspólników spółek projektowych w sprawie podjęcia ostatecznych decyzji inwestycyjnych (Final Investment Decisions – FID) rozpoczynających fazę budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III oraz zatwierdzenia budżetów i planów rozwoju powyższych projektów na fazę budowy ("Biznesplan").

Zgodnie z zatwierdzonym Biznesplanem zakończenie realizacji i oddanie projektów do użytkowania planowane jest na pierwsze półrocze 2028 r. dla MFW Bałtyk II oraz na drugie półrocze 2028 r. dla MFW Bałtyk III. Pierwsza generacja energii z obu projektów planowana jest w 2027 roku.

Przewidywany w Biznesplanie łączny poziom nakładów inwestycyjnych oraz wydatków operacyjnych fazy budowy (z wyłączeniem kosztów finansowania w trakcie budowy) wyniesie ok. 3,2 mld EUR dla MFW Bałtyk II oraz ok. 3,2 mld EUR dla MFW Bałtyk III, przy czym wspólnicy odpowiadają za zapewnienie finansowania w równych częściach.

Projekt realizowany będzie w formule finansowania projektowego (project finance) udzielonego przez konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych. Spłata finansowania project finance oparta będzie na przyszłych przepływach pieniężnych generowanych przez projekty MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.



Na datę podjęcia uchwał Zarząd Polenergii S.A. przewidywał, że wkład własny Polenergii S.A. do projektów zostanie sfinansowany ze środków pochodzących z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności w ramach pożyczki udzielonej Spółce przez Bank Gospodarstwa Krajowego, zielonych obligacji wyemitowanych przez Spółkę, środków własnych Spółki oraz rozliczeń dotyczących energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci w okresie rozruchu technologicznego przed osiągnięciem fazy operacyjnej.

W dniu 20 maja 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. zakończyły proces zawierania umów kredytów w celu sfinansowania budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III ("Umowy Kredytów").

Umowy Kredytów zostały podpisane z konsorcjum ok. trzydziestu polskich i zagranicznych instytucji finansowych.

Na podstawie Umów Kredytów spółki projektowe uzyskały finansowanie w formule finansowania projektowego (project finance w modelu bez regresu) na finansowanie poniesionych nakładów w wysokości ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk III sp. z o.o. Okres finansowania obejmuje okres budowy oraz kolejne 22 lata.

Dodatkowo, w przypadku przekroczenia kosztów projektu lub niższych od zakładanych przepływów pieniężnych w okresie rozruchu projektów Polenergia S.A. może być zobowiązana do wniesienia dodatkowego wkładu kapitałowego w wysokości nieprzekraczającej 280 mln EUR. W tym zakresie zobowiązanie Spółki będzie zabezpieczone gwarancjami bankowymi wystawionymi na zlecenie Polenergii S.A. oraz gwarancją korporacyjną Spółki.

Ponadto, zgodnie z Umowami Kredytów, spółki projektowe będą miały możliwość wykorzystania dodatkowych oraz rezerwowych linii kredytowych w łącznej wysokości ok. 230 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 240 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk III sp. z o.o.

Oprocentowanie finansowania project finance kalkulowane będzie na bazie zmiennych stóp procentowych opartych na EURIBOR lub WIBOR, powiększonych o odpowiednie marże.

Warunki Umów Kredytów przewidują ustanowienie określonych zabezpieczeń przez spółki projektowe. Warunki te przewidują ponadto, że Polenergia S.A. będzie stroną niektórych umów oraz czynności podjętych w związku z finansowaniem project finance i ustanowionymi zabezpieczeniami, między innymi umowy międzywierzycielskiej (intercreditor agreement), umowy wsparcia (shareholder support agreement) oraz związanej z nią ww. umowy dot. Rachunków Depozytowych i gwarancji korporacyjnych (parent company guarantees) oraz umowy określającej niektóre parametry finansowania (gaps agreement), a także umowy przelewu praw z pożyczek wspólniczych (shareholder security assignment agreement), jak również umowy zastawu na udziałach Polenergii S.A. w kapitale zakładowym spółek projektowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III oraz na Rachunkach Depozytowych. W związku z zastawem na udziałach Spółka złożyła standardowe oświadczenia o poddaniu się egzekucji.

Finansowanie project finance nie jest zabezpieczone na żadnym składniku majątku Spółki ani Grupy Polenergia z wyjątkiem zastawów na udziałach Polenergii S.A. w kapitale zakładowym spółek projektowych, Rachunkach Depozytowych oraz przelewu pożyczek wspólniczych.

W dniu 22 maja 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. spełniły określone w Umowach Kredytów warunki zawieszające. Polenergia S.A. odpowiada za wniesienie wkładu w wysokości ok. 123 mln EUR, który został wpłacony na dedykowane rachunki bankowe Spółki w pełnej wysokości („Rachunki Depozytowe”). Zwalnianie środków z Rachunków Depozytowych w celu sfinansowania przez Polenergię S.A. wkładu własnego będzie rozłożone w czasie do 2028 r.

Jednocześnie po spełnieniu warunków zawieszających warunkowe transakcje zabezpieczające zawarte w formule Deal Contingent Hedge zostały poddane nowacji na docelowe transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych. Zgodnie z Umowami Kredytów, spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. dokonały transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe



i ryzyko zmiany stopy procentowej. Łącznie transakcje zabezpieczają ok. 90% planowanej ekspozycji Spółek Projektowych na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na EURIBOR, natomiast zawarte transakcje typu forward walutowy pokrywają blisko 100% ryzyka walutowego związanego z wydatkami inwestycyjnymi.

Splata finansowania project finance oparta będzie na przyszłych przepływach pieniężnych generowanych przez projekty MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.

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

Istotne umowy podpisane do końca 2025 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.)
- Narzuty kamienne zabezpieczające fundamenty turbin wiatrowych i morskich stacji transformatorowych (luty 2025 r.)
- Do momentu publikacji raportu Spółka zawarła poniższe istotne aneksy wprowadzające zmiany do istotnych umów:
  - Dwa aneksy do umów na transport i instalację fundamentów turbin i morskich stacji transformatorowych z 2 lipca 2024 r. zawartych z Heerema Marine Contractors Nederland SE. Aneksy wdrażają planową rekalkulację wynagrodzenia wykonawcy w związku z ustaleniem ostatecznego scenariusza bazowego prac realizowanych przez wykonawcę.
  - W wyniku przeprowadzonej rekalkulacji łączne wynagrodzenie wykonawcy na podstawie obu umów jest obecnie szacowane na ok. 457 mln EUR co stanowi wzrost o ok. 67 mln EUR względem prognoz przyjętych na etapie kontraktowania wykonawcy. Powyższa rewaluacja umów, w tym przewidywany wzrost całkowitej wartości umów, zostały uwzględnione w nakładach inwestycyjnych CAPEX na etapie opracowania budżetów i planów rozwoju projektów na fazę budowy, o których zatwierdzeniu Spółka informowała w raporcie giełdowym nr 29/2025. Ostateczne wynagrodzenie wykonawcy będzie uzależnione m.in. od aktualnych cen paliw oraz wahań kursowych.
- Aneksy do umów na dostawę i instalację morskich kabli eksportowych z 5 października 2023 r. zawarte z Jan De Nul Luxembourg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 spółka jawna oraz Jan De Nul Luxembourg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 3 spółka jawna.

- W ramach zawartych aneksów zakres prac wykonawców zostanie rozszerzony o usunięcie głazów na trasie morskich kabli eksportowych. Prace zostaną zrealizowane przez podwykonawcę – spółkę Helix Robotics Solutions Ltd. Łączny koszt aneksów szacowany jest na ok. 29 mln EUR dla obu projektów. Wskazane kwoty obejmują m.in. zapewnienie statków, usuwanie głazów zidentyfikowanych podczas ostatniego etapu badań geologicznych, nadzór oraz zarządzanie pracami przez wykonawców. Ostateczne wynagrodzenie wykonawców będzie uzależnione m.in. od czasu pracy statków oraz aktualnych cen paliw. Powyższy wzrost całkowitej wartości umów, został uwzględniony w nakładach inwestycyjnych CAPEX na etapie opracowania budżetów i planów rozwoju projektów na fazę budowy, o których zatwierdzeniu Spółka informowała w raporcie giełdowym nr 29/2025.

-----

#### MFW Bałtyk I

Grupa posiada 50% udziałów w spółce MFW Bałtyk I sp. z o.o., która posiada 100% akcji w spółce MFW Bałtyk I S.A., przygotowującej do budowy morską farmę wiatrową zlokalizowaną na Morzu Bałtyckim, o mocy do 1 560 MW. Jest to projekt II fazy systemu wsparcia z aukcją ogłoszoną na 17 grudnia 2025 r.

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach dla MFW Bałtyk I została wydana 3 grudnia 2024 roku, z dniem 7 kwietnia 2025 stała się prawomocna. Trwa procedura w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla infrastruktury przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I.

Dnia 13 października 2025 r. zmienione zostało pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp i konstrukcji na polskich obszarach morskich dla MFW Bałtyk I, co pozytywnie wpłynie na proces realizacji projektu. Aktualnie trwa proces pozyskiwania niezbędnych pozwoleń i decyzji. W trzecim kwartale 2025 r. uzyskano opinie do decyzji lokalizacyjnych dla części morskiej i lądowej w zakresie kabla eksportowego, oraz złożono do zatwierdzenia 6 z 7 wymaganych (zgodnie z ustawą o bezpieczeństwie morskim) ekspertyz technicznych.

Obecnie kontynuowane są prace związane z kolejnym etapem badań geologicznych i geotechnicznych w obszarze części lądowej, których zaawansowanie odpowiada aktualnemu harmonogramowi projektu MFW Bałtyk I. Dla nieruchomości prywatnych położonych wzdłuż trasy kabla eksportowego MFW Bałtyk I zastosowano model pozyskiwania praw do gruntu oparty na ustanawianiu służebności przesyłu w formie umów cywilnoprawnych. W odniesieniu do nieruchomości instytucjonalnych oraz działek, w przypadku których uzyskanie służebności może być utrudnione, prawa do gruntu będą zabezpieczane poprzez decyzję lokalizacyjną wydawaną na podstawie Ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

W ramach planowanej procedury administracyjnej dotyczącej uzyskania decyzji lokalizacyjnej obejmującej teren przeznaczony pod stację transformatorową ONS oraz drogę dojazdową, podjęto działania związane z ustaleniem warunków z dzierżawcą nieruchomości. Proces ten został zakończony poprzez podpisanie porozumienia określającego wysokość należnego odszkodowania.

W dniu 9 grudnia 2025 r. uzyskano decyzję Ministra Klimatu i Środowiska zatwierdzającą dodatek do projektu robót geologicznych dla potrzeb określenia warunków geologiczno-inżynierskich obejmujący zwiększenie obszaru sejsmicznych badań 3D oraz zaprojektowanie opcjonalnych sejsmicznych badań geofizycznych SBP - sub-bottom profiler. Pozwolenie stanowi podstawę do prowadzenia badań objętych jego zakresem.

Dnia 9 czerwca 2025 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował ogłoszenie o aukcji dotyczące wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Tego samego dnia MFW Bałtyk I złożyła wniosek

o prekwalifikację. Aukcja ma na celu przyznanie prawa do pokrycia tzw. ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych. W dniu 6 listopada 2025 r. URE wysłał certyfikat dopuszczenia do aukcji dla MFW Bałtyk I o mocy 1560 MW (maksymalna moc morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I).

W II połowie 2025 r. prace koncentrowały się na przygotowaniach do uczestnictwa w aukcji offshore, przeprowadzone zostały liczne analizy ekonomiczne oraz techniczne projektu MFW Bałtyk I.

W dniu 17 grudnia 2025 roku odbyła się pierwsza polska aukcja dla morskich farm wiatrowych, a jej wyniki zostały ogłoszone przez Urząd Regulacji Energetyki 18 grudnia 2025 r.

Projekt morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I otrzymał 25-letni kontrakt różnicowy (CfD) w ramach pierwszej polskiej aukcji morskiej energetyki wiatrowej dla projektów fazy II. Projekt Bałtyk I zabezpieczył najwyższą cenę (492,32 PLN/MWh) spośród wszystkich zwycięskich ofert, jak również największą moc 1560 MW. Wygranie aukcji zobowiązuje spółkę do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej po uzyskaniu koncesji, w terminie 7 lat od dnia zamknięcia sesji aukcji.

### **Gaz i czyste paliwa**

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd w wyniku przeglądu opcji strategicznych w obszarze projektów wodorowych podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu się z dalszego rozwoju tej gałęzi działalności Grupy.

Grupa Polenergia posiada dwa projekty wodorowe w fazie rozwoju: H2Silesia oraz H2HUB Nowa Sarzyna.

Projekt H2Silesia w ramach spółki celowej Polenergia H2Silesia sp z o. o. zakładał budowę wielkoskalowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy 105 MW na potrzeby przemysłu ciężkiego i transportu zeroemisyjnego. Planowana instalacja byłaby w stanie wyprodukować ok. 13 000 ton wodoru rocznie.

W lutym 2024 roku Komisja Europejska wydała decyzję notyfikacyjną dotyczącą pomocy publicznej dla projektu H2Silesia realizowanego w ramach IPCEI Hydrogen Hy2Infra. W dniu 13 czerwca 2025 roku otrzymano informację o rekomendowaniu przez Bank Gospodarstwa Krajowego („BGK”) do objęcia bezzwrotnym wsparciem projektu H2Silesia. Ostateczna realizacja projektu pozostała jednak zależna od zewnętrznych kryteriów, takich jak zawarcie kontraktów zabezpieczających warunki dostaw wodoru, spełnienie odpowiednich kryteriów ekonomicznych oraz dostępności środków publicznych i finansowania dla Projektu, uzyskana wymaganych zgód korporacyjnych, jak również od wyników procesu przeglądu opcji strategicznych.

W dniu 18 września 2025 roku Polenergia S.A. powzięła informację o odstąpieniu przez Bank Gospodarstwa Krajowego od podpisania umowy z Polenergia H2Silesia sp. z o.o. dotyczącej objęcia bezzwrotnym wsparciem ww. projektu. Odstąpienie od zawarcia umowy nastąpiło w wyniku oceny BGK, zdaniem, którego zaproponowane przez spółkę zależną zmiany w projekcie, związane z dostosowaniem projektu do aktualnych warunków rynkowych oraz prowadzonego procesu przeglądu opcji strategicznych w obszarze strategii wodorowej, nie są możliwe do zaimplementowania. W związku z powyższym, podjęto decyzję o utworzeniu odpisu aktualizacyjnego wartość aktywów w odniesieniu do spółki Polenergia H2Silesia sp. z o.o. w kwocie ok. 5,4 mln zł.

Po odstąpieniu przez Bank Gospodarstwa Krajowego od podpisania umowy ze spółką zależną, Spółka monitoruje alternatywne programy wsparcia oraz potencjalny nowy nabór, który może zostać ogłoszony przez BGK. Bieżące działania są nakierowane na ocenę możliwości odbudowania wartości projektu H2Silesia w związku z posiadaniem notyfikacji pomocy publicznej w ramach IPCEI Hy2Infra.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna zakładał budowę pilotażowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru

o mocy nominalnej elektrolizera ok. 5 MW, co pozwalało na maksymalną produkcję ok. 500 ton zielonego wodoru rocznie.

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 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.

Spółka H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. zawarła z NFOŚiGW umowę o dofinansowanie projektu, którego celem była budowa dwóch stacji tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą, w dwóch lokalizacjach: w Nowej Sarzynie oraz w Rzeszowie. Łączna kwota przyznanego dofinansowania w formie dotacji wynosiła do 20 mln zł. Zgodnie z umową, stacje tankowania wodoru wraz z infrastrukturą towarzyszącą powinny zostać oddane do użytkowania w drugiej połowie 2027 roku, przy czym umowa o dofinansowanie przewiduje możliwość wprowadzania zmian do harmonogramu. Dla instalacji w Nowej Sarzynie wydane zostało pozwolenie na budowę oraz decyzja o Warunkach Zabudowy dla stacji tankowania w Rzeszowie. Jednocześnie w pierwszym kwartale 2025 r. wydano pozwolenie na budowę na instalację fotowoltaiczną do 8 MW, która miałaby zasilać elektrolizer w Nowej Sarzynie.

Spółka realizuje przegląd opcji strategicznych w odniesieniu do dalszego kierunku rozwoju projektu H2HUB Nowa Sarzyna, w wyniku którego zostaną podjęte decyzje uwzględniające najbardziej efektywne i uzasadnione biznesowo scenariusze.

