Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SKONSOLIDOWANY RAPORT KWARTALNY

ZA III KWARTAŁ 2026 ROKU

Signature Not Verified

Dokument podpisany przez Adam Purwin
Data: 2026.11.19 16:01:13 CET

Adam Mariusz Purwin – Prezes Zarządu

Signature Not Verified

Digitally signed by Andrzej Filip Wojciechowski
Date: 2026.11.19 10:42:03 WET

Andrzej Filip Wojciechowski – Pierwszy Wiceprezes Zarządu

Piotr Tomasz Sujecki

Elektronicznie podpisany przez Piotr Tomasz Sujecki
Data: 2026.11.19 15:52:12 +01'00'

Piotr Tomasz Sujecki – Drugi Wiceprezes Zarządu

Warszawa, 19 listopada 2026 roku

Spis treści

A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO 4

1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku 5

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy 7

3. Struktura organizacyjna Grupy 24

B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2026 ROKU 26

1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego 32

1.1 Podstawa sporządzenia śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego 32

1.2 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania 32

1.3 Waluta funkcjonalna i prezentacyjna 32

1.4 Sezonowość i cykliczność działalności 33

2. Skorygowany wynik EBITDA i Skorygowany zysk netto 33

3. Segmenty operacyjne 34

4. Pozostałe noty 39

4.1 Przychody ze sprzedaży 39

4.2 Koszty wg rodzaju 39

4.3 Pozostałe przychody operacyjne 40

4.4 Pozostałe koszty operacyjne 40

4.5 Przychody finansowe 40

4.6 Koszty finansowe 40

4.7 Przepływy środków pieniężnych 41

4.8 Wartość firmy 41

4.9 Wartości godziwe kontraktów terminowych 41

4.10 Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności 44

4.11 Efektywna stopa podatkowa 45

4.12 Zmiana stanu rezerw 45

5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki 45

6. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych 46

7. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane 46

8. Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego 46

9. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jednostki zależnej od niego 47

10. Inne informacje, które zdaniem Emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta 49

11. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału 49

12. Ryzyko związane z płynnością..... 49

13. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązanymi 50

14. Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieujętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe Emitenta..... 50

C. POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO..... 51

1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w kwartalnym 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..... 52

2. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących..... 53

3. Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym 53

4. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe..... 54

5. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji Emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego 54

6. 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..... 54

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A. 56

A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO

1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2026 roku Grupa Polenergia („Grupa") osiągnęła wyniki na poziomie EBITDA oraz skorygowanego zysku netto wynoszące odpowiednio 332,5 mln zł oraz 33,5 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 69,6 mln zł i 21,2 mln zł.

	Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	9M 2026	9M 2025	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	3 kwartał 2026	3 kwartał 2025	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
	Przychody ze sprzedaży, w tym:	**2 614,8**	**3 232,0**	**(617,2)**	**-19%**	**862,3**	**915,4**	**(53,1)**	**-6%**
	segment obrotu i sprzedaży	1 962,9	2 527,4	(564,5)		643,6	697,9	(54,3)	
	pozostałe	651,8	704,6	(52,8)		218,7	217,5	1,2	
	Koszt własny sprzedaży, w tym:	**(2 249,6)**	**(2 792,9)**	**543,3**	**-19%**	**(734,5)**	**(796,5)**	**62,0**	**-8%**
	segment obrotu i sprzedaży	(1 865,5)	(2 387,5)	522,0		(618,0)	(657,5)	39,5	
	pozostałe	(384,2)	(405,3)	21,1		(116,5)	(139,0)	22,5	
	Zysk brutto ze sprzedaży	**365,1**	**439,1**	**(74,0)**	**-17%**	**127,8**	**118,9**	**8,9**	**8%**
	Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu z wyłączeniem kosztów długoterminowego planu motywacyjnego	(170,6)	(204,0)	33,4		(54,4)	(78,7)	24,3	
	Pozostałe przychody/koszty operacyjne	10,1	(69,3)	79,4		3,0	(2,9)	5,9	
	Rozliczenie ceny aukcyjnej	(3,3)	2,2	(5,5)		(1,3)	0,3	(1,6)	
A	**Zysk operacyjny (EBIT)**	**201,3**	**168,1**	**33,2**	**20%**	**75,2**	**37,6**	**37,6**	**100%**
	Amortyzacja	131,2	136,3	(5,1)		43,3	46,1	(2,8)	
	Odpisy aktualizujace	-	97,6	(97,6)		-	5,4	(5,4)	
	EBITDA	**332,5**	**402,1**	**(69,6)**	**-17%**	**118,5**	**89,2**	**29,3**	**33%**
B	Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	29,4	-	29,4		(0,4)	-	(0,4)	
C	Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem motywacyjnym dla kadry menadżerskiej***	(20,1)	-	(20,1)		(3,1)	-	(3,1)	
	Skorygowana EBITDA	**341,8**	**402,1**	**(60,3)**	**-15%**	**115,0**	**89,2**	**25,8**	**29%**
D	Przychody finansowe	88,5	46,2	42,3		36,8	13,5	23,3	
E	Koszty finansowe	(188,7)	(201,5)	12,8		(62,5)	(51,5)	(11,0)	
F	Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	29,0	(5,4)	34,4		12,5	(1,7)	14,2	
A+B+C+D+E+F	**Zysk (strata) brutto**	**139,5**	**7,5**	**132,0**	**1760%**	**58,5**	**(2,0)**	**60,5**	**3026%**
	Podatek dochodowy	(57,4)	(58,6)	1,2	-2%	(19,6)	(9,3)	(10,3)	111%
	Zysk netto	**82,1**	**(51,1)**	**133,2**	**261%**	**38,9**	**(11,3)**	**50,2**	**444%**
	Korekty normalizujące:								
	Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	0,8	0,2	0,6		0,0	0,1	(0,1)	
	Różnice kursowe	(14,6)	0,2	(14,8)		(6,9)	(3,0)	(3,9)	
	Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	1,8	2,5	(0,7)		0,3	0,7	(0,4)	
	Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem motywacyjnym dla kadry menadżerskiej***	16,3	-	16,3		2,5	-	2,5	
	Odpisy aktualizujące**	-	97,6	(97,6)		-	5,4	(5,4)	
	Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	(23,8)	-	(23,8)		0,3	-	0,3	
	Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	(29,0)	5,4	(34,4)		(12,5)	1,7	(14,2)	
	Skorygowany Zysk (Strata) Netto*	**33,5**	**54,7**	**(21,2)**	**-39%**	**22,7**	**(6,4)**	**29,1**	**455%**
	EBITDA	**332,5**	**402,1**	**(69,6)**	**-17%**	**118,5**	**89,2**	**29,3**	**33%**
	Marża EBITDA	12,7%	12,4%	0,3%		13,7%	9,7%	4,0%	
	EBITDA (bez segmentu obrotu)	**288,2**	**357,3**	**(69,1)**	**-19%**	**106,8**	**81,7**	**25,1**	**31%**
	Marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	44,2%	50,7%	-6,5%		48,8%	37,6%	11,2%	

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

**) Odwrócenie odpisów związanych z dewelopmentem

***) Dotyczy programu LTIP (premii wieloletniej)

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia za trzy kwartały 2026 roku były niższe o 617,2 mln zł, co jest spowodowane głównie niższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 564,5 mln zł). Przychody ze sprzedaży w pozostałych segmentach były niższe o 52,8 mln zł, głównie w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 22,2 mln zł), a także w segmencie gazu i czystych paliw (o 28,4 mln zł), segmencie dystrybucji (o 4,1 mln zł) oraz segmencie fotowoltaiki (o 2,9 mln zł), częściowo skompensowane przez wyższe przychody segmentu niealokowane (o 4,8 mln zł).

Wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 332,5 mln zł i był niższy o 69,6 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie ze względu na niższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 43,8 mln zł), co jest konsekwencją przede wszystkim niższego wolumenu produkcji oraz spadku cen sprzedaży energii elektrycznej, a także brakiem wsparcia w postaci jednorazowej rekompensaty otrzymanej w 2025 roku w wyniku ugody zawartej z Grupą Tauron przez

projekty Amon i Talia. Niższy wynik EBITDA w porównaniu do roku ubiegłego odnotowano również w segmencie dystrybucji (o 9,7 mln zł), co jest głównie konsekwencją niższej marży na sprzedaży energii, wzrostu kosztów operacyjnych oraz wpływu zdarzeń jednorazowych; niealokowanych (o 11,1 mln zł) w związku z wyższymi kosztami operacyjnymi, w tym wynagrodzeń wskutek dostosowywania poziomu zatrudnienia do zwiększającej się skali działalności Grupy oraz usług obcych związanych z realizacją i przygotowaniem do realizacji strategicznych projektów; oraz w segmencie fotowoltaiki (o 6,0 mln zł) głównie na skutek niższych cen sprzedaży energii po wygaśnięciu korzystnego zabezpieczenia cenowego w jednym z aktywów i niekorzystnego rozliczenia zabezpieczenia sprzedaży w godzinach szczytowych w 2026 r. W segmencie obrotu i sprzedaży (spadek o 0,5 mln zł) rozpoznano niższe wyniki w obszarach handlu i obsługi biznesu, handlu energią elektryczną z aktywów OZE oraz handlu certyfikatami, przy czym spadek ten został częściowo skompensowany przez wyższy wynik na prop tradingu i kontrakcie optymalizującym pracę ENS oraz niższe koszty operacyjne. Wyższy wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu ubiegłego roku odnotowano jedynie w segmencie gazu i czystych paliw (o 1,7 mln zł) w konsekwencji rozwiązania umowy o dofinansowanie projektu Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna bez dodatkowych obciążeń finansowych.

W trzecim kwartale 2026 r. Grupa Polenergia odnotowała spadek przychodów ze sprzedaży o 53,1 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ głównie miały niższe przychody ze sprzedaży odnotowane w segmencie obrotu i sprzedaży (o 54,3 mln zł).

Wynik EBITDA Grupy w samym trzecim kwartale 2026 r. wyniósł 118,5 mln zł i był wyższy o 29,3 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie wyższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 27,1 mln zł), wsparty wyższą wietrznością i w konsekwencji istotnie większą produkcją energii przy nieznacznie wyższym poziomie cen sprzedaży. Ponadto odnotowano wyższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (o 4,3 mln zł) głównie wskutek wyższej marży na sprzedaży energii do klienta końcowego i brakiem negatywnej kontrybucji wyniku biznesu z obszaru energetyki rozproszonej; w segmencie niealokowanych (o 2,5 mln zł) w związku z obciążeniem wyniku w analogicznym okresie roku ubiegłego dodatkowymi jednorazowymi kosztami związanymi z zakończeniem procesu pozyskania finansowania i uzyskania finalnej decyzji inwestycyjnej dla projektów Bałtyk 2 i 3; oraz w segmencie gazu i czystych paliw (o 1,3 mln zł) wskutek rozwiązania umowy o dofinansowanie projektu Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna bez dodatkowych obciążeń finansowych.

Niższy wynik EBITDA w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano z kolei w segmencie farm fotowoltaicznych (o 4,4 mln zł) z powodu niższych cen sprzedaży energii elektrycznej, będących efektem zakończenia korzystnego zabezpieczenia ceny dla jednego z projektów. Z kolei w segmencie dystrybucji wynik był niższy o 1,4 mln zł, głównie w efekcie niższej marży na sprzedaży energii, będącej skutkiem niższych cen sprzedaży, a także wyższych kosztów operacyjnych związanych ze wzrostem skali działalności.

Po trzech kwartałach 2026 roku skorygowany zysk netto wyniósł 33,5 mln zł, co oznacza spadek o 21,2 mln zł rok do roku, natomiast w samym trzecim kwartale 2026 roku osiągnął poziom 22,7 mln zł stanowiący wzrost o 29,1 mln zł w odniesieniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Na zmianę wyniku wpłynęły przede wszystkim opisane powyżej czynniki kształtujące zmianę wyniku EBITDA, wyższy wynik na działalności finansowej związany z wyceną kontraktów vPPA zawartych na początku 2026 roku oraz brak w ujęciu narastającym jednorazowego kosztu z 2025 r. dotyczącego transakcji zabezpieczającej Deal Contingent Hedge.

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 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 9M 2026	310,2	23,5	6,2	44,3	25,9	(77,5)	332,5
EBITDA 9M 2025	354,0	29,5	4,5	44,8	35,6	(66,4)	402,1
Zmiana:	(43,8)	(6,0)	1,7	(0,5)	(9,7)	(11,1)	(69,6)

W pierwszych trzech kwartałach 2026 roku segment farm wiatrowych odnotował wynik EBITDA niższy o 43,8 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Spadek ten był przede wszystkim konsekwencją niższego wolumenu produkcji i niższych cen sprzedaży energii elektrycznej, a także wyższego poziomu kosztów operacyjnych. Na porównywalność wyników negatywnie wpłynął również brak jednorazowego pozytywnego efektu z pierwszego półrocza 2025 roku związanego z rekompensatami otrzymanymi przez projekty Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron. Wynik 9 miesięcy 2026 roku został natomiast dodatkowo wsparty pozytywnym wpływem w wysokości 5,6 mln zł z tytułu rekompensat za ograniczenia produkcji energii, głównie dotyczących 2025 roku. W samym trzecim kwartale 2026 roku segment farm wiatrowych osiągnął wynik EBITDA wyższy o 27,1 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku 2025. Wzrost wynikał przede wszystkim z wyższego o 26% wolumenu produkcji energii, w konsekwencji korzystnych warunków wietrznych, przy nieznacznie wyższym poziomie cen sprzedaży.