W ramach Grupy, realizowany był także projekt o nazwie eFuels. Celem projektu było wykorzystanie odnawialnego wodoru do produkcji metanolu i odnawialnego paliwa lotniczego. W ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”) pt. „Nowe technologie w zakresie energii I” Spółka znalazła się wśród 6 zespołów, którym zostało przyznane dofinansowanie na realizację innowacyjnych projektów energetycznych. W związku z podjętą decyzją o stopniowym wycofywaniu się działalności i w jobszarze wodoru, w dniu 7 kwietnia 2025 roku Polenergia S.A. jako lider konsorcjum, złożyła wniosek o zaprzestanie realizacji projektu. Obecne perspektywy realizacji projektu nie dają szans na ukończenie zadań przypisanych do drugiej fazy we wskazanym w umowie z NCBiR terminie. Dnia 3 grudnia 2025 r. przekazano do NCBiR audyt biegłego rewidenta, który nie wykazał żadnych nieścisłości w realizacji projektu. Obecnie Spółka oczekuje na opinię NCBiR w sprawie złożonego wniosku o zaprzestanie realizacji projektu. Na podstawie opinii NCBiR wydana zostanie decyzja w sprawie rozliczenia dotacji otrzymanych wcześniej przez konsorcjum prowadzące projekt.

W dniu 11 grudnia 2025 r. spółka zależna Polenergii S.A. – Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. z siedzibą w Nowej Sarzynie („ENS”) wzięła udział w aukcji głównej rynku mocy na rok dostaw 2030. W toku aukcji ENS zaoferowała obowiązek mocy na rok 2030 w łącznej wysokości 114 MW. Aukcja ta zakończyła się w 2. rundzie z ceną zamknięcia dla JRM ulokowanych na terenie systemu 465,02 zł/kW/rok. Umowa między PSE oraz Zarządcą Rozliczeń S.A a ENS została zawarta na okres jednego roku.

W dniu 17 grudnia 2025 r. Polenergia S.A. zawarła z Axpo Polska sp. z o.o. („Axpo”) przedwstępną, warunkową umowę sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa sp. z o.o. Zawarcie przyrzeczonej umowy przenoszącej własność Udziałów było uzależnione od spełnienia warunku zawieszającego obejmującego uzyskanie przez Axpo zgody organu antymonopolowego na nabycie udziałów. W związku ze spełnieniem tego warunku, w dniu 30 stycznia 2026 r. strony zawarły umowę przyrzeczoną. Łączna ostateczna cena za udziały wyniosła ok. 139,7 mln PLN.

**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 energii 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 mrożące ceny energii dla klienta końcowego zahamowały w znacznej mierze możliwości dynamicznego rozwoju sprzedaży, dodatkowo wysoka zmienność cen, kosztów profilu oraz kosztów bilansowania ograniczają możliwości działań związanych z agregacją zewnętrznych OZE. Znaczące zmiany regulacyjne jakie wprowadzano w ostatnich latach spowodowały, że klienci bardziej nakierunkowują się na zakupy w krótkich lub bardzo długich terminach, w związku z czym Spółka zgodnie z założeniami Strategii intensywnie rozwija 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.

W dniu 31 lipca 2025 r. został opublikowany plan połączenia spółki Polenergia Obrót S.A. ze spółką Polenergia Sprzedaż sp. z o.o. Kluczowym celem połączenia jest uproszczenie struktury i zwiększenie efektywności w zawieraniu długoterminowych kontraktów PPA, zgodnie z przyjętą w marcu 2025 roku strategią na lata 2025 - 2030. Decyzja oznacza pełną integrację kompetencji sprzedaży i obrotu energią w jednym podmiocie, uproszczenie procesów zarządczych oraz większą przejrzystość finansową Grupy w kontekście m.in. raportowania danych finansowych. Po połączeniu umowy będą ważne i obsługiwane przez połączony podmiot. Klienci obu spółek będą na bieżąco informowani o przebiegu procesu połączenia. W trakcie realizacji procesu połączenia zakończono działalność w sektorze B2C realizowaną przez spółkę Polenergia Sprzedaż sp. z o.o. Połączenie Spółek nastąpiło z dniem 31 grudnia 2025 roku.

Spółka Polenergia Fotowoltaika S.A. w ramach prowadzonej działalności operacyjnej w 2025 roku zainstalowała 9,3 MWp paneli fotowoltaicznych oraz 1 791 magazynów energii. 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. („Polenergia Dystrybucja”) 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. W dniu 17 lutego 2025 Spółka uzyskała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki korygującą Taryfę w zakresie kosztów przeniesionych. Jednocześnie od 7 października trwa proces zatwierdzania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nowej Taryfy na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej.

Kluczową kwestią w segmencie dystrybucji było uzyskanie przez Polenergia Dystrybucja w dniu 28 listopada 2025 na mocy decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki znak DRE.WOSE.4111.2.26.15.2024.POW przedłużenia ważności koncesji na dystrybucję energii



elektrycznej do dnia 31 grudnia 2040 r. oraz zmiana decyzji w zakresie wyznaczenia Polenergia Dystrybucja operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od dnia 20 lipca 2009 r. do dnia 31 grudnia 2040 r."

W segmencie sprzedaży energii elektrycznej Polenergia Dystrybucja uzyskała również w dniu 28 listopada 2025 r. przedłużenie obowiązywania koncesji do dnia 31 grudnia 2035 r. 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 2025 roku zrealizowano umowy o przyłączenie oraz zgłoszono gotowość do przyłączenia dla 80 inwestycji/etapów inwestycji oraz uzyskano rozszerzenie koncesji dla 36 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 14.

Ponadto Polenergia Dystrybucja jest również w trakcie realizacji IV planu inwestycyjnego na lata 2021-2026. Do końca czwartego kwartału 2025 roku spółka podpisała 97 umów o przyłączenie. W ramach IV planu inwestycyjnego spółka zakończyła realizację 131 inwestycji/etapów inwestycji, dla których zgłosiła gotowość przyłączenia, uzyskano rozszerzenie koncesji dla łącznie 41 projektów, oczekiwane jest uzyskanie koncesji w odniesieniu do kolejnych 18.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd dokonał przeglądu opcji strategicznych w obszarze elektromobilności i podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu się z dalszego rozwoju tej gałęzi działalności Grupy. Do końca 2025 roku Polenergia eMobility sp. z o.o. udostępniała klientom 99 stacji ładowania (153 punkty ładowania), uruchamiając w IV kwartale 3 stacje realizowane w ramach wcześniejszych zobowiązań.

W 2025 Spółka ukończyła ponadto strategiczny projekt budowy kompletnej infrastruktury ładowania wzdłuż koncesyjnego odcinka autostrady A2 na terenie ośmiu Miejsc Obsługi Podróżnych (MOP).

Polenergia eMobility sp. z o.o. posiada obecnie portfel umów dotyczących prawa do terenu pozwalających na budowę kolejnych 172 stacji ładowania.

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

Dnia 26 lutego 2025 r. Polenergia S.A. otrzymała od Mansa Investments sp. z o.o., Kulczyk Holding S.à r. oraz Pani Dominiki Kulczyk zawiadomienie złożone na podstawie art. 69a ust. 3 w zw. z art. 69 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych w sprawie ustanowienia zastawu na akcjach Polenergii S.A. posiadanych przez Mansa.

Dnia 12 marca 2025 r. Polenergia S.A. otrzymała oświadczenie BIF IV Europe Holdings Limited, akcjonariusza Spółki, o wykonaniu uprawnienia osobistego oraz o następujących zmianach w Radzie Nadzorczej Spółki w wykonaniu tego uprawnienia: odwołaniu Pana Thomasa Josepha O'Briena z Rady Nadzorczej Spółki ze skutkiem natychmiastowym; powołaniu Pani Inés Bargueño na Członka Rady Nadzorczej Spółki ze skutkiem natychmiastowym.

W dniu 28 kwietnia 2025 r. została podpisana przez Amon sp. z o.o. („Amon”) oraz Talia sp. z o.o. („Talia”) ugoda z TAURON Polska Energia S.A. („Tauron”) oraz spółką zależną od Tauron – Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. („PEPKH”) (Amon, Talia, Tauron oraz PEPKH łącznie jako „Strony”). Podstawowym celem zawartych ugód jest polubowne zakończenie wszystkich sporów sądowych, jakie toczą się między Amon i Talia a PEPKH oraz pomiędzy Amon i Talia a Tauron. W wyniku ugody zawartej przez Amon i Talia z PEPKH:

- Doszło do rozwiązania Umów Sprzedaży Praw Majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii w odnawialnym źródle energii przez odpowiednio Amon i Talia, zawartych 23 grudnia 2009 r. pomiędzy PEPKH a Amon oraz PEPKH a Talia (o których zawarciu Spółka informowała w raportach nr 62/2009 i 63/2009 roku z 24 grudnia 2009 r.).
- Amon i Talia oraz PEPKH zmieniły Umowy Sprzedaży Energii Elektrycznej wytworzonej w farmach



wiatrowych odpowiednio Amon i Talia zawartych z PEPKH w dniu 23 grudnia 2009 r. (o których zawarciu Emitent informował w raportach nr 61/2009 i 64/2009 z 24 grudnia 2009 r.) w ten sposób, że zostanie wznowione ich wykonywanie na okres 10 lat, liczony od dnia 1 czerwca 2025 r., tj. do dnia 31 maja 2035 r., a nowa ustalona przez Amon i Talia oraz PEPKH cena, po której energia elektryczna będzie nabywana, nie będzie podlegała zmianom przez cały okres wykonywania tych umów.

- PEPKH zapłaciła na rzecz Amon i Talii jednorazowe odszkodowanie w łącznej wysokości 15 mln zł.
- Dojdzie do zakończenia wszystkich sporów sądowych jakie toczą się obecnie zarówno z powództw Amon i Talia przeciwko PEPKH, jak i z powództwa PEPKH przeciwko Amon i Talia, tj. cofnięte zostaną przez Amon i Talię powództwa przeciwko PEPKH ze zrzeczeniem się roszczeń w sprawach toczących się przed Sądem Okręgowym w Gdańsku, sygn. akt IX GC 449/15, IX GC 451/15 oraz IX GC 744744/19, jak i PEPKH cofnie powództwo wzajemne przeciwko Amon wytoczone przed Sądem Okręgowym w Gdańsku do sygn. akt IX GC 744/19 oraz powództwo przeciwko Talia wytoczone przed Sądem Okręgowym w Warszawie do sygn. akt XX GC 1057/24, w obydwu przypadkach wraz ze zrzeczeniem się roszczeń w tych sprawach. Ponadto PEPKH cofnie także skargi kasacyjne w sprawach toczących się przed Sądem Najwyższym do sygn. II CSK 874/23 i II CSKP 178/23. Stosowne pisma sądowe wyrażające wolę cofnięcia powództw i zrzeczenia się roszczeń jak i cofnięcia skarg kasacyjnych mają zostać złożone we właściwych sądach najpóźniej kolejnego dnia roboczego następującego po dniu podpisania ugody.

Ponadto, w ramach dokumentacji ugodowej doszło także do zawarcia pomiędzy Tauron, PEPKH oraz Amon i Talia porozumienia co do wstąpienia Tauron w miejsce PEPKH jako kupującego do Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii – farmie wiatrowej w miejscowości Łukaszów oraz w farmie wiatrowej w miejscowości Modlikowice z dnia 23 grudnia 2009 r., które zawiera w sobie także ugodę pomiędzy Amon i Talią a Tauron.

W wyniku zawartego porozumienia i ugody:

- Tauron wstąpił w miejsce PEPKH w prawa i obowiązki kupującego z ww. Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej, które to Umowy Tauron oraz Amon i Talia będą wykonywać przez okres czasu i na warunkach jak wskazane w pkt 2 powyżej.
- Amon i Talia cofną powództwa przeciwko Tauron ze zrzeczeniem się roszczeń wytoczone przed Sądem Okręgowym w Katowicach (obecnie sygn. akt XIII GC 164/25). Pismo sądowe wyrażające wolę cofnięcia powództw i zrzeczenia się roszczeń ma zostać złożone w Sądzie Okręgowym w Katowicach najpóźniej kolejnego dnia roboczego następującego po dniu podpisania ugody.

Dodatkowo, Strony zrzekły się wzajemnie względem siebie wszelkich roszczeń i praw, które im przysługują lub mogłyby im przysługiwać z tytułu niewykonywania lub nienależytego wykonywania Umów Sprzedaży Praw Majątkowych i Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej przez którąkolwiek ze Stron, jak i wszelkich roszczeń o charakterze deliktowym związanych z takim niewykonywaniem lub nienależytym wykonywaniem takich Umów, a zrzeczenie to obejmować ma w założeniu stron zarówno roszczenia objęte dotychczas sporami sądowymi, jak i wszelkie ewentualne dalsze roszczenia, nieobjęte tymi sporami, a które odnoszą się do okresu czasu zamkniętego do momentu zawarcia ugód.

W wyniku zawarcia ugód i wznowienia wykonywania Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej Strony przewidują sprzedaż łącznego wolumenu energii elektrycznej z farm wiatrowych Amon i Talia w szacunkowej wysokości ok. 1,2 TWh w perspektywie 10 lat wykonywania Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej, zaś wartość Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej w perspektywie 10 lat ich wykonywania, ustalona jako iloczyn ilości sprzedanej energii elektrycznej oraz stawki określonej w tych Umowach, szacunkowo wyniesie przez cały okres ich obowiązywania odpowiednio ok. 300 mln zł dla Amon oraz ok. 200 mln zł dla Talia.

Z dniem 24 kwietnia 2025 roku w skład Rady Nadzorczej Spółki, na kolejną trzyletnią, indywidualną kadencję, zostały powołane następujące osoby:

- Pani Dominika Kulczyk – na podstawie art. 5.4.2 (a) (i) Statutu Polenergii S.A., w wyniku wykonania uprawnienia osobistego przez Mansa Investments sp. z o.o.; oraz

- Pani Emmanuelle Rouchel oraz pan Ignacio Paz-Ares Aldanondo – na podstawie art. 5.4.2 (a) (i) Statutu Polenergii S.A., w wyniku wykonania uprawnienia osobistego przez BIF IV Europe Holdings Limited.

Powołanie Członków Rady Nadzorczej na nową kadencję związane jest z wygaśnięciem dotychczasowych mandatów ww. osób w związku z odbyciem w dniu 23 kwietnia 2025 roku Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia zatwierdzającego sprawozdanie finansowe Spółki za rok 2024.

W dniu 16 czerwca 2025 roku Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego („Sąd”), dokonał rejestracji zmiany Statutu Polenergii S.A., przyjętej na mocy uchwały nr 30/2025 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 23 kwietnia 2025 roku. Treść podjętych uchwał została opublikowana raportem bieżącym nr 39/2025.

W dniu 29 lipca 2025 roku Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, zarejestrował zmianę Statutu Spółki dokonaną na podstawie uchwały nr 3/2025 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 26 czerwca 2025 roku. Treść zmienionego statutu została opublikowana raportem bieżącym nr 46/2025.

W dniu 7 sierpnia 2025 r. Pana Mikołaj Franzkowiak złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Spółki.

W dniu 13 sierpnia 2025 r. Mansa Investments sp. z o.o., w wykonaniu uprawnienia osobistego przysługującego na podstawie art. 5.4.2 (a) (i) Statutu Polenergii S.A., powołała w skład Rady Nadzorczej Spółki Pana Jacka Tadeusza Santorskiego.

W dniu 1 października 2025 roku Sąd Okręgowy w Warszawie zasądził solidarnie od Certyfikaty sp. z o.o. („Certyfikaty”) oraz Polenergia Obrót S.A. („Polenergia Obrót”) będących spółkami zależnymi Polenergii S.A., kwotę 24.025.009,72 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie na rzecz Eolos Polska sp. z o.o. („Eolos”) w związku z rzekomym niewykonaniem dwóch ramowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii zawartych przez poprzednika prawnego Certyfikaty i Eolos w dniu 23 grudnia 2010 r., które w ocenie Spółki wygasły w dniu 5 stycznia 2016 r. Wyrok jako nieprawomocny nie podlega wykonaniu. Po analizie uzasadnienia wyroku Spółka podejmie decyzję co do wniesienia apelacji.

W dniu 19 grudnia 2025 roku Zarząd spółki pod firmą Polenergia S.A. otrzymał informację o złożeniu przez Członka Zarządu Emitenta Pana Łukasza Buczyńskiego rezygnacji z członkostwa w Zarządzie i z funkcji Członka Zarządu (COO) Emitenta, ze skutkiem na dzień 19 grudnia 2025 roku (koniec dnia).

W dniu 19 grudnia 2025 roku, Rada Nadzorcza Emitenta podjęła uchwały w sprawie przyjęcia zmian do Regulaminu Systemu Premiowego dla Zarządu Polenergia Spółka Akcyjna dotyczących zasad nowego wieloletniego planu motywacyjnego („Program LTIP”) oraz przyznania poszczególnym członkom Zarządu Emitenta (tj. (i) Prezesowi Zarządu (CEO), (ii) Pierwszemu Wiceprezesowi Zarządu (CDO) oraz (iii) Drugiemu Wiceprezesowi Zarządu (CFO) uprawnień do premii wieloletniej w ramach pierwszej transzy Programu LTIP. Powyższe uchwały wejdą w życie w dacie i pod warunkiem podjęcia przez Walne Zgromadzenie Emitenta uchwały w sprawie przyjęcia zmian do Polityki Wynagrodzeń Członków Zarządu i Rady Nadzorczej w Polenergia S.A. („Polityka Wynagrodzeń”), w brzmieniu tej polityki zasadniczo zgodnym z tym, który został zatwierdzony uchwałą Rady Nadzorczej nr 83/2025 z dnia 19 grudnia 2025 roku oraz załączonego do ogłoszenia Zarządu Emitenta z dnia 19 grudnia 2025 r. o Zwołaniu Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia.

Program LTIP zakłada możliwość przyznawania przez Radę Nadzorczą członkom Zarządu Emitenta uprawnień do otrzymania premii wieloletniej w formie wypłat gotówkowych („Premie Wieloletnie”) za poszczególne, maksymalnie 4-letnie, okresy transz Programu LTIP, które mogą być należne pod

warunkiem spełnienia komercyjnych celów biznesowych Grupy Polenergia określonych przez Radę Nadzorczą dla danej transzy Programu LTIP oraz pozostawania w zatrudnieniu u Emitenta w określonym czasie transzy Programu LTIP. Program LTIP zakłada też możliwość otrzymania Premii Wieloletniej, jeśli dojdzie do zmiany kontroli nad Emitentem, w którym to przypadku warunki Premii Wieloletniej będą pośrednio lub bezpośrednio powiązane ze wzrostem wartości akcji Emitenta w długoterminowym okresie.

W dniu 17 grudnia 2025 roku Mansa Investments sp. z o.o. nabyła 500 000 akcji w kapitale zakładowym Polenergia S.A., reprezentujących prawo do 500 000 głosów na walnym zgromadzeniu Polenergia S.A.

Szczegółowe informacje o zawartych umowach znaczących w wyżej wymienionych obszarach 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”.

### **Wyniki finansowe za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2025 w podziale na segmenty operacyjne**

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w czterech kwartałach 2025 roku w podziale na segmenty działalności.

12M 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>566.1</b>	<b>44.9</b>	<b>115.4</b>	<b>3,247.0</b>	<b>216.6</b>	<b>35.7</b>	<b>4,225.8</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(243.2)</b>	<b>(23.8)</b>	<b>(109.2)</b>	<b>(3,068.0)</b>	<b>(171.8)</b>	<b>(15.9)</b>	<b>(3,631.8)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	2,915.5						2,915.5
amortyzacja	(3,137.9)	(494.9)	(147.9)	(409.4)	(337.4)	(3,541.6)	(8,069.1)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(20.8)	-	-	-	-	-	(20.8)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>322.9</b>	<b>21.2</b>	<b>6.2</b>	<b>179.1</b>	<b>44.8</b>	<b>19.8</b>	<b>593.7</b>
<i>Marża zysku brutto ze sprzedaży</i>	<i>57.0%</i>	<i>47.1%</i>	<i>5.4%</i>	<i>5.5%</i>	<i>20.7%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>0.1</i>
Koszty sprzedaży	-	-	-	(54.4)	-	-	(54.4)
Koszty ogólnego zarządu	(13.9)	(2.7)	(6.6)	(86.6)	(13.2)	(115.6)	(238.8)
Pozostała działalność operacyjna	27.5	(60.1)	(30.3)	4.7	(2.7)	(89.6)	(150.5)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>336.4</b>	<b>(41.7)</b>	<b>(30.7)</b>	<b>42.8</b>	<b>28.9</b>	<b>(185.4)</b>	<b>150.1</b>
<b>EBITDA</b>	<b>466.5</b>	<b>31.5</b>	<b>6.3</b>	<b>53.6</b>	<b>40.2</b>	<b>(88.2)</b>	<b>509.9</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>82.4%</i>	<i>70.2%</i>	<i>5.4%</i>	<i>1.7%</i>	<i>18.6%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>12.1%</i>
Wynik na działalności finansowej	(62.1)	(2.7)	0.9	(8.3)	(7.6)	(144.5)	(224.4)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności							
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>274.3</b>	<b>(44.4)</b>	<b>(29.7)</b>	<b>34.5</b>	<b>21.2</b>	<b>(320.8)</b>	<b>(59.1)</b>
Podatek dochodowy							(65.4)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>							<b>(124.6)</b>
Korekty normalizujące:							
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)							0.4
Różnice kursowe							4.9
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu							3.6
Odpisy aktualizujące							176.4
Efekt sprzedaży Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o.							(7.4)
(Zysk) Strata na aktywach wycenianych metodą praw własności							(6.0)
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>							<b>47.3</b>

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

12M 2024 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	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>(3,512.1)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(113.5)	-	-	-	-	-	(113.5)
amortyzacja	(128.2)	(7.7)	(9.8)	(11.4)	(10.0)	(7.1)	(174.3)
korekta z tytułu przyznanych 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>808.4</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	65.9%	44.0%	6.1%	7.4%	16.1%	"n/a"	18.7%
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)
<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>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>
Marża EBITDA	82.2%	61.9%	6.6%	1.0%	15.8%	"n/a"	14.9%
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>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 metodą zamortyzowanego kosztu							3.0
Odpisy aktualizujące							-
Wynik netto na sprzedaży aktywów							-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>							<b>307.4</b>
<b>Zmiana EBITDA rdr</b>	<b>(164.9)</b>	<b>14.7</b>	<b>(3.6)</b>	<b>21.0</b>	<b>8.5</b>	<b>(6.7)</b>	<b>(131.1)</b>

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

4Q 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	RAZEM
<b>Przychody ze sprzedaży*</b>	<b>150.4</b>	<b>6.4</b>	<b>50.5</b>	<b>719.6</b>	<b>52.8</b>	<b>14.0</b>	<b>993.8</b>
<b>Koszty operacyjne, w tym</b>	<b>(63.8)</b>	<b>(6.7)</b>	<b>(46.6)</b>	<b>(680.4)</b>	<b>(44.7)</b>	<b>3.0</b>	<b>(839.1)</b>
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	2,995.3						2 995.3
amortyzacja	(3,041.0)	(486.1)	(140.1)	(401.3)	(328.8)	(3 535.6)	(7 933.0)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(18.1)	-	-	-	-	-	(18.1)
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>86.6</b>	<b>(0.3)</b>	<b>4.0</b>	<b>39.2</b>	<b>8.2</b>	<b>17.0</b>	<b>154.6</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	57.6%	-5.4%	7.8%	5.4%	15.5%	"n/a"	15.6%
Koszty sprzedaży	-	-	-	(10.6)	-	-	(10.6)
Koszty ogólnego zarządu	(5.8)	(1.5)	(2.5)	(23.8)	(4.0)	(41.1)	(78.6)
Pozostała działalność operacyjna	(1.6)	(60.6)	(2.2)	1.2	(2.4)	(88.9)	(154.4)
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>79.3</b>	<b>(62.4)</b>	<b>(0.7)</b>	<b>6.0</b>	<b>1.8</b>	<b>(113.0)</b>	<b>(88.9)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>112.4</b>	<b>2.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8.8</b>	<b>4.6</b>	<b>(21.8)</b>	<b>107.9</b>
Marża EBITDA	74.8%	31.8%	3.5%	1.2%	8.7%	"n/a"	10.9%
Wynik na działalności finansowej	(62.1)	(2.7)	0.9	(8.3)	(7.6)	(144.5)	(219.0)
<b>Zysk (Strata) brutto</b>	<b>63.4</b>	<b>(54.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>3.1</b>	<b>(0.1)</b>	<b>(160.3)</b>	<b>(137.5)</b>
Podatek dochodowy							(6.9)
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>							<b>(73.4)</b>
Korekty normalizujące:							
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)							0.3
Różnice kursowe							4.7
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu							1.2
Odpisy aktualizujące							78.7
Efekt sprzedaży Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o.							(7.4)
Wynik netto na sprzedaży aktywów							(11.4)
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>							<b>(7.4)</b>

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



4Q 2024 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	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>(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)	(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>179.1</b>
Marża zysku brutto ze sprzedaży	64.6%	-38.8%	8.0%	4.3%	-10.6%	"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)
<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>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"	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>25.7</b>
	<b>(328.6)</b>	<b>(5.0)</b>		<b>(37.5)</b>			
<b>Zysk (strata) netto za okres</b>							<b>7.1</b>
Korekty normalizujące:							
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)							0.2
Różnice kursowe							2.9
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu							2.5
Odpisy aktualizujące							(2.2)
Wynik netto na sprzedaży aktywów							-
<b>Skorygowany Zysk Netto</b>							<b>10.5</b>

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

### 3. Otoczenie prawne

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

### 4. Struktura organizacyjna Grupy

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

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

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez grupę kapitałową Emitenta przedstawia poniższa tabela:

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	12M 2025	12M 2024	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	4 225.8	4 320.5	(94.8)
EBITDA	509.9	642.1	(132.2)
Zysk/Strata Netto	(124.6)	301.2	(425.7)
Skorygowany Zysk/Strata Netto	47.3	307.4	(260.1)

Na wyniki osiągnięte w 2025 roku w porównaniu do wyników roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

#### Na poziomie EBITDA (spadek o 132,2 mln zł):

- Niższy wynik segmentu lądowych farm wiatrowych (o 165,6 mln zł), co jest przede wszystkim konsekwencją spadku cen energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów jak również niższy wolumen produkcji energii elektrycznej z uwagi na gorsze warunki wietrzności. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez wpływ rekompensaty z tytułu ugody z Grupą Tauron w wysokości 15 mln zł (efekt jednorazowy).;

- Wyższy wynik segmentu fotowoltaiki (wzrost o 15,2 mln zł) z uwagi na wyższą produkcję energii w segmencie PV, głównie z uwagi na wcześniejsze uruchomienie farm fotowoltaicznych Szprotawa I oraz Szprotawa II (66,9 MWp) w trzecim kwartale 2025 r., co częściowo zostało skompensowane przez niższe ceny energii w 2025 r. oraz wyższe koszty operacyjne w związku ze zwiększeniem mocy zainstalowanej;

- Wyższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 3,6 mln zł) w związku z wyższym wynikiem na ciepłe oraz niższymi kosztami stałymi pomniejszonymi przez niższy wynik na usługach systemowych (Rynek Mocy) oraz niższy wynik na optymalizacji pracy ENS.

- Niższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 21,3 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 2025 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 7,4 mln zł) wskutek wyższej marży jednostkowej na dystrybucji energii oraz wyższych niż zakładano przychodów z mocy biernej i nadwyżek mocy oraz niższych strat sieciowych, 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 6,9 mln zł) co jest konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających głównie ze wzrostu skali działalności oraz zdarzeniami jednorazowymi, m.in. premia oraz koszty doradztwa związane z Bałtykami.

#### **Na poziomie Zysku Netto (spadek o 425,7 mln zł):**

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik niższy o 132,2 mln zł);
- Wyższa amortyzacja (o 9,1 mln zł) wynikająca przede wszystkim z oddania do użytkowania środków trwałych w segmencie farm wiatrowych i fotowoltaicznych;
- Wyższa wartość odpisów aktualizujących (o 176,4 mln zł) związanych z farmami fotowoltaicznymi i wiatrowymi w fazie rozwoju; odpisy na operacyjne farmy fotowoltaiczne oraz odpisy dokonane w segmencie fotowoltaiki i wodoru.
- Efekt sprzedaży Polenergia Kogeneracja sp. z o.o.
- Wynik na aktywach wycenianych metodą praw własności

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do spadku zysku operacyjnego o 302,6 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 21,1 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu odsetek.
- Wyższe koszty finansowe (o 173,7 mln zł) wynikające głównie z kosztów finansowych z tytułu odsetek od obligacji oraz kredytu, wyższych kosztów z tytułu instrumentów pochodnych, poręczeń i wyniku na różnicach kursowych.
- Niższy poziom podatku dochodowego (o 29,4 mln zł) za pierwsze cztery kwartały 2025 roku jest efektem niższego wyniku brutto Grupy, częściowo skompensowany brakiem rozpoznania podatku odroczonego na straty podatkowe w Polenergii S.A. i Polenergia Fotowoltaika S.A., ze względu na niskie ryzyko wykorzystania strat.

#### **Na poziomie skorygowanego zysku netto (spadek o 260,1 mln zł):**

- Wpływ zysku netto (spadek o 425,7 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (wzrost o 176,4 mln zł);
- Odwrócenie efektu sprzedaży Polenergia Kogeneracja sp. z o.o. (spadek o 7,4 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyniku na aktywach wycenianych metodą praw własności (spadek o 6 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (wzrost o 1,9 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów długoterminowych (wzrost o 0,6 mln zł);
- Odwrócenie efektu rozliczenia ceny nabycia (wzrost o 0,2 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

I.p.	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział procentowy
1	Mansa Investments sp. z o.o. <sup>1</sup>	33 702 946	33 702 946	43,65 %
2	BIF IV Europe Holdings Limited <sup>2</sup>	24 738 738	24 738 738	32,04%
3	Allianz Polska OFE <sup>3</sup>	5 499 085	5 499 085	7,12%
4	Nationale-Nederlanden OFE <sup>4</sup>	4 571 000	4 571 000	5,92%
5	Pozostali (poniżej 5%)	8 707 144	8 707 144	11,28%
	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 raport bieżący nr 3/2026 z 22 stycznia 2026 r. W dniu 26 lutego 2025 r. Polenergia S.A. otrzymała informację 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. Następnie, 6 listopada 2025 r. (raport bieżący nr 57/2025) Polenergia S.A. otrzymała informację o ustanowieniu zastawu na 15 408 550 posiadanych przez Mansa akcjach Spółki.

<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. Liczba akcji i głosów BIF IV Europe Holdings Limited została wskazana w oparciu o raport bieżący nr 3/2026 z 22 stycznia 2026 r.

<sup>3</sup> Liczba akcji i głosów Allianz Polska OFE została wskazana w oparciu o raport bieżący nr 3/2026 z 22 stycznia 2026 r.

<sup>4</sup> Liczba akcji i głosów Nationale-Nederlanden OFE została wskazana w oparciu o raport bieżący nr 3/2026 z 22 stycznia 2026 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 roku obrotowym 2025, w ramach Grupy doszło do sfinalizowania transakcji połączenia spółek Polenergia Obrót S.A. z siedzibą w Warszawie („POLO”) spółka przejmująca) ze spółką Polenergia Sprzedaż S.A. z siedzibą w Warszawie (Polenergia Sprzedaż) (spółka przejmowana). W wyniku połączenia, POLO jako następca prawny, wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki spółki przejmowanej. Dniem połączenia tj. dniem wpisania połączenia do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego jest 31 grudnia 2025 r.

W ramach połączenia nastąpiło zwiększenie kapitału zakładowego POLO z kwoty 15.102.069,00 zł do kwoty 16.887.069,00 zł w drodze emisji 35.000 akcji o wartości nominalnej 51,00 zł 1 (jedna) akcja. Wszystkie wyemitowane akcje przyznane zostały Spółce będącej jedynym akcjonariuszem POLO.

W dniu połączenia tj. 31 grudnia 2025 r. Polenergia Obrót S.A. („POLO”) notyfikowała Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) fakt połączenia POLO z Polenergia Sprzedaż sp. z o.o. („Polenergia Sprzedaż”) wnioskując o wydanie decyzji o stwierdzeniu wygaśnięcia koncesji na obrót energią elektryczną Polenergia Sprzedaż nr OEE/11319/68452/W/DRE/2020/BT. W konsekwencji połączenia POLO jako następca prawny stał się posiadaczem ww. koncesji Polenergia Sprzedaż, będąc jednocześnie w posiadaniu swojej własnej koncesji na obrót energią elektryczną, nr OEE/303/3280/W/2001/AS, obejmującej ten sam zakres i te same warunki. Decyzją nr DRE.WOSE.4111.1.74.11.2025.PO wydaną w dniu 24 lutego 2026 r. Prezes URE stwierdził wygaśnięcie koncesji na obrót energią elektryczną wydaną na rzecz Polenergia Sprzedaż sp. z o.o. ze skutkiem na dzień 31 grudnia 2025 r., przychylając się tym samym do stanowiska POLO, iż z uwagi na fakt, połączenia obu spółek i posiadania przez POLO własnej koncesji na obrót energią elektryczną, koncesja nabyta w ramach sukcesji uniwersalnej jest bezprzedmiotowa.

Ponadto, w dniu 16 grudnia 2025 r. Polenergia S.A. zawarła umowę sprzedaży wszystkich 4 576 udziałów w spółce Polenergia Kogeneracja sp. z o.o.