Wynik EBITDA segmentu farm fotowoltaicznych w pierwszych trzech kwartałach 2026 roku był o 6 mln zł niższy niż w analogicznym okresie 2025 roku, głównie z powodu niższych cen sprzedaży energii po wygaśnięciu korzystnego zabezpieczenia cenowego w jednym z aktywów, niekorzystnego rozliczenia zabezpieczenia sprzedaży w godzinach szczytowych oraz wyższych kosztów operacyjnych związanych ze zwiększeniem skali działalności w segmencie. Negatywny wpływ tych czynników został częściowo skompensowany przez wyższy wolumen produkcji, wynikający głównie z uruchomienia farmy Rajkowy. W samym trzecim kwartale 2026 roku EBITDA segmentu była niższa o 4,4 mln zł r/r, przede wszystkim na skutek niższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wzrostu kosztów operacyjnych związanych ze zwiększoną skalą portfela projektów wytwórczych, przy wolumenie produkcji utrzymującym się na poziomie zbliżonym do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Segment gazu i czystych paliw odnotował wzrost wyniku EBITDA o 1,7 mln zł w pierwszych trzech kwartałach 2026 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, przy czym w samym trzecim kwartale 2026 roku wynik EBITDA był wyższy o 1,3 mln zł niż w trzecim kwartale 2025 roku, głównie w konsekwencji rozwiązania umowy o dofinansowanie projektu Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna bez dodatkowych obciążeń finansowych.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w trzech kwartałach 2026 roku spadek wyniku EBITDA o 0,5 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Niższy wynik został zrealizowany w obszarach: i) handlu i obsługi biznesu w konsekwencji spadku marży na handlu spekulacyjnym zielonymi certyfikatami oraz na krótkoterminowym handlu gazem, ii) handlu energią elektryczną z aktywów OZE ze względu na niższy wynik na optymalizacji krótkoterminowej, iii) handlu certyfikatami z własnych farm wiatrowych związany głównie ze spadkiem rynkowej ceny zielonych certyfikatów. Spadek wyniku w trzech kwartałach 2026 r. został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na prop tradingu – będący konsekwencją podwyższonej zmienności na rynkach terminowych w 2026 wywołanej konfliktem na Bliskim Wschodzie, ii) wyższy wynik na kontrakcie optymalizującym pracę ENS, szczególnie w pierwszym kwartale 2026 wystąpiły warunki makroekonomiczne pozwalające efektywnie optymalizować produkcję jednostki, iii) niższe koszty operacyjne będące konsekwencją podjętych działań optymalizacyjnych po połączeniu Polenergia Obrót ze spółką Polenergia Sprzedaż.

W samym trzecim kwartale 2026 r. segment obrotu i sprzedaży zanotował wzrost wyniku EBITDA o 4,3

mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na wzrost wyniku miały: i) wyższy wynik w ramach sprzedaży energii do klienta końcowego wynikający z nowych kontraktów typu cPPA oraz B2B, które weszły w życie w 2026 roku, ii) wyższy wynik na prop tradingu związany z wyższą zmiennością na rynkach terminowych, iii) wyższa marża na linii pozostałe związaną z brakiem negatywnego wyniku biznesu obszaru energetyki rozproszonej w roku 2026. Wzrost wyniku w trzecim kwartale 2026 roku został częściowo skompensowany przez: i) niższy wynik na handlu i obsłudze biznesu w konsekwencji niższej marży na handlu spekulacyjnym zielonymi certyfikatami, ze względu na niższą płynność rynku i ogólny niski poziom cen i zmienności, ii) niższy wynik na kontrakcie optymalizującym pracę ENS, z uwagi na fakt, że od marca 2026 jednostka nie jest już częścią grupy Polenergia i nie jest obsługiwana przez segment obrotu i sprzedaży, iii) wyższy poziom kosztów operacyjnych i prowizji.

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji na koniec trzeciego kwartału 2026 r. był niższy o 9,7 mln zł w stosunku do wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego, natomiast w samym trzecim kwartale był niższy o 1,4 mln zł. Spadek wyniku jest głównie konsekwencją niższej marży na sprzedaży energii w efekcie niższych cen sprzedaży, wyższych kosztów operacyjnych związanych ze wzrostem skali działalności oraz w ujęciu narastającym niższego wyniku z pozostałej działalności, gdzie rozpoznano jednorazowe koszty wynikające m.in. z domiaru kary URE. Niższy wynik został częściowo skompensowany przez wyższą marżę na dystrybucji wynikającą z m.in. wyższych przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do września 2026 roku był niższy o 11,1 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2025, natomiast w samym 3. kwartale wynik EBITDA w segmencie niealokowanych był wyższy o 2,5 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego. Na zmianę wyniku EBITDA w roku 2026 wpływają głównie koszty operacyjne, w tym wyższe koszty wynagrodzeń wskutek dostosowywania poziomu zatrudnienia do rosnącej skali działalności Grupy oraz usług obcych związanych z realizacją i przygotowaniem do realizacji strategicznych projektów. Dodatkowo wynik trzeciego kwartału 2025 roku był obciążony jednorazowymi kosztami związanymi z zakończeniem procesu pozyskania finansowania oraz uzyskaniem finalnej decyzji inwestycyjnej dla projektów Bałtyk 2 i 3, co wpłynęło na dodatnią zmianę wyniku EBITDA w trzecim kwartale 2026 roku względem analogicznego okresu roku ubiegłego.

Wynik na działalności finansowej w okresie styczeń - wrzesień 2026 roku był r/r wyższy o 55,1 mln zł, a w samym trzecim kwartale wyższy o 12,4 mln zł. Głównym czynnikiem były narastająco niższe o 36 mln zł koszty prowizji, związane z jednorazową realizacją w 2025 r. kosztu warunkowej transakcji zabezpieczającej Deal Contingent Hedge, której celem było ograniczenie ryzyka zmienności stóp procentowych dla projektów Bałtyk II i Bałtyk III. Dodatkowo, na zmianę wyniku na działalności finansowej w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku istotny wpływ miały również wynik z tytułu różnic kursowych w związku z osłabieniem złotego (wzrost o 17,2 mln zł w okresie styczeń-wrzesień) oraz efekt wyceny kontraktów vPPA (wzrost o 11,3 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego). Na wynik trzeciego kwartału wpływ miały wyższy wynik z tytułu różnic kursowych (wzrost o 4,8 mln zł), efekt wyceny kontraktów vPPA (wzrost o 11,3 mln zł), niższe koszty z tytułu odsetek od kredytów, obligacji i KPO (spadek o 2,1 mln zł) oraz wynik na transakcjach gwarancji i poręczeń (wzrost o 4,3 mln zł).

Dodatkowo, wyższy wynik w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego rozpoznano na aktywach wycenianych metodą praw własności – w okresie od stycznia do września 2026 roku wzrost o 34,4 mln zł, natomiast w samym trzecim kwartale 2026 roku wzrost o 14,2 mln zł. Pozytywne odchylenie na wyniku jest spowodowane wyższym rezultatem osiągniętym przez projekty Bałtyk II oraz Bałtyk III, w związku z naliczonymi i otrzymanymi karami umownymi wynikającymi z opóźnień w realizacji dostaw komponentów wykorzystywanych do budowy projektów, niemającymi jednak wpływu na przesunięcie finalnych terminów ich realizacji.

Dodatnia zmiana względem analogicznego okresu roku ubiegłego została rozpoznana również na pozycji zysku z tytułu utraty kontroli nad jednostkami zależnymi. W dniu 30 stycznia 2026 r. Polenergia S.A. sfinalizowała transakcję sprzedaży 100% udziałów w spółce Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. na rzecz Axpo Polska sp. z o.o. za łączną ostateczną cenę wynoszącą około 139,7 mln zł. Następnie, zaś w dniu 11 maja 2026 r., Polenergia S.A. sfinalizowała sprzedaż 100% akcji spółki Polenergia Fotowoltaika S.A.

W okresie styczeń - wrzesień 2026 roku podatek dochodowy wyniósł 57,4 mln zł i był niższy o 1,2 mln zł niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. W samym trzecim kwartale 2026 roku podatek dochodowy wzrósł do 19,6 mln zł wobec 9,3 mln zł rok wcześniej, jednak przy znacząco wyższym zysku brutto efektywna stopa podatkowa obniżyła się. Wyższa efektywna stopa podatkowa w 2025 roku w porównaniu wynikała z wyższych niepodatkowych kosztów finansowych w Grupie oraz braku tworzenia aktywa na stratę podatkową w niektórych spółkach.

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

W związku z trwającym konfliktem zbrojnym w Ukrainie oraz na Bliskim Wschodzie 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 września 2026 roku nie przyniosła rozstrzygnięć na polu walki. Wpływ konfliktu na notowania surowców energetycznych w Europie nie ma jednak już tak istotnego znaczenia jak w pierwszych jego miesiącach, ze względu na zrealizowaną dywersyfikację dostaw gazu ziemnego w postaci dostaw LNG oraz innych czynników geopolitycznych, jak konflikt w zatoce perskiej. Aktualnie największy wpływ na ceny gazu ziemnego ma konflikt na Bliskim Wschodzie. Wojna, która wybuchła 28 lutego 2026 roku, doprowadziła do zablokowania Cieśniny Ormuz, przez którą przepływa znacząca część światowej produkcji ropy oraz gazu ziemnego. Konflikt doprowadził do skokowych wzrostów cen ropy i gazu ziemnego, a także ma bezpośredni wpływ na podaż surowców energetycznych w Europie. Póki co Emitent nie widzi znaczącego wpływu sytuacji na Bliskim Wschodzie na ceny energii w długim terminie, które mocniej korelują ze zmianami cen uprawnień do emisji CO2. W ostatnim czasie zaobserwowano natomiast handel po wyższych cenach kontraktami na okres zimy 2026/2027 z uwagi na obawy o dostępność gazu ziemnego w tym okresie. Pod koniec października ceny kontraktów na pierwszy kwartał 2027 r. oscylowały w granicach 700 zł/MWh, zaś kwotowania dla listopada i grudnia 2026 oraz stycznia 2027 r. przekraczały poziom 800 zł/MWh. Na wysokie ceny gazu ziemnego na rynkach hurtowych, jakie obserwowaliśmy od lipca 2026 roku, wpłynęła nie tylko sytuacja w cieśninie Ormuz, ale również niskie temperatury zimą i ekstremalnie wysokie temperatury latem, które przyczyniły się do większego niż zwykle poziomu opróżnienia europejskich zapasów surowców, a w szczególności gazu. Warunki atmosferyczne w analizowanym okresie dodatkowo wspierały wzrost cen energii elektrycznej na rynku SPOT, co szczególnie było widoczne w momencie wystąpienia suszy w krajach ościennych, jak również w Polsce. Ceny uprawnień do emisji CO2, po serii spekulacji o rozluźnieniu systemu EU ETS, spadały w kierunku 60 EUR/t, po czym szybko odbiły się po serii komunikatów, że europejscy decydenci nie zamierzają rezygnować z tego narzędzia w finansowaniu transformacji energetycznej, nawet kosztem wysokich cen energii w Europie. Po przedstawieniu przez Komisję Europejską propozycji rewizji systemu EU ETS rynek EUA pozostaje w trendzie wzrostowym, a ceny uprawnień do emisji CO2 wróciły do poziomów oscylujących w okolicy 85 EUR/t. Ceny energii elektrycznej w Polsce pozostają silnie skorelowane z cenami uprawnień do emisji CO2, które w dużej mierze wyznaczają kierunek zmian cen energii na rynku hurtowym. Dodatkowymi czynnikami wspierającymi notowania energii w Polsce, choć nie bezpośrednimi, są obecne warunki meteorologiczne w Europie, w szczególności susza ograniczająca dostępność czynnika chłodzącego dla sektora energetycznego, a także pozostające na wysokich poziomach ceny gazu ziemnego.

Rynki energii elektrycznej i gazu ziemnego nie są przygotowane na zagrożenia 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 związane z cyberbezpieczeństwem tych obiektów. Ogłoszone całkowite uniezależnienie się Europy od rosyjskiego gazu do końca 2027 roku to dodatkowy czynnik presji na ceny energii w Europie.

Od 11 lipca 2025 r. po dołączeniu Polski do platformy wymiany mocy bilansujących PICASSO nastąpił silny wzrost zmienności cen na rynku bilansującym, w tym do ekstremalnych poziomów w obserwowanym zakresie od minus 45 tysięcy do plus 48 tysięcy zł za MWh. Znacząco zwiększyło to koszty bilansowania źródeł OZE w pod koniec 2025 roku, co negatywnie wpływało na uzyskiwane przez Grupę wyniki związane z eksploatacją źródeł OZE. W 2026 roku PSE wprowadziło mechanizm tzw. „elastyczności popytu" na rynku bilansującym, który ma zapobiec wyznaczaniu cen w oparciu o najwyższe oferty z platformy PICASSO. W pierwszym półroczu widzimy, że poskutkowało to redukcją ekstremów cenowych na rynku bilansującym. Niemniej jednak wzrost zmienności cen energii na rynku spowodował, że w III kwartale 2026 roku obserwowaliśmy podwyższone koszty bilansowania w stosunku do I połowy roku. W IV kwartale bieżącego roku Polska ma dołączyć do kolejnej platformy wymiany mocy bilansujących MARRI. PSE przygotowuje rynek do bardziej płynnego uczestnictwa podmiotów z platformy MARRI w bilansowaniu polskiego obszaru cenowego. Dodatkowo przedstawiciele PSE ze względu na jak twierdzą "niewystarczającą jakość bilansowania się podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie" przygotowują się do wprowadzenia w 2027 roku dodatkowego współczynnika tzw. "Alpha", powiększającego ceny na rynku bilansującym w okresach większego rozbilansowania KSE. Może to spowodować dalszy wzrost kosztów bilansowania źródeł OZE. W średnim okresie spodziewamy się utrzymania wysokich kosztów profilu wraz z rosnącym nasyceniem OZE w KSE i spadającą podażą energii ze źródeł konwencjonalnych. W kolejnych latach rozwój magazynów energii powinien stopniowo ograniczać koszty profilu zarówno dla źródeł PV, jak i wiatrowych, przy czym efekt ten powinien być wyraźniejszy w przypadku PV. W rezultacie koszty profilu dla wiatru mogą początkowo pozostawać na podwyższonym poziomie, a następnie stopniowo się obniżać, podczas gdy w przypadku PV efekt powinien być bardziej wyraźny.