W dniu 17 grudnia 2025 r. Polenergia S.A. zawarła z Axpo Polska sp. z o.o. („Axpo”) przedwstępną, warunkową umowę sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. zawieszającego powinno nastąpić nie później niż w ciągu czterech miesięcy od dnia zawarcia Umowy Sarzyna sp. z o.o. („ENS”). Zawarcie przyrzeczonej umowy przenoszącej własność Udziałów było uzależnione od spełnienia warunku zawieszającego obejmującego uzyskanie przez Axpo zgody organu antymonopolowego na nabycie udziałów. W związku ze spełnieniem tego warunku, w dniu 30 stycznia 2026 r. strony zawarły umowę przyrzeczoną. Łączna ostateczna cena za udziały wyniosła ok. 139,7 mln PLN.

Dodatkowo, w roku 2025 rozpoczęto proces likwidacji spółek projektowych z obszaru wodoru, które dotychczas nie prowadziły istotnej, aktywnej działalności, tj. Polenergia H2Hub 1 sp. z o.o. w likwidacji, Polenergia H2Hub 2 sp. z o.o. w likwidacji, Polenergia H2Hub 3 sp. z o.o. w likwidacji, Polenergia H2Hub 4 sp. z o.o. w likwidacji oraz Polenergia H2Hub 5 sp. z o.o. w likwidacji dla których otwarto likwidację 1 września 2025 roku.

Zgodnie z raportem bieżącym nr 15/2025 w ramach przyjętej strategii Spółka będzie stopniowo wycofywała się z działalności w obszarze elektromobilności i wodoru. W pozostałych obszarach Spółka kontynuuje przegląd opcji strategicznych, z tym zastrzeżeniem, że w wyniku sprzedaży udziałów

w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. Grupa Polenergia zaprzestała działalności operacyjnej w segmencie gaz i czyste paliwa kończąc przegląd opcji strategicznych w tym obszarze.

## **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).

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 notce 7 w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Wszystkie Spółki przedstawione we wskazanej notce są konsolidowane metodą pełną, poza spółkami MFW Bałtyk I S.A., MFW Bałtyk sp. z o.o., 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 zmiany w organizacji grupy kapitałowej Emitenta poza wydarzeniami opisanymi powyżej w punkcie 10.



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

Nazwa	Opis	Wartość 2025	Wartość 2024	Zmiana r/r
Rentowność kapitału własnego	wynik finansowy netto średnioroczny stan kapitału własnego	-3.0%	7.3%	-10.2%
Rentowność netto sprzedaży	wynik finansowy netto przychody ze sprzedaży	-2.9%	7.0%	-9.9%
Płynność - wskaźnik płynności I	majątek obrotowy ogółem zob. krótkoterminowe	2.04	2.86	-0.81
Szybkość obrotu należności (w dniach)	średnioroczny stan należności z tytułu dostaw i usług x 365 dni przychody ze sprzedaży produktów towarów	21	22	-1
Obciążenie majątku zobowiązaniami	(suma pasywów - kapitał własny) *100 suma aktywów	49.6%	42.9%	6.7%

Rentowność kapitału własnego oraz wskaźnik rentowności netto sprzedaży, świadczący o poziomie zysku przypadającym na każdą złotówkę przychodów ze sprzedaży, spadł względem roku 2024. Wpływ na pogorszenie powyższych wskaźników miał w szczególności spadek wyniku netto spotęgowany wzrostem kosztów finansowych oraz kosztami związanymi z odpisami aktualizującymi.

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

Struktura bilansu Grupy na koniec 2025 roku uległa zmianie głównie wskutek spadku poziomu kapitału własnego, wzrostu zobowiązań długoterminowych głównie z tytułu zaciągniętego kredytu, spadku rzeczowych aktywów trwałych oraz wzrostu 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 Wypłaty 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 wzmocniła sukcesywnie przedłużanie mechanizmu mrożenia cen trwające do 30 września 2025 r.

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.

Niezależnie jednak 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, które w znaczący sposób wpływają na rozwój i prowadzenie działalności gospodarczej w sektorze energetycznym.

W listopadzie 2025 roku weszły w życie zmiany Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych oraz szeregu innych ustaw mających podstawowe znaczenie dla sektora offshore. Nowelizacja ta, obok ułatwień w prowadzeniu inwestycji na morzu, wprowadziła istotne zmiany dla projektów morskich farm wiatrowych biorących udział w aukcjach, m.in. wprowadziła

ograniczenie corocznej waloryzacji ceny aukcyjnej średniookresowym celem inflacyjnym określany przez Radę Polityki Pieniężnej. 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.

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. W 2025 roku rząd zmierzał do przyjęcia ustawy nowelizującej zakładającej dalszą liberalizację odległości między instalacjami lądowej energetyki wiatrowej a zabudową mieszkaniową do odległości nie mniejszej niż 500 metrów od linii zabudowy, a także przewidującej szereg uproszczeń dla rozwoju projektów, w szczególności w zakresie procedur środowiskowych i planistycznych. Ostatecznie ustawa nowelizująca została zawetowana przez Prezydenta RP. Rząd zapowiedział wprowadzenie niektórych uproszczeń w drodze zmiany rozporządzeń wykonawczych, jednak minimalna odległość 700 metrów została utrzymana.

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.

Ryzyko regulacyjne dla Grupy może pojawić się w związku z zainicjowanymi w IV kwartale 2025 r. w Ministerstwie Energii pracami nad projektem ustawy przywracającym obligo giełdowe. Istotą planowanych rozwiązań jest m.in. wprowadzenie obowiązkowej sprzedaży energii w wysokości 80% przez wytwórców energii elektrycznej, w tym wytwórców OZE poprzez Towarową Giełdę Energii (TGE). W przypadku uchwalenia zmian w proponowanym przez Ministerstwo Energii brzmieniu, spowodowałoby to konieczność zmiany strategii komercjalizacji energii z OZE w perspektywie długoterminowej, w tym w zakresie umów typu PPA, konieczność weryfikacji dostępnych możliwości refinansowania posiadanych projektów OZE zgodnych z obligiem giełdowym, czy też ograniczenia produktowe dla nowych odbiorców końcowych. Spółka podjęła aktywnie działania mitygujące to ryzyko, przyłączając się do postulatów branżowych optujących za wyłączeniem OZE z obliiga wskazując m.in. na negatywny wpływ takiego rozwiązania na rynek PPA oraz brak poprawy płynności rynku terminowego energii elektrycznej, co pozostaje jednym z głównych celów proponowanego rozwiązania projektu Ustawy wprowadzającej obligo giełdowe. 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 Grupa 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. 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. 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

Zabezpieczenie kontraktu różnicowego w toku wygranej aukcji offshore w grudniu 2025 roku dla projektu Morskiej Farmy Wiatrowej Bałtyk I i skorelowane z tym zobowiązanie do koncesjonowanego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z tej farmy w terminie 7 lat niesie ze sobą również ryzyko poniesienia relatywnie wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej (FID). Wynika to z konieczności zabezpieczenia możliwości produkcyjnych i dostępności 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 z dużym wyprzedzeniem czasowym może skutkować koniecznością poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych przed ostateczną decyzją inwestycyjną (warunkującą przystąpienie do budowy projektu) oraz wystawianiem przez Spółkę gwarancji płatności zobowiązań spółki rozwijającej 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 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 zmiany regulacji podatkowych

W styczniu 2025 r. w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych zmieniono definicję budowli, co spowodowało wzrost obciążeń podatkowych dla instalacji OZE.

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 ograniczaniu 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 podlegała w 2025 r. Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., która uczestniczy we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., która w roku 2025 należała do Grupy Polenergia, 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.

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 Grupa 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.

#### 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, z zaangażowaniem dedykowanego zespołu wewnętrznego a także kanałów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do terminowego 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. Proces oceny ryzyka kredytowego ma charakter sformalizowany i obejmuje weryfikację kondycji finansowej kontrahentów, ich otoczenia rynkowego oraz aspektów Compliance. Po zawarciu umowy ekspozycja jest odpowiednio zabezpieczona, a współpraca podlega cyklicznemu monitoringowi. Spółka szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron. W związku z trudną sytuacją makroekonomiczną, zwiększającą prawdopodobieństwo pogorszenia kondycji finansowej części przedsiębiorstw Grupa identyfikuje ryzyko zwiększenia poziomu nieściągalnych należności. Powyższe zostało uwzględnione w modelu szacowania ryzyka kredytowego, co skutkowało na dzień 31 grudnia 2025 r. łącznym odpisem na nieściągalne należności w wysokości 40 708 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 utrzymująca się zmienność cen, spadek płynności na rynkach terminowych oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. Wymienione czynniki ryzyka mogą także oddziaływać na płynność poprzez wzrost poziomu wymaganych depozytów zabezpieczających w izbach rozliczeniowych giełd oraz poziom należności nieściągalnych. W odpowiedzi na wysoki poziom 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 Polenergia Obrót. W efekcie w dniu 14 lipca 2023 r. Polenergia Obrót, CIME oraz CIME Krzanowice zawarły na okres 10 lat 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”) oraz umowę restrukturyzacyjną Zadłużenie, na podstawie której Polenergia Obrót jest uprawniona do potrącania Zadłużenia z wierzytelnościami CIME Krzanowice względem Polenergia Obrót za energię elektryczną pod Umową offtake („Umowa restrukturyzacyjna”). Strony ponadto zawarły umowy zastawu rejestrowego na rzecz Polenergia Obrót na aktywach CIME Krzanowice oraz posiadanych przez CIME udziałach w kapitale zakładowym CIME Krzanowice („Zastawy”).

W 2025 r. Strony podpisały aneks do Umowy restrukturyzacyjnej i Umowy offtake, aktualizując zasady umożliwiające szybszą spłatę Zadłużenia w przypadku skutecznego zwiększenia mocy wytwórczych CIME Krzanowice. Ponadto, w celu należytego zabezpieczenia uprawnień przysługujących Polenergia Obrót względem CIME oraz CIME Krzanowice, strony zawarły aneksy do Zastawów, zastaw rejestrowy na akcjach Silesian Power S.A., obejmującej udziały w CIME Krzanowice oraz zobowiązały się do zawarcia zastawów rejestrowych na nowych aktywach wytwórczych CIME Krzanowice. W związku z opisanym wyżej zdarzeniem dokonano wyceny należności opartej na szacowanych przepływach pieniężnych związanych z realizacją opisanych 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

Rynki energii elektrycznej i gazu są rynkami 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 zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej spółek Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. oraz Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., 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.

Przykładowo, zgodnie z informacją opublikowaną przez Prezesa URE dnia 14 grudnia 2023 r., u uczestników rynku przekrojowo 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 \ 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 2025 roku na dwie Spółki z Grupy zostały nałożone kary pieniężne przez Prezesa URE za nieprzekazanie w terminie do Zarządcy Rozliczeń S.A. sprawozdań potwierdzających odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w okresie rozruchu technologicznego. Decyzje nie są prawomocne, Spółka Polenergia S.A. nie zgadzając się z decyzjami o nałożeniu kar (kwestionując obowiązek odprowadzania odpisu w okresie przedkoncesyjnym) za pośrednictwem Prezesa URE odwołała się do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów od wszystkich decyzji. Sprawy nie zostały jeszcze zakończone.

#### Ryzyko dotyczące sporów sądowych z Eolos Polska sp. z o.o. oraz Jeronimo Martins Polska S.A.

Informacje na temat sporów sądowych z 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 wiarytelności 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 obecnie toczących się 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 CO2

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 S.A. Ewentualne problemy Polenergia Obrót S.A. 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 Polenergia Obrót S.A. Ryzyko ograniczenia dostaw jest niskie.

Ryzyko zmiany cen rynkowych gazu i uprawnień do emisji CO2 Spółka ENS ogranicza poprzez mechanizm umowy SLA, który zapewnia jednocześnie zabezpieczanie przez Polenergia Obrót S.A. trzech produktów: energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO2 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 CO2 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.

Wysokie ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny i uprawnienia do emisji CO2 w stosunku do cen kontraktów terminowych na energię elektryczną pociągają za sobą występowanie negatywnych spreadów Clean Spark Spread (CSS) dla profilu produkcji energii z elektrociepłowni gazowej Nowa Sarzyna. Niekorzystne spready CSS dla Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. ("ENS") materializują ryzyko braku możliwości zabezpieczania terminowego (np. w kontraktach rocznych) pozytywnej marży przy wytwarzaniu energii z gazu ziemnego. W przypadku zmiany tych warunków i realizacji zabezpieczenia marży CSS, jej zmienność ma przełożenie na bieżące wyniki finansowe Grupy w związku z wyceną transakcji terminowych zabezpieczających produkcję i sprzedaż energii przez ENS. Grupa na bieżąco analizuje poziomy spreadów rynkowych CSS na kolejne okresy dostaw i podejmuje decyzje o zabezpieczaniu przyszłej marży dla ENS w zależności od warunków rynkowych. W 2025 r. nie było możliwe zabezpieczenie pozytywnych spreadów dla ENS w kontraktach rocznych na 2026 r. natomiast pozytywne spready CSS pozwoliły na zabezpieczenie produkcji energii przez ENS w kontraktach miesięcznych na styczeń i luty 2026 r. Wykonanie tych zabezpieczeń pozwala na realizację produkcji energii przez ENS, wraz z dodatkową optymalizacją pracy jednostki na rynku SPOT. Grupa wykorzystuje nadarżające się okazje do zabezpieczenia marży CSS dla ENS nawet w krótkich dobowych okresach i późniejszej produkcji energii lub odwrócenia zabezpieczenia z zyskiem. Wraz ze wzrostem zmienności cen na rynku bilansującym wzrosła też zmienność cen energii na rynku RDN, co zwiększyło potencjał do krótkoterminowych 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 oraz 2026 r. Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. podpisała kontrakty na zakup gazu do produkcji ciepła z PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

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 rocznych i kwartalnych na dostawę energii w latach 2023 - 2026. Sporadycznie udawało się zabezpieczyć kontrakty miesięczne

lub tygodniowe. Na moment pisania raportu również w kontraktach na 2027 i 2028 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 Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. 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 2025 r. zachowują ważność do 30 czerwca 2025 r. Jednakże w rezultacie zmiany przepisów unijnych dokonanych w 2024 r. wprowadzono derogacje dla powyższego ograniczenia i jednostki niespełniające limitu 550g/kWh mogą ponownie uczestniczyć w rynku mocy do 2028 r. W tym celu przewidziano przeprowadzenie tzw. aukcji uzupełniających na okresy dostaw II półrocze 2025, 2026, 2027 i 2028 r. W związku z powyższym należy się liczyć z ryzykiem zwiększonej podaży ofert w aukcji głównej na 2030 r. 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 umorzenia 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 umorzenia 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 wносить 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 2025 r., łączna wartość zobowiązań Grupy wynosiła 4,017 mln PLN, z czego zadłużenie Grupy z tytułu kredytów i pożyczek udzielonych podmiotom z Grupy wynosiło 1,438 mln PLN, a zobowiązania z tytułu emisji obligacji wyniosły 761 mln PLN.

Najistotniejszą część zobowiązań finansowych Emitenta i jego Grupy Kapitałowej stanowią kredyty bankowe, pożyczka od Banku Gospodarstwa Krajowego oraz zobowiązania z tytułu emisji obligacji, szerzej opisane w sprawozdaniach finansowych. Na dzień 31 grudnia 2025 roku wszystkie istotne zobowiązania Emitenta i jego Grupy Kapitałowej były regulowane bez opóźnień.

Zmienność cen energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz mechanizmy regulacyjne dla wytwórców i sprzedawców energii mogą skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych spółek z Grupy, co może doprowadzić do niespełnienia wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu i / lub w warunkach emisji obligacji, a w konsekwencji doprowadzić do naruszenia umowy kredytu lub stanowić podstawę wcześniejszego wykupu obligacji.

Grupa na bieżąco monitoruje sytuację w tym zakresie, wykonanie wskaźników finansowych i poziom zadłużenia oraz 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 naprawy wskaźników finansowych na warunkach określonych w umowie, przedpłaty kredytu lub uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A. na rzecz poszczególnych



projektów. Gwarancje te zostały szerzej opisane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w nocy 31.

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 zależne niektórych wymogów odnoszących się do wskaźników finansowych. Niemniej, w każdym przypadku niespełnienia wymogów dotyczących wskaźników finansowych spółki zależne 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 m.in. poprzez wniesienie dodatkowego kapitału w kwocie wystarczającej do poprawy przepływów pieniężnych kredytobiorcy i w efekcie osiągnięcia wymaganego poziomu wskaźnika. Dotychczas żaden z banków udzielających finansowanie nie wypowiedział umowy kredytu ani nie wszczął postępowania egzekucyjnego przeciwko któremukolwiek z podmiotów z Grupy.

#### 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. Zatwierdzanie 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 Polenergi Elektrociepłowni Nowa Sarzyna sp. z o.o. 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 Polenerгии Dystrybucja sp. z o.o.