W segmencie lądowych farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych wysoka zmienność cen energii elektrycznej skorelowana ze zmiennością generacji energii z wiatru i słońca skutkowała znaczącym wzrostem kosztu profilu dla źródeł PV, co obserwowaliśmy wiosną i latem 2026. Efekt ten obniża uzyskiwaną efektywną cenę sprzedanej energii elektrycznej.

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. Podobnie występowanie ujemnych cen na rynku powoduje, że farmy zostają wyłączane przez służby handlowe Polenergia. Wyłączenia generacji na polecenie operatora (tzw. redysponowanie nierynkowe lub curtailment techniczny) w III kwartale 2026 roku były istotnym czynnikiem ograniczającym produkcję źródeł fotowoltaicznych, w mniejszej mierze wiatrowych, choć to też miało miejsce, szczególnie w okresach, gdy źródła te pracowały jednocześnie, dostarczając takie ilości energii, których odbiorcy nie byli w stanie skonsumować, a operator nadal musiał utrzymywać w gotowości jednostki konwencjonalne. Ujemne ceny na rynku wpływają też na 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.

Nierynkowe redysponowanie źródeł OZE może podlegać rekompensacie finansowej ze strony PSE, jednak okres 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.

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 pozostaje zakończona, a proces likwidacji spółki został formalnie sfinalizowany zgodnie ze wpisem do ukraińskiego rejestru państwowego z dnia 11 września 2026 r.

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, ryzyko 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. 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 eksponowany 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.

W Wykazie Prac Legislacyjnych Rady Ministrów opublikowano projekt UD457, przewidujący m.in. 10-krotne podniesienie współczynników służących do obliczenia opłaty koncesyjnej począwszy od 2026 roku oraz zniesienie górnego limitu tych opłat w wysokości 2,5 mln PLN. Zmianie mają ulec także zasady zwolnienia instalacji OZE o mocy poniżej 5 MW, co może ograniczyć dostępność zwolnienia dla grup kapitałowych realizujących projekty o mocy do 1MW. Podmioty z branży energetycznej zgłosiły krytyczne uwagi względem projektu wskazując na wygórowany, nieproporcjonalny wzrost obciążeń regulacyjnych, negatywny wpływ na ekonomikę inwestycji oraz wzrost ryzyka regulacyjnego i kosztu kapitału. Ryzyko dla Grupy dotyczy w szczególności wzrostu kosztów operacyjnych w segmentach objętych opłatami koncesyjnymi, pogorszenia rentowności projektów opartych o CfD, zwłaszcza offshore i długoterminowe kontrakty PPA oraz potencjalnego wpływu na modele finansowe, kowenanty bankowe i przyszłe decyzje inwestycyjne. Na obecnym etapie projekt znajduje się na etapie konsultacji publicznych i opiniowania.

Segment dystrybucji jest zabezpieczony długoterminowo przed skutkami wzrostu kosztów inwestycji oraz rosnących stóp procentowych poprzez mechanizm taryfowy uwzględniania poniesionych nakładów

inwestycyjnych w taryfie na dystrybucję energii elektrycznej. Mechanizmy te są stosowane również przy zatwierdzonej 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.

Innym czynnikiem, który może mieć istotny wpływ na działalność Grupy, są koszty finansowania wynikające ze względnie wysokich stóp procentowych. Na koniec trzeciego kwartału 2026 roku zadłużenie Emitenta wynosiło 2 940 mln zł (bez projektów Bałtyk II i Bałtyk III). 82% zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, obligacji oraz KPO stanowiło zadłużenie zabezpieczone przed wzrostem stóp procentowych. Poziom kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego ze względu na napięcia geopolityczne podlegał dużym wahaniom, a ryzyko wzrostu kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych pozostaje podwyższone. W tej kwestii nie pomaga też brak przewidywalności polityki zagranicznej prowadzonej przez administrację USA, w tym w szczególności wprowadzanych i odwoływanych ceł.

Aktualnie toczą sią prace legislacyjne dotyczące następujących projektów ustaw podwyższających stawki CIT od 1 stycznia 2027 r.:

- rządowy projekt ustawy (UD459) o wsparciu przedsiębiorców sektorów energochłonnych z tytułu ponoszenia kosztów energii elektrycznej – przewidujący czasowe podwyższenie stawek CIT dla wybranych podmiotów, w tym m.in. prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym wysokometanowym, do 30% w 2027 r., 26% w 2028 r. oraz 23% w 2029 r.; przepisy w tym zakresie nie uległy zmianie merytorycznej, natomiast ustawa została uchwalona przez Sejm, po poprawkach Senatu ponownie przyjęta przez Sejm 5 listopada 2026 r. i przekazana Prezydentowi do podpisu 6 listopada 2026 r.; podwyższone stawki mają znaleźć zastosowanie do dochodów osiąganych od roku podatkowego rozpoczynającego się po 31 grudnia 2026 r., o ile ustawa zostanie podpisana i ogłoszona; podwyższoną stawką CIT może potencjalnie zostać objęta w Grupie Polenergia Polenergia Obrót S.A., jeśli w roku podatkowym 2026 spełni ustawowe kryteria, w tym próg udziału przychodów z obrotu gazem w przychodach ogółem.

- rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych oraz ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne (UD458) - zawierający regulacje przewidujące podwyższenie stawki CIT do 22% m.in. dla podatników, którzy w poprzednim roku podatkowym byli jednostkami składowymi grupy w rozumieniu ustawy o opodatkowaniu wyrównawczym jednostek składowych grup międzynarodowych i krajowych (ustawa o globalnym podatku wyrównawczym); ponieważ Grupa Polenergia jest objęta przepisami ustawy o globalnym podatku wyrównawczym, co do zasady wszystkie podmioty wchodzące w skład Grupy Polenergia będące jednostkami składowymi grupy międzynarodowej w rozumieniu tej ustawy mogą zostać objęte podwyższoną stawką CIT w wysokości 22% od 1 stycznia 2027 r.

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. 3000 MW, projekty rozwijane we współpracy z Equinor), co pozwoli wygenerować stabilny i wysoki zysk EBITDA.

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.

Jednocześnie zgodnie ze strategią Grupa będzie stopniowo wycofywała się z działalności w obszarze elektromobilności i wodoru. W pozostałych obszarach Grupa będzie kontynuowała przegląd opcji strategicznych, który ma na celu wybór najkorzystniejszego sposobu realizacji długoterminowego celu, czyli maksymalizacji wartości dla obecnych i przyszłych akcjonariuszy Emitenta. W efekcie realizacji działań w/w kierunków Strategia zakłada:

- wzrost mocy wytwórczych dla Grupy Polenergia do 1,5 GW[1] w 2030 roku z 0,6 GW obecnie;
- wzrost EBITDA do poziomu ok. 1,6 mld zł[1] 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 dezinwestycji, a także finansowania zewnętrznego, które w zależności od wymaganej kwoty, sytuacji rynkowej i innych czynników, będzie pozyskiwane w formie 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 Emitenta nie planuje rekomendowania wypłaty dywidendy w horyzoncie trwania Strategii.

Jednocześnie Zarząd Emitenta informuje, że dokonano 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

[1] 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%

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.

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 dla projektu, co oznaczało 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 grudniu 2025 roku podpisana została umowa kredytowa. W pierwszym kwartale 2026 r. zakończono dostawy wszystkich kluczowych komponentów, m.in. konstrukcji wsporczych, modułów PV, inwerterów i kabli elektroenergetycznych oraz kontynuowana była ich instalacja. W drugim kwartale 2026 r. zakończono główne prace wykonawcze, m.in. wbijanie i skręcanie konstrukcji stalowych, montaż inwerterów i montaż modułów fotowoltaicznych. W trzecim kwartale 2026 uzyskano pozwolenie na podanie napięcia, tymczasowe pozwolenie na użytkowanie instalacji w zakresie elektroenergetycznym, budowlane Pozwolenie na Użytkowanie, a także złożono wniosek o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Wszystkie prace postępowały zgodnie z zaplanowanym harmonogramem i budżetem. Budowa projektu powinna zakończyć się w czwartym kwartale 2026 r.

W grudniu 2024 roku aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii wygrała przygotowywana do realizacji instalacja rozwijana w ramach spółki zależnej Polenergia Farma Wiatrowa Bądecz (48,3 MW). Spółka jest na etapie pozyskiwania ostatnich niezbędnych dokumentów wymaganych do podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

Poza projektami w eksploatacji, Grupa posiada portfel projektów w fazie średniozaawansowanej i mniej zaawansowanej farm wiatrowych (ok. 1 GW) i farm fotowoltaicznych (ok. 0,9 GW). Dla poszczególnych projektów będą rozważane różne formy komercjalizacji produkcji, w tym ofertowanie części produkcji w kolejnych aukcjach OZE, sprzedaż energii do odbiorców końcowych w kontraktach cPPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozagiełdowym.

Grupa prowadzi 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. Na różnym etapie rozwoju Grupa posiada aktualnie portfolio projektów BESS o mocy ok. 0,9 GW. Pierwsze projekty mogą osiągnąć stan gotowości do budowy w roku 2027.

Grupa Polenergia kontynuuje aktywne działania weryfikacji rynku w obszarze potencjalnej akwizycji projektów farm wiatrowych na wczesnym etapie rozwoju.

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. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania prowadzone są dalsze prace deweloperskie w zakresie uzyskania pozwolenia na budowę infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy z projektowanych farm wiatrowych, w tym przede wszystkim zakupy gruntu pod stację transformatorową i słupy linii energetycznej, dodatkowe analizy rekomendowane przez doradcę technicznego, analizy środowiskowe i ESG wymagane przez instytucje multilateralne. Zgodnie z aktualnym harmonogramem, projekty powinny osiągnąć pełną gotowość do realizacji oraz gotowość do podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej w 2027 roku.

Jednym z kluczowych celów strategicznych spółki jest długoterminowe zabezpieczanie produkcji energii

z aktywów operacyjnych OZE Grupy. W celu minimalizacji ryzyka rynkowego oraz długoterminowej stabilizacji przychodów, Grupa koncentruje się na sprzedaży wolumenu wytworzonej energii elektrycznej głównie poprzez kontrakty różnicowe (aukcje) i umowy sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych w formułach Pay-as-Produce oraz Pay-as-Nominated (kontrakty PPA). Pozostały wolumen plasowany jest na giełdzie energii w kontraktach standardowych typu forward. Najmniejsza część wolumenu ze względu na przyjętą strategię zabezpieczania ryzyka sprzedawana jest bezpośrednio na rynku SPOT.

W dniu 27 stycznia 2026 roku Emitent poinformował o zawarciu przez spółkę zależną Farma Wiatrowa Bądecz sp. z o.o. z globalną firmą 15-letniej umowy vPPA (virtual power purchase agreement). Grupa szacuje, że umowa vPPA zapewnia zabezpieczenie łącznych przychodów projektu ze sprzedaży energii elektrycznej oraz Gwarancji Pochodzenia w całym okresie obowiązywania Umowy na przewidywanym poziomie około 600 - 800 mln zł netto. Rozpoczęcie działalności komercyjnej przez Spółkę w dniu uruchomienia komercyjnego (COD) jest uzależnione od podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej oraz zabezpieczenia wszystkich niezbędnych zezwoleń administracyjnych.

W dniu 29 stycznia 2026 roku, Emitent poinformował o zawarciu przez spółkę zależną Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o., realizującą projekt farmy fotowoltaicznej Rajkowy, z globalną firmą 15-letniej umowy vPPA (virtual power purchase agreement). Grupa szacuje, że umowa vPPA zapewnia zabezpieczenie łącznych przychodów projektu ze sprzedaży energii elektrycznej oraz Gwarancji Pochodzenia w całym okresie obowiązywania Umowy na przewidywanym poziomie około 130 - 180 mln zł netto. Umowa vPPA zawiera postanowienia zgodne z branżowymi standardami.

Na datę publikacji niniejszego raportu, Grupa na rok 2027 zabezpieczyła 86% prognozowanej produkcji energii, osiągając średnią ważoną cenę netto na poziomie 408 zł/MWh (po odliczeniu szacowanego kosztu profilu).

Poniższa tabela przedstawia poziom komercjalizacji energii elektrycznej z aktywów wiatrowych i fotowoltaicznych Grupy w latach 2027-2031:

	2027	2028	2029	2030	2031
Aukcja	21%	21%	40%	40%	39%
Pozostałe instrumenty zabezpieczające	65%	50%	23%	21%	18%
Razem	**86%**	**71%**	**63%**	**61%**	**58%**

Morskie farmy wiatrowe

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 na Bałtyku o mocy 720 MW każda. Są to projekty I fazy systemu wsparcia, realizowane wspólnie z Equinor Wind Power AS.

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. Ponadto, zgodnie z Umowami Kredytów, spółki projektowe mają 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. Utrzymywane są terminy realizacji zgodne z zatwierdzonym Biznesplanem tj. 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.

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

W ramach realizacji projektów morskich farm wiatrowych kluczowe działania w zakresie odpowiedzialności Spółki koncentrują się na zapewnieniu pełnej gotowości formalno-prawnej (permitting) do rozpoczęcia robót budowlanych dla poszczególnych komponentów projektu. Obejmują one także nadzór nad realizacją planów permittingowych oraz bieżące wypełnianie obowiązków wynikających z decyzji administracyjnych i przepisów prawa, niezbędnych do rozpoczęcia i realizacji poszczególnych prac.