#### 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 29 sierpnia 2025 r. obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej z OZE innych niż biogaz rolniczy został ustalony na poziomie 9,0% na lata 2026-2028. Ceny zielonych certyfikatów w ciągu 2025 kształtowały się na niskich poziomach w przedziale 18-34 PLN/MWh osiągając średnią na poziomie ok. 27 zł/MWh. Kolejne okresy z niskim poziomem obowiązku powodują utrzymywanie się strukturalnej nadpodaży zielonych certyfikatów, a co za tym idzie ich niskich cen rynkowych. Ogłoszenie obowiązku na kolejne 3 lata usprawni trochę rynek terminowy, gdyż spółki wiedzą, ile certyfikatów kupić do pokrycia obowiązku. Na rynku bieżącym ceny zielonych certyfikatów w znacznej mierze skorelowane

są z aktualną podażą certyfikatów z farm wiatrowych i szybkością wydawania praw majątkowych przez Prezesa URE oraz strategiami zakupowymi pod umorzenia certyfikatów.

W przypadku długoterminowego utrzymywania się niskich cen zielonych certyfikatów i dodatkowego spadku cen sprzedaży energii elektrycznej przez farmy wiatrowych 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. Aktualnie Grupa, z tytułu produkcji energii ze źródeł odnawialnych, uzyskuje około 650 GWh zielonych certyfikatów rocznie. Z końcem 2026 roku kolejne dwie farmy zakończą 15-letni okres wsparcia co zmniejszy uzyskiwany poziom certyfikatów do ok. 525 GWh rocznie. Przy obecnych poziomach obowiązków i nadpodaży świadectw jest mało prawdopodobne, aby ceny zielonych certyfikatów wróciły do wysokich poziomów obserwowanych w latach ubiegłych.

#### Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność SGrupy prowadzona jest przede wszystkim opierając się na wiedzy i doświadczeniu wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Grupa nie może jednak wykluczyć ryzyka braku zdolności do uzupełnienia kadr w tempie wymuszonym przez wzrost działalności Grupy. Grupa 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 wydierżawiającego 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, inwestycji w rozwój infrastruktury. 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.

#### 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. 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 (offshore) 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 na zasadach TPA (third party access). Zwiększa to konkurencję w zakresie dostaw energii elektrycznej do klientów końcowych oraz może prowadzić do spadku marży.

Grupa 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.

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 sp. z o.o. świadczącej usługi dystrybucji i sprzedaży gazu ziemnego oraz Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. 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 sp. z o.o. 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 pozwoliła, w projektach MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III, na uzyskanie finansowania dłużnego w EUR co ogranicza ryzyko walutowe na etapie budowy. Znaczące wydatki inwestycyjne w walutach innych niż EUR, w tych projektach, zostały zabezpieczone za pomocą transakcji fx-forward zgodnie z harmonogramem wydatków dla danego kontraktu. Dodatkowo, Polenergia S.A. zabezpieczyła znaczną część ryzyka walutowego związanego z wpłatą pozostałego equity do sfinansowanych projektów morskich farm wiatrowych poprzez przewalutowanie środków własnych.



Projekt MFW Bałtyk I, który jest przed uzyskaniem ostatecznej decyzji inwestycyjnej, a w związku z czym przed uruchomieniem finansowania dłużnego, jest narażony na ryzyko walutowe przy realizacji wydatków inwestycyjnych, ponieważ dopłaty wspólników do projektu wnoszone są w PLN. Po otrzymaniu dofinansowania od wspólników spółka projektowa utrzymuje 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 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 hurtowych 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 powiązany jest min. ze zmiennością generacji energii ze źródeł OZE i jest w dużej mierze ryzykiem systemowym pozostającym poza kontrolą Grupy, które w razie materializacji może mieć istotny wpływ na wyniki osiągane 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 ogólny wzrost mocy zainstalowanej w OZE przyczynia się do dalszej inflacji kosztu profilu, co aktualnie obserwujemy zwłaszcza dla źródeł PV. Powoduje to efekt niższych uzyskiwanych cen sprzedaży energii z OZE 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 2025 r. było czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody z Farm wiatrowych uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych). Dla farm fotowoltaicznych sytuacja nie była już tak oczywista i wsparcie w ramach systemu aukcyjnego pomagało stabilizować przychody farm fotowoltaicznych. Należy też nadmienić, że ceny dla farm fotowoltaicznych uzyskiwane na rynku SPOT 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. W wypadku wystąpienia co najmniej 6 kolejnych godzin z ujemnymi cenami rynkowymi jednostki wytwórcze pozbawiane są wsparcia aukcyjnego lub zielonych certyfikatów dla wolumenu wyprodukowanego w takim okresie.

2025 rok pogłębił zjawisko nierynkowego redispatchingu OZE, czyli okresów, w których PSE ze względu na brak możliwości równoważenia popytu i podaży w systemie podczas 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 podlegające rekompensatom przez PSE negatywnie wpływają na przychody jednostek wytwórczych Grupy. Ograniczane przez nierynkowe redysponowana aktywa z Grupy Polenergia na bieżąco składają wnioski o rekompensaty, jednak ich przyznanie jest uwarunkowane decyzją operatora, a czas oczekiwania na decyzję jest bardzo długi.

Wyniki związane z produkcją energii z OZE nadal korzystają z wyższych zabezpieczonych cen na rynku terminowym w produktach standardowych. Jeśli kontrakt dotyczący sprzedaży energii elektrycznej zawarty został z klientem i dotyczy konkretnego wolumenu w wybranym okresie (istotna część kontraktów ma taką formę), to zważywszy na zmienność produkcji energii elektrycznej wytworzonej w OZE Spółka Polenergia S.A. 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 11 lipca 2025 r. Polska dołączyła do europejskiej platformy wymiany mocy bilansujących (PICASSO) co doprowadziło do dalszego wzrostu kosztów niezbilansowania jednostki bilansowej i dodatkowo wzmocniło czynniki ryzyka związane ze spadkiem przychodów ze źródeł OZE.

Segment lądowych farm wiatrowych w 2025 r. został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym z cenami wyższymi niż notowania na rynku bieżącym obserwowane w 2025 r. Jednocześnie poziomy cen SPOT spowodowały, że notowania kontraktów na kolejne lata były niższe niż w latach ubiegłych. W związku z czym istnieje ryzyko, że przy niskiej cenie zabezpieczenia terminowego i niskiej wietrzności Grupa będzie musiała odkupić zabezpieczoną terminowo energię z rynku SPOT 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 Grupa zmieniła podejście i zabezpieczenia na kolejne lata realizowane są w sposób elastyczny i z buforem energii pozostawionym na rynek SPOT. Dodatkowo Grupa bardzo mocno rozwija segment sprzedaży energii w umowach długoterminowych PPA w formułach pay-as-produce i pay-as-forecast, ze stałą lub indeksowaną poziomem inflacji ceną. Długoterminowo w przypadku 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 efekt kanibalizacji, czyli

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 lub wręcz przymusowego wyłączenia instalacji przez operatora. Remedium na taki scenariusz będzie rozwój instalacji magazynujących energię.

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 S.A. 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. Strategia Grupy zakłada 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 2025 r., ok. 104% zobowiązań z tytułu kredytów podmiotów z Grupy i wyemitowanych obligacji było zabezpieczone przed zmianą poziomu stóp procentowych. Występujące tymczasowo nadmierne zabezpieczenie („overhedge”) wynika z niewielkiego przesunięcia harmonogramu uruchomień środków z kredytów w stosunku do harmonogramu rozliczeń transakcji IRS w budowanych projektach MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III, co skutkuje punktową nieefektywnością zabezpieczenia, niemającą istotnego wpływu na jego ogólną efektywność. Pełne zabezpieczenie w grupie osiągnięto poprzez transakcje finansowe IRS co odpowiada za ok. 102% 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 sp. z o.o. w postaci taryfy Prezesa URE skorelowanej ze stawką WIBOR. Ze względu na fakt, że Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. 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 sp. z o.o. stanowią ok. 2% 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, odwrotnie 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 budowa nowej farmy wiatrowej w sąsiedztwie istniejącego projektu może negatywnie wpłynąć na ilość produkowanej energii elektrycznej w tej wybudowanej wcześniej inwestycji.

Grupa 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 osiągane 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 wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej, ze wskazaniem przedmiotu postępowania, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania, stron wszczętego postępowania oraz stanowiska Emitenta:**

W dniu 28 kwietnia 2025 r. Amon sp. z o.o. oraz Talia sp. z o.o. zawarły ugodę z Tauron Polska Energia S.A. oraz jej spółką zależną Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. Podstawowym celem zawartych ugód było polubowne zakończenie wszystkich sporów sądowych, jakie toczyły się między Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. a Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. oraz pomiędzy Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. a Tauron Polska Energia S.A. W wyniku zawartych ugód doszło do zakończenia wszystkich sporów sądowych, jakie toczyły się zarówno z powództwa Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o. przeciwko Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. i Tauron Polska Energia S.A., jak i z powództwa Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. przeciwko Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o.

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. 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 Okręgowy w Warszawie wyrokiem z dnia 1 października 2025 r. zasądził solidarnie od Certyfikaty sp. z o.o., Polenergia Obrót S.A. i Green Stone Solutions sp. z o.o. kwotę 24.025 tys. zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie na rzecz Eolos Polska sp. z o.o. w związku z rzekomym niewykonaniem dwóch ramowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii zawartych przez poprzednika prawnego Certyfikaty sp. z o.o. w dniu 23 grudnia 2010 roku, które w ocenie pozwanych spółek wygasły w dniu 5 stycznia 2016 roku. Wyrok jako nieprawomocny nie podlega wykonaniu. Certyfikaty sp. z o.o., Polenergia Obrót S.A. i Green Stone Solutions sp. z o.o. wniosły apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie.

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 r. W dniu 1 grudnia 2022 r. Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko JMP o zapłatę. Kwota roszczenia głównego Polenergia Obrót S.A. 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. Aktualnie trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I Instancji.

Polenergia Fotowoltaika S.A. na dzień 31 grudnia 2025 roku była powodem w 72 sprawach o zapłatę, dotyczących dochodzenia należności wynikających z umów zawartych pomiędzy Polenergią Fotowoltaika S.A. a jej klientami. Polenergia Fotowoltaika S.A. jest stroną 21 postępowań sądowych związanych z roszczeniami wynikającymi z umów zawartych z jej klientami, podwykonawcami lub dostawcami. Jednocześnie prowadzone są 22 sprawy dotyczące egzekucji komorniczej, w których Polenergia Fotowoltaika S.A. jest wnioskodawcą.

Polenergia Fotowoltaika S.A. w dniu 16 grudnia 2025 roku w wyniku ostatecznej decyzji Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Poznaniu z dnia 6 listopada 2025 roku zapłaciła opłatę produktową dot. wprowadzania sprzętu elektrycznego i elektronicznego w 2020 roku na rzecz Marszałka Województwa Mazowieckiego w kwocie 1.197.542 zł wraz z odsetkami w kwocie 756.879 zł. Polenergia Fotowoltaika S.A. złożyła do WSA skargę na przedmiotową decyzję SKO.

Polenergia Obrót S.A. była obowiązana do realizacji do 30 czerwca 2023 roku obowiązków z art. 52 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii (Ustawa OZE). 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 roku obowiązków wynikających z ww. przepisu w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia odpowiednio świadectw pochodzenia (Obowiązek OZE Zielony) oraz świadectw pochodzenia z biogazu (Obowiązek OZE Błękitny). Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, Prezes URE nałożył na Spółkę kary: decyzją z 20 października 2025 roku karę pieniężną w wysokości 1 461 369 zł za brak realizacji w 2022 roku obowiązku OZE Zielony oraz decyzją z 4 listopada 2025 roku karę pieniężną w wysokości 49 403 zł za brak realizacji w 2022 roku obowiązku OZE Błękitny. Spółka w wykonaniu ww. obowiązków w dniu 21 lipca 2023 roku uiściła na konto NFOŚiGW opłaty zastępcze odpowiednio w wysokości 1 406 240 zł (Obowiązek OZE Zielony) oraz 38 103 zł (Obowiązek OZE Błękitny). Przedmiotowe kary zostały nałożone w wysokości minimalnej (iloczyn kwoty nieuiszczonej opłaty zastępczej x 1,3) ponieważ Prezes URE uznał, że spółka nie wykonała obowiązków w ustawowym terminie tj. do 30 czerwca 2023 roku, przy jednoczesnym braku możliwości jego wypełnienia opłatą zastępczą. W związku z powyższym dnia 27 października 2025 roku Spółka wystąpiła do NFOŚiGW o zwrot nienależnie uiszczonych ww. opłat zastępczych. Wniesione opłaty zastępcze zostały w całości zwrócone. W konsekwencji faktyczna dolegliwość dla Spółki z tytułu kar nałożonych przez Prezesa URE wyniosła odpowiednio 55 155 zł (Obowiązek OZE Zielony) oraz 11 300 zł (Obowiązek OZE Błękitny).

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prowadzi postępowania administracyjne ws. wymierzenia kary pieniężnej w związku z opóźnieniami w składaniu sprawozdań do Zarządcy Rozliczeń S.A. potwierdzających odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny na gruncie ustawy z dnia 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców. Postępowania dotyczą spółek 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. Wskazane naruszenie ww. ustawy może skutkować wymierzeniem kary pieniężnej. Ustawa obecnie stanowi, że kara ta nie może przekroczyć (w skrajnym przypadku) 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 dniu 10 września 2025 roku Prezes URE wydał dwie decyzje o wymierzeniu kar pieniężnych, odpowiednio - Polenergii Obrót S.A. w wysokości 68 483 zł za 8-dniowe opóźnienie w złożeniu sprawozdania oraz Polenergii Sprzedaż sp. z o.o. w wysokości 1 000 zł za opóźnienie 1-dniowe. Spółki zrezygnowały z wniesienia odwołania i uiściły karę z utworzonej na ten cel rezerwy.

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 w korespondencji z Zarządcą Rozliczeń S.A. poddały w wątpliwość podstawę prawną naliczenia odsetek przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Na dzień sporządzenia niniejszego raportu Zarządca Rozliczeń nie zajął stanowiska w przedmiocie wątpliwości spółek.

W dniu 25 marca 2025 roku Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. zakończyła prawomocnie spór z Prezesem 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. Sąd Apelacyjny w Warszawie utrzymał w mocy wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie zasądzający na rzecz spółki kwotę 12.887 tys. zł i oddalający powództwo co do kwoty 327 tys. zł. W dniu 12 czerwca 2025 roku Prezes URE wniósł do Sądu Najwyższego skargę kasacyjną od ww. orzeczenia. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania Sąd Najwyższy nie orzekł w przedmiocie przyjęcia skargi kasacyjnej Prezesa URE do rozpoznania.

W dniu 27 listopada 2025 roku Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 16 sp. z o.o. (dalej razem: „Spółki”) otrzymały odpowiednio 9 oraz 6 decyzji Prezesa URE ws. wymierzenia kar pieniężnych w związku z naruszeniem art. 25 ust. 1 ustawy o środkach nadzwyczajnych, poprzez nieprzekazanie w terminie do Zarządcy Rozliczeń S.A. 9 sprawozdań potwierdzających odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w okresie rozruchu technologicznego ww. źródeł w łącznej kwocie 2,578 mln zł (FW Grabowo) oraz 0,299 mln zł (FW 16). Decyzje nie są prawomocne. W dniu 11.12.2025 roku obie Spółki za pośrednictwem Prezesa URE złożyły odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zaskarżając każdą z 15 decyzji. Zdaniem Spółek rozliczanie energii elektrycznej wyprodukowanej w okresie przed uzyskaniem koncesji i formalnym rozpoczęciem prowadzenia działalności gospodarczej w charakterze wytwórcy energii elektrycznej nie stanowiło podstawy do kalkulacji Odpisu na Fundusz i w konsekwencji Spółki nie były obowiązane do składania sprawozdań z tego tytułu. Do czasu wydania prawomocnego wyroku Spółki nie będą zobowiązane do zapłaty kar.



W dniu 13 października 2025 roku Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie stwierdzenia wygaśnięcia decyzji z dnia 27 maja 2014 roku o udzieleniu Polenergia Obrót S.A. koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą („Koncesja OGZ”). Powodem wszczęcia tego postępowania był brak dokonywania przez Spółkę, w okresie 12 kolejnych następujących po sobie miesięcy, transakcji kupna i sprzedaży gazu ziemnego w ramach działalności objętej Koncesją OGZ. Zgodnie z art. 42b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, koncesja na obrót gazem ziemnym z zagranicą wygasa, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie udzielonej koncesji, nie dokona obrotu gazem ziemnym z zagranicą przez kolejne następujące po sobie 12 miesięcy. W związku z tym przepisem, udzielona Spółce ww. decyzją Koncesja OGZ wygasła z mocy prawa z dniem 15 sierpnia 2025 roku, co potwierdził Prezes URE decyzją z dnia 28 października 2025 roku, w której stwierdził wygaśnięcie koncesji OGZ.

W ramach sporów pracowniczych w całej grupie kapitałowej odnotowano w roku 2025 wszczęcie łącznie 5 sporów pracowniczych o łącznej wartości przedmiotu sporu 1,36 MLN. Wszystkie postępowania znajdują się na etapie sądowym pierwszej instancji (różne etapy rozpatrywania) i dotyczą okoliczności rozwiązania współpracy. Sprawy dotyczących niewywiązywania się z obowiązków pracodawcy czy nierozliczonych świadczeń - nie wystąpiły.

**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 34 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 (77% w 2025 r.) stanowią przychody osiągnięte w Polsce.

**PODZIAŁ GEOGRAFICZNY PRZYCHODÓW**

	Za okres 12 miesięcy zakończony		Zmiana
	31.12.2025	31.12.2024	r/r
- Rynek krajowy	3 290 517	3 616 681	(326 164)
- Rynki zagraniczne	935 254	703 849	231 405
<b>Razem przychody z umów z klientami</b>	<b>4 225 771</b>	<b>4 320 530</b>	<b>(94 759)</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	2025
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, prawa majątkowe	brak powiązań	49%

Poniżej przedstawiono dostawców towarów i usług, których udział w 2025 roku osiąga co najmniej 10% przychodów ogółem.

Nazwa Dostawcy	Przedmiot zakupu	Rodzaj powiązań z grupą kapitałową	2025
Izba rozliczeniowa giełd towarowych	Energia elektryczna, gaz ziemny, prawa majątkowe	brak powiązań	47%

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

##### Zawarcie istotnych umów finansowych

W dniach 5-14 lutego 2025 r. Polenergia S.A. zawarła z instytucjami finansowymi transakcje terminowe swap na stopę procentową (IRS) w celu ograniczenia ryzyka zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR związanego z pożyczką do kwoty 750 mln zł zawartą w dniu 18 grudnia 2024 r. z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności. Łącznie transakcje zabezpieczyły ok. 75% ekspozycji Polenergii S.A. na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR w związku z pożyczką.

18 lutego 2025 r. Polenergia S.A. zawarła z Bank Polska Kasa Opieki S.A. i BNP Paribas Bank Polska S.A. umowę kredytu odnawialnego do kwoty 300 mln zł z okresem dostępności do 5 czerwca 2026 r. („Umowa RCF 2025”) i złożyła oświadczenie o anulowaniu i przedpłacie kredytu udzielonego na podstawie umowy kredytu odnawialnego do kwoty 300 mln zł z 5 czerwca 2023 r. zawartej z Santander Bank Polska S.A. i Bank Polska Kasa Opieki S.A.

5 maja 2025 r. Polenergia S.A. zawarła aneks do Umowy RCF 2025, na mocy którego kwota kredytu została powiększona o dodatkową transzę w wysokości 200 mln zł, udostępnianą przez Bank Polska Kasa Opieki S.A. Okres obowiązywania dodatkowej transzy wynosił 6 miesięcy od daty zawarcia aneksu.

28 listopada 2025 r. Polenergia S.A. zawarła aneks do Umowy RCF 2025, na mocy którego dostępność kredytu została wydłużona do 5 czerwca 2027 r.

18 lutego 2025 r. Polenergia S.A. zawarła z Bank Polska Kasa Opieki S.A. i BNP Paribas Bank Polska S.A. umowę o linię gwarancyjną z limitem do kwoty 125 mln EUR. Umowa o linię gwarancyjną przewiduje, że udzielane na jej podstawie gwarancje mogą zabezpieczać zobowiązania Polenergii S.A.

do wnoszenia środków do projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II oraz Bałtyk III. Gwarancje bankowe mogły zostać wystawione na okres do 31 marca 2029 r., a następnie, na warunkach określonych w umowie, ich okres ważności będzie mógł zostać przedłużony do 31 marca 2030 r. Okres dostępności limitu udostępnionego na podstawie umowy o linię gwarancyjną wygaś 31 sierpnia 2025 r.

W związku z umową główni akcjonariusze Polenergii, tj. BIF IV Europe Holdings Limited i Mansa Investments sp. z o.o. wystawili gwarancje korporacyjne (gwarancje back-to-back), które zabezpieczają roszczenia banków udzielających względem Polenergii w przypadku uruchomienia gwarancji bankowych wystawionych na podstawie umowy o linię gwarancyjną.

5 maja 2025 r. zawarto aneks do umowy o linię gwarancyjną z dnia 18 lutego 2025 roku, na mocy którego maksymalna łączna kwota udostępnionej Polenergii S.A. linii gwarancyjnej zostanie zwiększona o 33 mln EUR, tj. do kwoty 158 mln EUR oraz do umowy o linię gwarancyjną przystąpi bank Société Générale S.A. Bank ten, podobnie jak dotychczasowe banki udzielające, zobowiązany został do dostarczenia gwarancji do spółek MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. w celu zabezpieczenia płatności wkładu finansowego Polenergii S.A. związanych z realizacją projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II oraz Bałtyk III. W związku z aneksem główni akcjonariusze Polenergii S.A., tj. BIF IV Europe Holdings Limited i Mansa Investments sp. z o.o. wystawili na rzecz Société Générale gwarancje korporacyjne (gwarancje back-to-back), które zabezpieczają roszczenia Société Générale względem Polenergii S.A. w przypadku uruchomienia gwarancji bankowych wystawionych na podstawie aneksu.

27 lutego 2025 r. Polenergia S.A. zawarła umowę trójstronną z głównymi akcjonariuszami: BIF IV Europe Holdings Limited oraz Mansa Investments sp. z o.o. („Akcjonariusze”) („Umowa Trójstronna”). Umowa regulowała wybrane aspekty finansowania projektów morskich farm wiatrowych Bałtyk II i Bałtyk III („Projekty Bałtyk”) realizowanych przez spółki projektowe. Celem Umowy Trójstronnej było określenie procedury dokapitalizowania Polenergii S.A., aby uniknąć uruchomienia gwarancji bankowych związanych z finansowaniem Projektów Bałtyk. Umowa Trójstronna przewidywała m.in. scenariusz podstawowy (który został zrealizowany), zgodnie z którym, Polenergia zawarła umowę o linię gwarancyjną, na podstawie, której Polenergii została udostępniona linia gwarancyjna oraz dostarczone zostały gwarancje do Spółek Projektowych w celu zabezpieczenia płatności wkładu finansowego Polenergii do Spółek Projektowych („Wkład Finansowy”) na wypadek, gdyby Wkład Finansowy ze strony Polenergii stał się wymagalny. Umowa przewidywała, że w takim przypadku Akcjonariusze udzielą stosownych gwarancji korporacyjnych zabezpieczających roszczenia względem Polenergii w przypadku uruchomienia gwarancji udzielonych na podstawie umowy o linię gwarancyjną, tj. tzw. gwarancji back-to-back (Back-to-Back Guarantees; „Gwarancje Back-to-Back”). Akcjonariusze wystawili Gwarancje Back-to-Back, za których udzielenie Polenergia zapłaciła wynagrodzenie wynikające z analizy cen transferowych.

Umowa Trójstronna przewiduje zwolnienie (indemnity) przez Polenergię S.A. danego Akcjonariusza z obowiązku świadczenia wszelkich kwot należnych od danego Akcjonariusza na rzecz danego banku, powstałych w związku z wykorzystaniem gwarancji wystawionej na podstawie umowy o linię gwarancyjnych lub na podstawie analogicznych umów zawartych na zlecenie akcjonariuszy (w tym w przypadku uruchomienia Gwarancji Back-to-Back) („Regres”). Na warunkach określonych w Umowie Trójstronnej Regres zostanie skonwertowany na pożyczki, które następnie mogą podlegać konwersji na akcje w kapitale zakładowym Polenergii S.A. (z zastosowaniem 10% dyskonta).

Umowa Trójstronna przewiduje ponadto uprawnienie (ale nie obowiązek) Akcjonariuszy do dokapitalizowania Spółki (w formie objęcia nowych akcji w kapitale zakładowym Polenergii S.A. proporcjonalnie do liczby akcji posiadanych przez Akcjonariuszy 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 w związku z realizacją przez te spółki

Projektów Bałtyk. Cena emisyjna równa będzie godziwej wartości rynkowej ustalonej zgodnie z Umową Trójstronną pomniejszonej o 10%. 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, Umowa przewiduje uprawnienie Spółki do zawiadomienia 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. Cena emisyjna będzie ustalana w sposób określony powyżej.

5 maja 2025 r. Polenergia S.A. zawarła aneks do Umowy Trójstronnej w celu odzwierciedlenia w niej zmian wprowadzanych aneksem z 5 maja 2025 r. do umowy o linię gwarancyjną, tj. podwyższenia kwoty udostępnionej linii gwarancyjnej i przystąpienia dodatkowego banku udzielającego gwarancji.

20 maja 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. zakończyły proces zawierania umów kredytów w celu sfinansowania budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III. Umowy zostały podpisane z konsorcjum ok. trzydziestu polskich i zagranicznych instytucji finansowych. Na podstawie Umów Spółki Projektowe uzyskały finansowanie w formule finansowania projektowego (project finance w modelu bez regresu) na finansowanie poniesionych nakładów w wysokości ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk III sp. z o.o. Okres finansowania obejmuje okres budowy oraz kolejne 22 lata.

Dodatkowo, w przypadku przekroczenia kosztów projektu lub niższych od zakładanych przepływów pieniężnych w okresie rozruchu projektów Polenergia może być zobowiązana do wniesienia dodatkowego wkładu kapitałowego w wysokości nieprzekraczającej 280 mln EUR. W tym zakresie zobowiązanie Polenergii S.A. będzie zabezpieczone gwarancjami bankowymi wystawionymi na zlecenie Polenergii S.A. (por. informacje dotyczące zawarcia i aneksu do umowy o linię gwarancyjną w raporcie oraz gwarancją korporacyjną Polenergii S.A.).

Ponadto, zgodnie z Umowami, Spółki Projektowe będą miały możliwość wykorzystania dodatkowych oraz rezerwowych linii kredytowych w łącznej wysokości ok. 230 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 240 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk III sp. z o.o. Umowy przewidują możliwość wykorzystania przez spółki projektowe dodatkowych oraz rezerwowych linii kredytowych w łącznej wysokości ok. 230 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 240 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk III sp. z o.o.

Umowy kredytów zostały poprzedzone zawarciem w dniach 15 i 24 kwietnia 2025 r. przez MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. transakcji warunkowych w formule Deal Contingent Hedge. Miały one na celu ograniczenie ryzyka zmienności stopy procentowej opartej na EURIBOR związanego z planowanym finansowaniem projektów morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III, jak również ograniczenia ryzyka zmienności przyszłych przepływów pieniężnych wpływających na wyniki finansowe Grupy Polenergia. Łącznie transakcje zabezpieczyły ok. 90% planowanej ekspozycji Spółek Projektowych na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na EURIBOR. Transakcje te zostały poddane nowacji na docelowe transakcje zabezpieczające.

27 czerwca 2025 r. spółka zależna Polenergii S.A. - Amon sp. z o.o. jako kredytobiorca oraz Bank Polska Kasa Opieki S.A. zawarły umowę kredytów.

Na podstawie umowy kredytów kredytodawca udzielił kredytobiorcy:

- kredytu terminowego, przeznaczonego na (i) refinansowanie istniejącego zadłużenia oraz (ii) dystrybucję środków pieniężnych do Polenergii S.A.

- kredytu DSRF, do łącznej maksymalnej kwoty zaangażowania wynoszącej 117 mln zł. Na dzień zawarcia umowy kredytów zadłużenie Amon sp. z o.o., które mogło być refinansowane środkami ww. kredytu terminowego wynosiło około 14 mln zł.

Równocześnie, 27 czerwca 2025 roku, spółka zależna Polenergii S.A. – Talia sp. z o.o. oraz Bank Polska Kasa Opieki S.A. zawarły odrębną umowę kredytów.

Na jej podstawie kredytodawca udzielił kredytobiorcy:

- kredytu terminowego, przeznaczonego na dystrybucję środków pieniężnych do Polenergii S.A., z możliwością zwiększenia zaangażowania kredytodawcy po spełnieniu dodatkowych warunków określonych w umowie,
- kredytu DSR, do łącznej kwoty 73 mln zł.

Termin spłaty kredytów został określony na dzień 30 maja 2035 r.

W dniu 11 lipca 2025 r. spółki Amon sp. z o.o. oraz Talia sp. z o.o., w celu ograniczenia ryzyka zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR związanego z zawartymi umowami kredytów, zawarły z instytucją finansową transakcje terminowe swap na stopę procentową (IRS). Transakcje zabezpieczyły 80% ekspozycji każdej ze spółek na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na WIBOR w związku z umowami kredytów.

W dniu 19 grudnia 2025 r. Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Rajkowy o łącznej mocy zainstalowanej do 35 MWp, jako kredytobiorca oraz mBank S.A. jako kredytodawca, zawarł umowę kredytów obejmującą udzielenie:

- a) kredytu terminowego do łącznej kwoty 11 217 867,00 EUR, przeznaczonego na finansowanie budowy farmy fotowoltaicznej Rajkowy;
- b) kredytu VAT do maksymalnej łącznej kwoty 10 000 000,00 złotych oraz
- c) kredytu DSR do maksymalnej łącznej kwoty 800 000,00 EUR („Umowa Kredytów”).

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 2041 roku (wcześniejsza z dat), a kredytu VAT w terminie sześciu miesięcy od daty ostatecznego rozliczenia budowy, ale nie później niż do dnia 31 maja 2027 roku.

31 grudnia 2025 r. Polenergia Farma Fotowoltaiczna 13 sp. z o.o. („FF13”) zawarła z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej („NFOŚiGW”) umowę o dofinansowanie („Umowa o Dofinansowanie”) projektu pod nazwą „Budowa magazynu energii Szprotawa wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną” w ramach programu priorytetowego „Magazyny energii elektrycznej i związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej” („Projekt”).

Celem Projektu jest budowa baterijnego magazynu energii o mocy 50 MW. Planowane jest jego zintegrowanie z lokalnym systemem elektroenergetycznym w celu zwiększenia stabilności sieci i poprawy bilansowania mocy w czasie szczytowego zapotrzebowania oraz nadwyżek produkcyjnych z odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z Umową o Dofinansowanie, łączna kwota dofinansowania Projektu w formie dotacji wynosi do 43 875 000 zł („Dotacja”), co stanowi do 45% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Umowa o Dofinansowanie została zawarta z zastrzeżeniem warunku, zgodnie z którym, jeżeli do dnia 31 marca 2026 roku FF13 nie przedstawi otrzymanych zgód korporacyjnych na zawarcie umowy/zaciągnięcie zobowiązania, Umowa o Dofinansowanie ulega rozwiązaniu. Analogiczny warunek dotyczy wypłaty środków pierwszej transzy Dotacji.

Zawarcie ugód i porozumień z TAURON Polska Energia S.A. Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o.

**Zawarcie ugód i porozumień z TAURON Polska Energia S.A. Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o.**

28 kwietnia 2025 r. Amon sp. z o.o. („Amon”) oraz Talia sp. z o.o. („Talia”) zawarł ugody z TAURON Polska Energia S.A. („Tauron”) oraz spółką zależną od Tauron – Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. („PEPKH”) (Amon, Talia, Tauron oraz PEPKH łącznie jako „Strony”). Podstawowym celem zawartych ugód było polubowne zakończenie wszystkich sporów sądowych, jakie toczyły się między Amon i Talia a PEPKH oraz pomiędzy Amon i Talia a Tauron. W wyniku ugody zawartej przez Amon i Talia z PEPKH m.in. doszło do rozwiązania Umów Sprzedaży Praw Majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii w odnawialnym źródle energii przez odpowiednio Amon i Talia, zawartych 23 grudnia 2009 r. pomiędzy PEPKH a Amon oraz PEPKH a Talia oraz Amon i Talia oraz PEPKH zmieniły Umowy Sprzedaży Energii Elektrycznej wytworzonej w farmach wiatrowych odpowiednio Amon i Talia zawartych z PEPKH w dniu 23 grudnia 2009 r. w ten sposób, że zostało wznowione ich wykonywanie na okres 10 lat, liczony od dnia 1 czerwca 2025 r., tj. do dnia 31 maja 2035 r., a nowa ustalona przez Amon i Talia oraz PEPKH cena, po której energia elektryczna będzie nabywana, nie będzie podlegała zmianom przez cały okres wykonywania tych umów. Ponadto, w ramach dokumentacji ugodowej doszło także do zawarcia pomiędzy Tauron, PEPKH oraz Amon i Talia porozumienia i ugody na mocy których m.in. Tauron wstąpił w miejsce PEPKH w prawa i obowiązki kupującego z ww. Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej, które to Umowy Tauron oraz Amon i Talia będą wykonywać przez okres czasu i na warunkach jak wskazane powyżej. Dodatkowo, Strony rzekły się wzajemnie względem siebie wszelkich roszczeń i praw, które im przysługują lub mogłyby im przysługiwać z tytułu niewykonywania lub nienależytego wykonywania Umów Sprzedaży Praw Majątkowych i Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej przez którąkolwiek ze Stron, jak i wszelkich roszczeń o charakterze deliktowym związanych z takim niewykonywaniem lub nienależytym wykonywaniem takich Umów, a zrzeczenie to obejmować ma w założeniu stron zarówno roszczenia objęte dotychczas sporami sądowymi, jak i wszelkie ewentualne dalsze roszczenia, nieobjęte tymi sporami, a które odnoszą się do okresu czasu zamkniętego do momentu zawarcia ugód.