W trzecim kwartale 2026 r. uzyskano gotowość permittingową dla kluczowych zakresów prac morskich tj. dla kampanii instalacji narzutów kamiennych dla obszaru kabli morskich Bałtyk II, instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych Bałtyk III, instalacji kabli wewnętrznych dla projektu Bałtyk II oraz kabli morskich dla Bałtyk II. W okresie raportowym uzyskano zamienne pozwolenie na budowę dla ONS Bałtyk II, co umożliwiło dostosowanie warunków realizacji inwestycji do aktualnego stanu projektu. Dodatkowo, procedowane są zmiany decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach obejmujących obszar morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III i infrastruktury przesyłowej oraz zmiana pozwolenia na budowę dla ONS Bałtyk III.

W okresie objętym sprawozdaniem prowadzone były intensywne prace zarówno w części lądowej, jak i morskiej. Jednym z najważniejszych osiągniętych kamieni milowych z zakresu prac morskich było zakończenie kampanii instalacyjnej fundamentów (tzw. monopali) pod morskie turbiny wiatrowe oraz fundamentów typu Jacket pod morskie stacje elektroenergetyczne.

Na obszarze Projektu Bałtyk II zakończono prace związane z układaniem morskich kabli eksportowych. Obecnie trwa układanie kabli wewnętrznych między turbinami. Rozpoczęto również produkcję komponentów turbin wiatrowych. W zakresie projektu Bałtyk III rozpoczęła się produkcja morskiego kabla eksportowego. W obszarze wybrzeża, przeprowadzono wciągnięcie dwóch kabli eksportowych do zrealizowanych wcześniej przewiertów horyzontalnych dla Bałtyku II. Zakończono budowę czterech stanowisk betonowych TJB (ang. *Transition Joint Bay* – komora mufowa w miejscu, gdzie docelowo będą łączone kable eksportowe morskie z lądowymi). Rozpoczęto układanie lądowych kabli eksportowych 220kV na odcinku pomiędzy stanowiskami TJB a komorą mufową M1 (pierwszą komorą mufową od strony morza na trasie lądowych kabli eksportowych Bałtyk II i Bałtyk III). W ramach działań na lądowej stacji elektroenergetycznej (ang. ONS) Bałtyk II, znajdującej się w Duninowie, kontynuowano prace montażowe infrastruktury elektroenergetycznej. Realizowano prace instalacyjne systemów wentylacji i chłodzenia. Prowadzono prace wykończeniowe wewnętrzne oraz kontynuowano odbiory pomieszczeń w budynkach. Prowadzono prace przygotowawcze dla prac rozruchowych. Na stacji ONS Bałtyk III dostarczono dwa transformatory oraz rozpoczęto ich montaż wraz z osprzętem ciężkim. Kontynuowano realizację prac konstrukcyjnych oraz instalacji uziemień. Rozpoczęto prace wykończeniowe w budynkach wraz z odbiorem pomieszczeń. Zarówno na ONS Bałtyk II, jak i ONS Bałtyk III, rozpoczęto testy i odbiory instalacji elektrycznych i konstrukcji stalowych. W obszarze linii kablowych 220kV i 400kV prace skupiały się na kolejnych połączeniach ułożonych wcześniej odcinków kablowych (łączenie kabli na przygotowanych stanowiskach mufowych) oraz wykonywaniu instalacji światłowodowej.

W ramach realizacji Projektów prowadzone są ciągłe, aktywne działania w obszarze zarządzania interesariuszami, 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. We wrześniu 2026 r. zakończono drugi nabór wniosków o rekompensaty za rok bieżący. Ponadto, prowadzony jest stały dialog z interesariuszami projektów, w tym lokalną społecznością zlokalizowaną w pobliżu realizacji projektów.

W okresie objętym sprawozdaniem, w toku budowy, realizowane były najważniejsze kontrakty zawarte przez spółki projektowe (umowy zostały podpisane w latach ubiegłych):

- Główne umowy projektowe z firmą Siemens Gamesa Renewable Energy na produkcję, dostawę oraz na serwis 100 turbin wiatrowych (luty 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.)

Ponadto, w analizowanym okresie, do chwili publikacji niniejszego Sprawozdania, Spółka zawarła kilka istotnych aneksów do niektórych z ww. umów:

- zmiana z dnia 7.07.2026 r. do umów na dostawę i instalację morskich kabli eksportowych zawartej ze spółką Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk III spółka jawna oraz Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Baltyk III spółka jawna w związku ze zmianą koncepcji technicznej wyjścia na ląd (landfallu). Łączna szacunkowa wartość wprowadzonej zmiany to około 43,5 mln EUR.
- zmiana z dnia 06.08.2026 r. do umowy na wykonanie narzutów kamiennych ze spółką Van Oord Offshore Wind B.V. dla MFW Bałtyk II w zakresie narzutów dla kabli eksportowych. Szacunkowa wartość wprowadzonej zmiany to około 12,6 mln EUR.
- zmiana z dnia 20.08.2026 r. do umowy na wykonanie narzutów kamiennych ze spółką Van Oord Offshore Wind B.V. dla MFW Bałtyk II w zakresie narzutów dla kabli wewnętrznych. Szacunkowa wartość wprowadzonej zmiany to około 8,7 mln EUR.

Ostateczne wynagrodzenie wykonawców uzależnione będzie m.in. od czasu pracy statków oraz aktualnych cen paliw. Rezerwy na ryzyko wzrostu wartości umów wskutek zawartych aneksów były 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.

Dodatkowo, w dniu 17.09.2026 r. Spółki zawarły umowy ze spółką SeaRenegy Sp. z o.o. na usługi konserwacji, podłączenia i uruchomienia odpowiednio dla MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Umowa rozliczana będzie na bazie zdefiniowanych stawek jednostkowych oraz kosztów poniesionych, a końcowa szacowana wartość była uwzględniona 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, objęty 25-letnim kontraktem różnicowym (CfD) w ramach aukcji morskiej energetyki wiatrowej w grudniu 2025. Projekt Bałtyk I zabezpieczył najwyższą cenę (492,32 PLN/MWh) spośród wszystkich zwycięskich ofert.

W trzecim kwartale 2026 roku projekt Bałtyk I kontynuował fazę rozwoju skupioną przede wszystkim na analizie wariantów koncepcji technicznych, aktualizacji modelu inwestycji, kontynuacji prowadzenia procedur administracyjnych prowadzących do pozyskania pozwoleń na budowę oraz identyfikacji dostawców w celu zwiększenia udziału krajowych firm (ang. *local content*). W trzecim kwartale 2026 roku kontynuowane były badania 3D dna morskiego obszaru farmy wiatrowej, pod kątem układu farmy, w tym liczby turbin, ich mocy oraz koncepcji technicznych. Proces analizy danych z przeprowadzonych badań 3D będzie trwał do początku 2027 roku.

Aktualnie trwa proces pozyskiwania niezbędnych pozwoleń i decyzji. W trzecim kwartale 2026 roku złożono wniosek o zmianę decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU) dla obszaru farmy MFW Bałtyk I, uwzględniającą zmienione uwarunkowania przestrzenne zatwierdzone wcześniej zmianą pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp konstrukcji i urządzeń.