W wyniku zawarcia ugód i wznowienia wykonywania Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej Strony przewidują sprzedaż łącznego wolumenu energii elektrycznej z farm wiatrowych Amon sp. z o.o. i Talia sp. z o.o.

W szacunkowej wysokości ok. 1,2 TWh w perspektywie 10 lat wykonywania Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej, zaś wartość Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej w perspektywie 10 lat ich wykonywania, szacunkowo wyniesie przez cały okres ich obowiązywania odpowiednio ok. 300 mln PLN dla Amon oraz ok. 200 mln PLN dla Talia.

Informacja dotycząca zakończenia postępowań sądowych pomiędzy Stronami znajduje się w 15 punkcie Sprawozdania z działalności Zarządu Grupy Kapitałowej Polenergia.



**Zawarcie umowy PPA i PPA+ pomiędzy Polenergia Obrót S.A. a Grupą Zakupową McDonald's**

30 grudnia 2025 r. Polenergia Obrót S.A. zawarła z McDonald's Polska Sp. z o.o. oraz z 94 francyzobiorcami aneks do długoterminowej umowy sprzedaży energii (PPA) i PPA+ zawartych pierwotnie pomiędzy stronami w dniu 29 listopada 2023 r. W ramach aneksu strony uzgodniły zakończenie obowiązywania PPA+ ze skutkiem na dzień 31 grudnia 2025 r. Strony zawarły również umowę dodatkową z podmiotem trzecim w zakresie sprzedaży od dnia 1 stycznia 2026 r. energii elektrycznej wyprodukowanej przez Farmę Wiatrową Szymankowo o mocy zainstalowanej 38 MW oraz energii elektrycznej wyprodukowanej przez Farmę Wiatrową Grabowo o mocy zainstalowanej 44 MW, pełniącym funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) McDonald's oraz pozostałych kupujących z grupy zakupowej McDonald's („Umowa PPA”). Gwarancje pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii związane z tą energią będą odbierane na podstawie Umowy PPA.

W związku z powyższą zmianą, szacowany wolumen całkowity sprzedaży w pozostałych latach obowiązywania Umowy PPA, tj. 2026 – 2027, może wynieść około 75 GWh dla każdego roku jej obowiązywania. Łączna szacowana suma przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i gwarancji pochodzenia na podstawie Pakietu umów PPA i PPA+ oraz Umowy PPA (oddzielnego kontraktu zawartego pomiędzy POB McDonald's i POLO) może wynieść około 308 mln zł do końca 2027 r.

**Zawarcie umów i realizacja kontraktów dla projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III****Zawarcie umowy na wykonanie narzutów kamiennych**

W dniu 14 lutego 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały łącznie dwie umowy na wykonanie narzutów kamiennych z Van Oord Offshore Wind B.V. na wykonanie narzutów kamiennych. Zakres umów obejmuje dostarczenie i transport kamienia oraz wykonanie zabezpieczeń fundamentów turbin wiatrowych, morskich stacji transformatorowych (OSS), kabli wewnętrznych (IAC) i eksportowych (OEC). Wykonawca zapewnia również prace inżynierskie i statki oraz badania przed i po wykonaniu narzutów. Łączne wynagrodzenie określono na ok. 96 mln EUR.

**Zawarcie aneksów do umów na instalacje morskich kabli eksportowych w formule EPC**

29 lipca 2025 r. MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. podpisały aneksy do umów na dostawę i instalację morskich kabli eksportowych, przy czym MFW Bałtyk II sp. z o.o. zawarła aneks do umowy ze spółką Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 spółka jawna, a MFW Bałtyk III sp. z o.o. ze spółką Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 3 spółka jawna.

W ramach zawartych aneksów zakres prac Wykonawców został rozszerzony o usunięcie głazów na trasie morskich kabli eksportowych. Prace zostaną zrealizowane przez podwykonawcę – spółkę Helix Robotics Solutions Ltd. Łączny koszt aneksów szacowany na moment ich zawierania wynosił ok. 29 mln EUR dla obu Projektów. Wskazane kwoty obejmują m.in. zapewnienie statków, usuwanie głazów zidentyfikowanych podczas ostatniego etapu badań geologicznych, nadzór oraz zarządzanie pracami przez Wykonawców. Ostateczne wynagrodzenie Wykonawców będzie uzależnione m.in. od czasu pracy statków oraz aktualnych cen paliw. Powyższy wzrost całkowitej wartości umów, został uwzględniony w nakładach inwestycyjnych CAPEX na etapie opracowania budżetów i planów rozwoju Projektów na fazę budowy.

**Zawarcie umowy EPC na budowę farmy fotowoltaicznej Rajkowy**

21 sierpnia 2025 r., Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o. o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Rajkowy o łącznej mocy zainstalowanej 35 MWp zawarła ze spółką Nomad Electric sp. z o. o. z siedzibą w Warszawie umowę dotyczącą budowy Farmy Fotowoltaicznej Rajkowy („Umowa EPC”).

Umowa EPC dotyczy wykonania kompleksowych robót montażowo-elektrycznych obejmujących m.in.: dostawę i montaż konstrukcji wsporczych dla modułów fotowoltaicznych, montaż modułów fotowoltaicznych i inwerterów, dostawę i montaż stacji elektroenergetycznych nn/SN, dostawę i montaż kabli nn, SN, wykonanie stacji abonenckiej 20/110 kV wraz z dostawą urządzeń, dostawę i montaż linii kablowej WN wraz z siecią światłowodową. Umowa EPC nie obejmuje dostawy modułów fotowoltaicznych i inwerterów. Do końca 2025 roku zrealizowano znaczną część głównych prac. Umowa EPC ma zostać ukończona w IV kwartale 2026 roku. Wartość Umowy EPC wynosi ok. 46 mln zł.

**Zawarcie umowy na dostawę modułów fotowoltaicznych dla projektu Rajkowy**

26 sierpnia 2025 r., Polenergia Fotowoltaiczna 2 sp. z o. o., rozwijająca projekt farmy fotowoltaicznej Rajkowy o łącznej mocy zainstalowanej 35 MWp zawarła ze spółką Jinko Solar Denmark ApS („Dostawca”) umowę dotyczącą dostawy modułów fotowoltaicznych na potrzeby rozwoju projektu farmy fotowoltaicznej Rajkowy („Umowa”).

Umowa obejmuje sprzedaż modułów fotowoltaicznych wyprodukowanych przez Dostawcę, w ilości wymaganej dla realizacji projektu. Umowa nie dotyczy dostawy inwerterów. Realizacja Umowy planowana jest w I kwartale 2026 roku. Wartość Umowy wynosi ok. 3 mln EUR.

**Zawarcie umowy sprzedaży udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.**

17 grudnia 2025 r. Polenergia S.A. zawarła z Axpo Polska sp. z o.o. („Axpo”) przedwstępną, warunkową umowę sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. („ENS”) („Udziały”) („Umowa Przedwstępna”).

Umowa Przedwstępna przewidywała zawarcie umowy przyrzeczonej przenoszącej własność Udziałów posiadanych przez Polenergię S.A. na rzecz Axpo. Zawarcie przyrzeczonej umowy przenoszącej własność Udziałów było uzależnione od spełnienia warunku zawieszającego obejmującego uzyskanie przez Axpo zgody organu antymonopolowego na nabycie Udziałów.

W związku ze spełnieniem się ww. warunku i uzyskaniu przez Axpo zgody organu antymonopolowego na nabycie Udziałów, w dniu 30 stycznia 2026 r. strony zawarły przyrzeczoną umowę sprzedaży 100% Udziałów w ENS.

Łączna ostateczna cena za Udziały to ok. 139,7 mln PLN.

**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 2025 zostały przedstawione w punktach 2, 18 i 24 Sprawozdania Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia.

**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 44 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 20 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 w nocie 27.1 do Jednostkowego sprawozdania finansowego oraz 31 do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Poniżej przedstawiono informacje o otrzymanych poręczeniach i gwarancjach:

Podmiot odpowiedzialny / wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa zabezpieczenia	Nazwa Spółki	Wartość	Okres obowiązywania
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Cenergy Holdings S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	50.784.589,59 EUR	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę kabli	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	15.157.226,10 EUR	wcześniejsza z dat: otrzymanie Completion Certificate lub 12.08.2027
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Sofidra S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	23.788.963,41 EUR	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Banco Santander, S.A. Filiale Frankfurt	The advance payment bond - kontrakt na dostawę turbin	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	44.341.193,98 PLN 40.423.152,13 EUR	05.10.2027

Sif Netherlands B.V. / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę fundamentów	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	2.231.998,15 EUR	20.10.2026
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Siemens Energy AG	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę turbin	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	833.750.000,00 EUR	26.11.2032
Hitachi Energy Sp. z o.o. / Hitachi Energy Ltd.	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę infrastruktury elektrycznej	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	120.000.000,00 EUR	28.08.2032
HITACHI / Societe Generale	Gwarancja należytego wykonania kontraktu i gwarancyjna	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	5.368.850,20 EUR 16.179.313,03 PLN 9.892.556,30 SEK 555.508,03 CHF	31.05.2027
Sif Netherlands B.V. / Sif Holding N.V.	Parent Company Guarantee - kontrakt monopole	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	141.4000.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 16.06.2026 + 5 lat = 16.06.2031
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 22.07.2026 + 5 lat = 22.07.2031
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Sif Holding N.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 22.07.2026 + 5 lat = 22.07.2031
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Credit Agricole Corporate And Investment Bank	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	9.441.601,00 EUR	15.11.2026
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	4.324.829,94 EUR	20.10.2026
IEMANS NV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - projekt i budowa MFW Bałtyk 2	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	175.200.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 22.03.2027 + 5 lat = 22.03.2032
IEMANS NV / BNP Paribas	Due Performance Parent Company Guarantee - projekt i budowa	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	29.775.334,00 EUR	01.04.2027
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE / Heerema Marine Contractors Holding Nederland SE	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na transport i montaż fundamentów	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	75.000.000,00 EUR	01.04.2026
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE/ ING Bank N.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na transport i montaż fundamentów	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	6.672.578,00 USD	31.03.2026
Tele-Fonika Kable S.A. / Societe Generale SA Oddział w Polsce	Performance Bond - kontrakt na dostawę i montaż kabli	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	10.463.448,45 PLN	12.08.2027
Visser Smit Hanab / VWS Verbindingen & Netwerken B.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na wyprowadzenie kabli na ląd	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	15.573.425,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 17.02.2027 + 1 rok = 17.02.2028

SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / HSBC BANK PLC	Performance Bond - kontrakt na okablowanie wewnętrzne	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	9.383.252,00 EUR	24.09.2026
SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / Subsea 7 S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na okablowanie wewnętrzne	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	93.832.520,00 EUR	01.04.2031
Van Oord Marine B.V.	Parent Company Guarantee- kontrakt na SRI	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	95.561.140 EUR	27.02.2027
OEG Renewables Group B.V.	Parent Company Guarantee- kontrakt na ICCP	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	12.021.294 EUR	~31.03.2027
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Cenergy Holdings S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	55.320.863,39 EUR	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 3 / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę kabli	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	16.477.636,50 EUR	wcześniejsza z dat: otrzymanie Completion Certificate lub 12.08.2027.
Jan De Nul SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 2 / Sofidra S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę kabli	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	25.913.884,61 EUR	data ważności kontraktu (14.06.2027) + 5 lat = 14.06.2032
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Banco Santander, S.A. Filiale Frankfurt	The advance payment bond - kontrakt na dostawę turbin	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	44.341.193,98 PLN 40.423.152,13 EUR	05.10.2028
Sif Netherlands B.V. / Allianz . Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na dostawę fundamentów	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	2.174.022,57 EUR	20.10.2026
Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o. / Siemens Energy AG	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę turbin	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	833.750.000,00 EUR	15.06.2033
Hitachi Energy Sp. z o.o. / Hitachi Energy Ltd.	Parent Company Guarantee - kontrakt na dostawę infrastruktury elektrycznej	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	131.000.000,00 EUR	28.08.2033
HITACHI / Societe Generale	Gwarancja należytego wykonania kontraktu i gwarancyjna	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	5.996.967,00 EUR 16.837.936,19 PLN 10.995.599,63 SEK 593.436,96 CHF	30.11.2028
Sif Netherlands B.V. / Sif Holding N.V.	Parent Company Guarantee - kontrakt monopale	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	137.900.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 30.05.2027 + 5 lat = 30.05.2032
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 10.10.2026 + 5 lat = 10.10.2031
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Sif Holding N.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	106.750.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 10.10.2026 + 5 lat = 10.10.2031
Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Credit Agricole Corporate And Investment Bank	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	9.487.378,00 EUR	14.09.2026



Smulders Projects Belgium NV and Sif Netherlands BV / Euler Hermes SA	Performance Bond Guarantee - kontrakt na elementy przejściowe	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	4.324.829,94 EUR	20.10.2026
IEMANS NV / EIFFAGE INFRASTRUCTURES	Due Performance Parent Company Guarantee - projekt i budowa	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	175.200.000,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 27.08.2027 + 5 lat = 27.08.2032
IEMANS NV / BNP Paribas	Due Performance Parent Company Guarantee - projekt i budowa	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	29.775.334,00 EUR	01.10.2027
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE / Heerema Marine Contractors Holding Nederland SE	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na transport i montaż fundamentów	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	75.000.000,00 EUR	01.04.2026
HEEREMA MARINE CONTRACTORS NEDERLAND SE/ ING Bank N.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na transport i montaż fundamentów	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	6.740.031,00 USD	31.03.2026
Tele-Fonika Kable S.A. / Societe Generale SA Oddział w Polsce	Performance Bond - kontrakt na dostawę i montaż kabli	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	10.463.448,45 PLN	12.08.2027
Visser Smit Hanab / VWS Verbindingen & Netwerken B.V.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na wyprowadzenie kabli na ląd	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	15.573.425,00 EUR	data wygaśnięcia zobowiązań z tytułu kontraktu tj. 17.02.2027 + 1 rok = 17.02.2028
SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / HSBC BANK PLC	Performance Bond - kontrakt na okablowanie wewnętrzne	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	9.020.921,10 EUR	11.02.2027
SEAWAY 7 MANAGEMENT AS / Subsea 7 S.A.	Due Performance Parent Company Guarantee - kontrakt na okablowanie wewnętrzne	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	90.209.211,00 EUR	01.09.2031
Van Oord Marine B.V.	Parent Company Guarantee- kontrakt na SRI	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	57.043.562 EUR	27.07.2027
OEG Renewables Group B.V.	Parent Company Guarantee- kontrakt na ICCP	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	11.390.276 EUR	~07.08.2027
P&Q Sp. z o.o. / InterRisk TU S.A. Vienna IG	Ubezpieczeniowa Gwarancja Wad i Usterek	Polenergia Farma Fotowoltaiczna Strzelino sp. z o.o.	4.182.246,00 PLN	22.05.2029
WSP POLSKA SP.Z.O.O. / WSP GLOBAL INC. / HSBC BANK	Gwarancja powykonawcza	Polenergia Farma Fotowoltaiczna Strzelino sp. z o.o.	13.612,69 USD	15.05.2026
AYESA POLSKA SP. Z O.O. / Santander Bank Polska S.A.	Umowa na świadczenie usługi inżyniera kontraktu	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o.	42.750,00 PLN	28.02.2027
P&Q / Inter Risk TU S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja usunięcia wad i usterek	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o.	4.279.916,02 PLN	11.09.2030
Nomad Electric Sp. z o.o. / mBank S.A.	Gwarancja dobrego wykonania umowy	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o.	5.726.233,06 PLN	05.04.2027

AYESA POLSKA SP. Z O.O. / TUIR Warta	Ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania (1) i właściwego usunięcia wad (2)	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o.	147.750,00 PLN (1) 44.325,00 PLN (2)	31.10.2026 (1) 31.10.2028 (2)
P&Q / WARTA S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja właściwego usunięcia wad	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 9 sp. z o.o.	577.383,02 PLN	06.07.2027
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek	Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o.	1 973 848,65 PLN	18.10.2027
P&Q / WARTA S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja właściwego usunięcia wad	Polenergia Farma Wiatrowa 17 sp. z o.o.	711.773,89 PLN	06.07.2027
ONDE S.A. / ERGO HESTIA S.A.	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek	Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o.	5.064.714,47 PLN	22.03.2028
ELECTRUM CONCRETO / KUKE S.A.	Gwarancja właściwego usunięcia wad i/lub usterek nr RW/GW/42/829/13895/2023	Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o.	3.086.531,93 PLN	01.08.2028
AYESA POLSKA SP. Z O.O. / Santander Bank Polska S.A.	Umowa na świadczenie usługi inżyniera kontraktu	Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o.	127.500,00 PLN	28.02.2027
P&Q / Inter Risk TU S.A.	Ubezpieczeniowa gwarancja usunięcia wad i usterek	Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o.	4.279.916,02 PLN	11.09.2030
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego wykonania umowy. Wady (1) i usterki (2)	Polenergia Farma Wiatrowa Piekło sp. z o.o.	2.889.270,00 PLN (1) 1.444.635,00 PLN (2)	31.08.2023r. (1) 31.08.2028r. (2)
ONDE / ERGO HESTIA	Gwarancja należytego usunięcia wad lub usterek	Polenergia Farma Wiatrowa Szymankowo sp. z o.o.	2 339 460,00 PLN	09.09.2026
HYSTAR AS / SpareBank 1 SMN	Umowa na dostawę urządzenia	Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o.	510.000,00 EUR	07.12.2026
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	Polenergia Obrót S.A.	11.000.000,00 PLN	31.03.2027
IGNITIS Polska SP. z o.o. / OP Corporate Bank	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	1.000.000,00 EUR	30.04.2026
Orange Energia / Fortum Oyi (zmiana gwaranta z Orange Polska)	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	5.400.000,00 PLN	31.07.2026
ORLEN S.A. / ORLEN ENERGIA	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	25.587.000,00 PLN	31.10.2026
Northvolt Systems Poland Sp. z o.o. / Northvolt AB	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	5.529.465,00 PLN	28.02.2028
McDonald franczyzobiorcy / SOCIETE GENERALE, Santander, ING	Kontrakty handlowe	Polenergia Obrót S.A.	5.000.000,00 PLN	31.12.2026

Orange Energia / Fortum Oyi (zmiana gwaranta z Orange Polska)	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	24.200.000,00 PLN	31.07.2029
E.ON / E.ON SE	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	50.000.000,00 PLN	31.01.2028
Schattdecor / mBank S.A.	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	2.800.000,00 PLN	31.01.2028
PURO Hotels / Santander Bank Polska S.A.	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	7.380.000,00 PLN	12.12.2026
MERCEDES / ING	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	6.137.700,00 PLN	31.05.2028
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	5.916.650,00 PLN	31.08.2027
InPost & InPost paczkomaty / INTEGER.PL S.A.	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	14.700.000,00P PLN	26.03.2029
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	5.551.796,00 PLN	31.08.2027
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	5.524.932,00 PLN	31.08.2027
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	5.499.382,00 PLN	31.08.2027
D.Trading / PKO BP	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	2.842.407,00 PLN	30.11.2027
E.ON / E.ON SE	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	318.000,00 PLN	31.03.2029
ORLEN S.A. / ORLEN ENERGIA	Kontrakt handlowy	Polenergia Obrót S.A.	11.833.000,00 PLN	28.02.2026
STRABAG, STRABAG Infrastruktura Południe, POLSKI ASFALT, STRABAG BMTI, Hotele Warszawskie Syrena, Mineral Polska / STRABAG SE	Umowa PPA historycznie podpisana z Polenergia Sprzedaż sp. z o.o.	Polenergia Obrót S.A.	6.300.000,00 PLN	30.04.2026

#### 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 16 października 2024 r. nastąpiła emisja Obligacji serii A o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 zł („Obligacje Serii A”, „Emisja”), z datą wykupu 16 października 2029 r. Celem Emisji jest bezpośrednie i pośrednie finansowanie lub refinansowanie rozwoju, zakupu, budowy i eksploatacji Zielonych Projektów, w tym w szczególności morskich farm wiatrowych. Zarząd GPW określił dzień 12 lutego 2025 r. jako dzień pierwszego notowania Obligacji Serii A w Alternatywnym Systemie Obrotu na Catalyst pod nazwą „PEP1029”. 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

Grupa 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, pożyczka od Banku Gospodarstwa Krajowego oraz zobowiązania z tytułu emisji obligacji, szerzej opisane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym. Na dzień 31 grudnia 2025 roku wszystkie istotne zobowiązania Emitenta i jego Grupy Kapitałowej były regulowane bez opóźnień.

Zmienność cen energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz mechanizmy regulacyjne dla wytwórców i sprzedawców energii mogą skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych spółek z Grupy, co może doprowadzić do niespełnienia wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu i / lub w warunkach emisji obligacji, a w konsekwencji doprowadzić do naruszenia umowy kredytu lub stanowić podstawę wcześniejszego wykupu obligacji.

Grupa na bieżąco monitoruje sytuację w tym zakresie, wykonanie wskaźników finansowych i poziom zadłużenia oraz 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 naprawy wskaźników finansowych na warunkach określonych w umowie, przedpłaty kredytu lub uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A. na rzecz poszczególnych projektów. Gwarancje te zostały szerzej opisane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym w nocy 31.

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 zależne niektórych wymogów odnoszących się do wskaźników finansowych. Niemniej, w każdym przypadku niespełnienia wymogów dotyczących wskaźników finansowych spółki zależne 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 m.in. poprzez wniesienie dodatkowego kapitału w kwocie wystarczającej do poprawy przepływów pieniężnych kredytobiorcy i w efekcie osiągnięcia wymaganego poziomu wskaźnika. Dotychczas żaden z banków udzielających finansowanie nie wypowiedział umowy kredytu ani nie wszczął postępowania egzekucyjnego przeciwko któremukolwiek z podmiotów z Grupy.

**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 2025 roku Grupa planuje, że łączne nakłady inwestycyjne na aktywa trwałe w roku 2026 wyniosą około 530 milionów zł. Kwoty te przeznaczone będą głównie na rozwój i budowę projektów OZE na lądzie (t.j. projektów wiatrowych, bateryjnych oraz w mniejszym zakresie fotowoltaicznych). Istotnym elementem nakładów będzie doprowadzenie do fazy „ready to build” (i przejęcie pełnej kontroli) nad projektami wiatrowymi w Rumunii. Inwestycje te Grupa zamierza sfinansować z wypracowanych środków własnych oraz na dalszym etapie z finansowania zewnętrznego w formule project finance.

Ponadto, Grupa wspólnie z norweskim koncernem Equinor realizuje budowę projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III poprzez spółki celowe (w których posiada 50% udziałów) oraz w ramach pozyskanego finansowania project finance. Źródła finansowania inwestycji zabezpieczone są w strukturze

finansowania spółek celowych, w związku z czym w 2026 r. Spółka nie planuje angażować własnego kapitału w finansowanie budowy tych projektów.

Dodatkowo 17 grudnia 2025 r. kolejny projekt rozwijany w joint-venture z Equinor - MFW Bałtyk I, uzyskał wsparcie w postaci kontraktu różnicowego (CfD) w pierwszej polskiej aukcji offshore. Polenergia S.A. wraz z Equinor pracuje nad dalszym rozwojem tego projektu w celu przygotowania go do podjęcia finalnej decyzji inwestycyjnej (FID). Emitent prowadzi szczegółowe analizy dotyczące sposobu sfinansowania nakładów kapitałowych niezbędnych do przygotowania projektu do etapu FID.

**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 projektów w obszarze morskiej energetyki wiatrowej,
- rozwoju nowych oraz utrzymaniu istniejących projektów w obszarze 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 sprzedaży,



- realizacji planu inwestycyjnego w obszarze dystrybucji (skutkującego docelowym wzrostem Wartości Regulacyjnej Aktywów oraz wzrostem liczby odbiorców przyłączonych na stałe do sieci spółki),
- koncentracja na przychodach zabezpieczonych kontraktami CfD i PPA,
- intensyfikacji działań w obszarze sprzedaży energii do klientów niepodłączonych do własnej sieci,
- analiza możliwości rynkowych związanych z zaangażowaniem się w zielone technologie i sztuczną inteligencję.

Depriorytetyzacja kierunków niezwiązanych z podstawową działalnością.

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd rozpoczął wycofywanie się z projektów w segmencie elektromobilności, wodoru oraz ekspansji zagranicznej, choć nie wyklucza podjęcia w przyszłości działalności w tych obszarach.

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 2025 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 Piotr Sujecki jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Pan Piotr Sujecki jest stroną umowy o zakazie konkurencji przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz odszkodowania w wysokości równej 100% kwoty wynagrodzenia przez okres 9 miesięcy.

Pan Łukasz Buczyński jest stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką zawartej ze Spółką na czas nieokreślony. Umowa o pracę pozostaje obecnie obowiązująca do dnia 30 czerwca 2026 r., kiedy to upłynie okres wypowiedzenia. Pan Łukasz Buczyński jest 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, wobec czego nie będzie zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji.

Pan Adam Purwin jest stroną kontraktu menadżerskiego zawartego ze Spółką zawartego na czas nieoznaczony. Pan Adam Purwin jest też stroną umowy o zakazie konkurencji przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz odszkodowania w wysokości równej 100% kwoty wynagrodzenia przez okres 12 miesięcy.

Pan Andrzej Filip Wojciechowski w związku z powołaniem do Zarządu nowej kadencji rozpoczynającej bieg 1 stycznia 2025 r. jest stroną kontraktu menedżerskiego ze Spółką na czas nieoznaczony. Pan Andrzej Filip Wojciechowski jest też stroną umowy o zakazie konkurencji przewidującej po stronie Spółki obowiązek zapłaty na jego rzecz odszkodowania w wysokości równej 100% kwoty wynagrodzenia przez okres 12 miesięcy.

Pan Jerzy Zań był stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką na czas nieokreślony. Umowa o pracę obowiązywała do dnia 31 lipca 2025 r., kiedy to upłynął 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 był stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką zawartej na czas nieokreślony. Umowa o pracę obowiązywała do dnia 31 marca 2025 r., kiedy to upłynął 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, wobec czego nie było zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji.

Pan Tomasz Kietliński był stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką zawartej na czas nieokreślony. Ponadto Pan Tomasz Kietliński był 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. Spółka była zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy do dnia 31 marca 2025.

Pani Iwona Sierżęga była stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką zawartej na czas nieokreślony. Ponadto, Pani Iwona Sierżęga była 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 było w 6 (sześciu) równych ratach. Spółka była zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy do dnia 30 listopada 2025.

Pan Piotr Maciołek był stroną umowy o pracę zawartej ze Spółką zawartej na czas nieokreślony. Ponadto, Pan Piotr Maciołek był 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 było w 6 (sześciu) równych ratach. Spółka była zobowiązana do zapłaty odszkodowania za przestrzeganie zakazu konkurencji po ustaniu stosunku pracy do dnia 30 listopada 2025.

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

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały przedstawione w nocie 46 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.

W Spółce nie obowiązują programy motywacyjne lub premiowe oparte na kapitale Emitenta.

**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 33 702 946 akcji zwykłych na okaziciela Spółki, stanowiących ok. 43,65% wszystkich akcji Polenergii (raport bieżący nr 3/2026 z 22 stycznia 2026 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. Następnie, 6 listopada 2025 r. (raport bieżący nr 57/2025) Polenergia S.A. otrzymała informację o ustanowieniu zastawu na 15 408 550 posiadanych przez Mansa akcjach Spółki. Spółka nie otrzymała innych zawiadomień informujących o posiadaniu akcji Spółki przez jej osoby zarządzające lub nadzorujące.

**35. Informacja o wyodrębnionej części Sprawozdania Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia stanowiącej wyodrębnioną część sprawozdania oraz o atestacji sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju**

Grupa Polenergia nie jest emitentem, który spełnia kryteria określone w art. 63 q i 63 r ust. 1 ustawy o rachunkowości.

Grupa Polenergia, zgodnie z kryteriami ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości, nie kwalifikowała się w roku 2025 do przesłanek nakładających na przedsiębiorstwo obowiązek raportowania o zrównoważonym rozwoju, którego zakres podmiotowy dla obowiązku sprawozdawczego z zakresu zrównoważonego rozwoju określono w art 63r ust. 1 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości. Niemniej, w celu spełnienia oczekiwań interesariuszy oraz ze względu na dobre praktyki wewnętrzne transparentnego informowania o zrównoważonym rozwoju Grupy, takie sprawozdanie zostało sporządzone.

Sprawozdanie zrównoważonego rozwoju jest częścią niniejszego sprawozdania, jednakże stanowi osobny dokument pod nazwą „Skonsolidowane Sprawozdanie o zrównoważonym rozwoju za rok zakończony dnia 31 grudnia 2025”, który stanowi Załącznik nr 1 do niniejszego sprawozdania.

Sprawozdanie odpowiada na wymogi stawiane przedsiębiorstwom, wprowadzone na drodze Art. 14 ust. 5 Ustawy z dnia 17 grudnia 2024 r. o zmianie ustawy o rachunkowości, ustawy o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym oraz niektórych innych ustaw oraz zostało sporządzone w oparciu o europejskie standardy sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju ESRS (European Sustainability Reporting Standards) (wskaźniki raportowania zgodnie z Dyrektywą CSRD, tj. Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, dyrektywy 2006/43/WE oraz dyrektywy 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju). Raport o zrównoważonym rozwoju został także poddany atestacji niezależnego biegłego rewidenta.

**36. 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**

Grupa nie ma wiedzy o innych umowach zawartych w 2025 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.

**37. Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności Emitenta, w tym znanych Emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji zawartych po okresie bilansowym.**

W dniu 27 stycznia 2026 r., w ramach realizacji Programu Rozwoju, spółka zależna Emitenta, tj. Farma Wiatrowa Bądecz sp. z o.o., zawarła z globalną firmą 15-letnią umowę vPPA (virtual power purchase agreement) („vPPA” lub „Umowa”). Umowa vPPA jest kontraktem finansowym obejmującym 100% energii wytwarzanej przez Producenta Energii z OZE — elektrownię wiatrową o zainstalowanej mocy 48.3 MW („Instalacja”). Umowa obejmuje również sprzedaż przez Instalację na rzecz Kupującego atrybutów środowiskowych rozumianych jako wszelkie korzyści środowiskowe wynikające z odnawialnej energii elektrycznej, którymi obecnie są Gwarancje Pochodzenia. Producent Energii z OZE planuje rozpoczęcie wytwarzania energii najpóźniej na koniec trzeciego kwartału 2029 roku. Umowa zapewnia zabezpieczenie łącznych przychodów projektu ze sprzedaży energii elektrycznej oraz Gwarancji Pochodzenia w całym okresie obowiązywania Umowy na przewidywanym poziomie około 600 000 000 – 800 000 000 PLN netto.

W dniu 29 stycznia 2026 r., w ramach realizacji Programu Rozwoju, spółka zależna Emitenta, tj. Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o., zawarła z globalną firmą 15-letnią umowę vPPA (virtual power purchase agreement) („vPPA” lub „Umowa”). Umowa jest kontraktem finansowym obejmującym 100% energii wytwarzanej przez Producenta Energii z OZE — elektrownię fotowoltaiczną o zainstalowanej mocy 34,65 MW<sub>ac</sub> („Instalacja”). Umowa obejmuje również sprzedaż przez Instalację atrybutów środowiskowych rozumianych jako wszelkie korzyści środowiskowe wynikające z odnawialnej energii elektrycznej, którymi obecnie są Gwarancje Pochodzenia. Producent Energii z OZE planuje rozpoczęcie wytwarzania energii najpóźniej na początku drugiego kwartału 2027 roku. Umowa vPPA zapewnia zabezpieczenie łącznych przychodów projektu ze sprzedaży energii elektrycznej oraz

Gwarancji Pochodzenia w całym okresie obowiązywania Umowy na przewidywanym poziomie około 130 000 000 – 180 000 000 PLN netto.

W dniu 30 stycznia 2026 r. Emitent zawarł z Axpo Polska sp. z o.o. („Axpo”) przyrzeczoną umowę sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. („ENS”) („Udziały”) („Umowa Przyrzeczona”), na podstawie przedwstępnej, warunkowej umowy sprzedaży Udziałów zawartej 17 grudnia 2025 r z Axpo. Zawarcie Umowy Przyrzeczonej nastąpiło po spełnieniu warunku zawieszającego obejmującego uzyskanie przez Axpo zgody organu antymonopolowego na nabycie Udziałów. Łączna ostateczna cena za Udziały to ok. 139,7 mln PLN.

### **38. Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych**

W chwili obecnej w Grupie nie funkcjonuje program akcji pracowniczych.

### **39. 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 2025 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 48.