W trzecim kwartale 2026 roku wydane zostały decyzje lokalizacyjne (DL) dla kabla eksportowego w części lądowej w zakresie obszaru działobitni oraz terenów wojskowych oraz uzyskano decyzję zatwierdzającą dodatek do projektu robót geologicznych etap 2.

W trzecim kwartale 2026 przeprowadzono ostatnią rewizję Dokumentacji badań podłoża gruntowego oraz Opinii geotechnicznych dla kabla lądowego i stacji ONS. Dla nieruchomości prywatnych zlokalizowanych wzdłuż trasy kabla eksportowego MFW Bałtyk I prawa do gruntu zabezpieczane są głównie poprzez ustanawianie służebności przesyłu na podstawie umów cywilnoprawnych. W przypadku nieruchomości instytucjonalnych oraz działek, dla których nie było możliwe pozyskanie służebności przesyłu, prawa do nieruchomości zostały zabezpieczone w decyzji lokalizacyjnej wydanej na podstawie Ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. *o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych*. Prowadzone są uzgodnienia ze spółką Avena Sycewice dotyczące nieruchomości pod ONS i drogę dojazdową, w zakresie warunków porozumienia odszkodowawczego oraz alternatywnego wariantu drogi dojazdowej. Budżet projektu przewiduje dalsze wydatki związane z pozyskiwaniem praw do nieruchomości, wypłatą odszkodowań oraz realizacją zobowiązań wynikających z decyzji administracyjnych.

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 podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu się z dalszego rozwoju tego segmentu działalności Grupy.

W dniu 30 stycznia 2026 r., po uzyskaniu zgody organu antymonopolowego, Polenergia S.A. zawarła z Axpo Polska sp. z o.o. umowę przyrzeczoną sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., finalizując tym samym transakcję zapoczątkowaną przedwstępną, warunkową umową z 17 grudnia 2025 r. Łączna ostateczna cena sprzedaży udziałów wyniosła ok. 139,7 mln zł. Z uwagi na finalizację transakcji w styczniu 2026 r., wyniki tej spółki zostały ujęte w wynikach Grupy za 2026 rok jedynie za styczeń.

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. W związku z zaniechaniem projektu w 2025 roku dokonano odpisu aktualizacyjnego wartości aktywów, spisując ich wartość do zera.

W dniu 24 sierpnia 2026 r. dokonano rozwiązania, na mocy porozumienia stron i bez wzajemnych

roszczeń, umowy pomiędzy spółką zależną Polenergia H2HuB Nowa Sarzyna sp. z o.o. a Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej dotyczącej dofinansowania projektu budowy ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz Nowej Sarzynie, w ramach której planowana dotacja miała wynieść 20 mln zł, przy czym żadne środki w ramach tej umowy nie zostały wypłacone. W ramach dokonanego przeglądu opcji strategicznych w odniesieniu do dalszego kierunku rozwoju projektu H2HUB Nowa Sarzyna dokonano w 2025 roku odpisu aktualizującego wartość niefinansowych aktywów trwałych.

W Grupie realizowany był również projekt eFuels, którego celem było wykorzystanie odnawialnego wodoru do produkcji metanolu oraz odnawialnego paliwa lotniczego. Projekt otrzymał dofinansowanie w ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju „Nowe technologie w zakresie energii I". W dniu 7 kwietnia 2025 r. Polenergia S.A. jako lider konsorcjum, złożyła wniosek o zaprzestanie realizacji projektu, z uwagi na brak perspektyw zakończenia zadań przewidzianych dla drugiej fazy w terminie określonym w umowie o dofinansowanie. W dniu 17 kwietnia 2026 r. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju przyjęło wyniki projektu przedstawione w raporcie końcowym.

Obrót i sprzedaż

Grupa konsekwentnie realizuje założenia strategii biznesowej, koncentrując się na stabilizacji wyników i długoterminowym kreowaniu wartości. Realizując założenia strategii sprzedaży, zabezpieczenie dominującej części planowanej generacji realizowane jest poprzez kontrakty CfD i długoterminowe kontrakty PPA, preferowane Pay as produced.

Ofertowanie energii do odbiorców końcowych realizowane jest ze szczególnym uwzględnieniem ryzyk i potencjalnych kosztów, które mogą wpłynąć na przyszły poziom marży. Grupa prowadzi bieżącą analizę ryzyk i kosztów finansowych związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców i wytwórców na rynku terminowym. 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. Prowadzone są również prace mające na celu przygotowanie operacyjnie Grupy do wdrożenia rozliczeń 15-minutowych w ramach Rynku Dnia Następnego TGE.

Po zakończeniu w 2025 roku sprzedaży w segmencie B2C oraz finalnym połączeniu spółek Polenergia Obrót i Polenergia Sprzedaż, spółka analizuje dalsze możliwe kierunki rozwoju. Prowadzone prace obejmują ocenę możliwości wynikających ze zmian w strukturze rynku wytwarzania oraz potencjału rozwoju w obszarach tradingu, origination, a także nowych produktów dedykowanych klientom końcowym.

W związku ze sprzedażą w kwietniu spółki Polenergia Fotowoltaika, Grupa zaprzestała działalności w obszarze energetyki rozproszonej w ramach segmentu Obrotu i Sprzedaży.

Dystrybucja i eMobility

W segmencie dystrybucji spółka Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. uzyskała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającą nową Taryfę na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej, która weszła w życie w dniu 1 marca 2026 r.

Polenergia Dystrybucja realizuje zakres inwestycyjny ujęty w III i IV planie inwestycyjnym. Równocześnie Spółka rozpoczęła pracę nad pozyskaniem nowych projektów przyłączeniowych i sukcesywnie pozyskuje dodatkowe umowy przyłączeniowe na łączną kwotę ok. 40 mln zł. W konsekwencji łączna skala planowanych inwestycji w horyzoncie 2025-2030 wynosi 184 mln zł.

W związku z planowanymi nakładami inwestycyjnymi Zarząd podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu

się z dalszego rozwoju działalności Grupy w obszarze elektromobilności. Działalność Spółki Polenergia eMobility koncentruje się obecnie na utrzymaniu i eksploatacji wybudowanej infrastruktury technicznej (stacji ładowania, stacji transformatorowych oraz infrastruktury towarzyszącej) celem świadczenia usługi ładowania samochodów elektrycznych i hybrydowych PHEV.

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W dniu 16 czerwca 2026 r. Zarząd Emitenta powziął informację o zawarciu przez większościowych akcjonariuszy Spółki: Mansa Investments Sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited („Strony"), Aneksu nr 4 do umowy inwestycyjnej z dnia 3 listopada 2020 r. Na mocy powyższego Aneksu Strony uzgodniły zamiar ogłoszenia dobrowolnego wezwania do zapisywania się na sprzedaż wszystkich pozostałych akcji Spółki, tj. 17 077 229 akcji stanowiących około 22,12% kapitału zakładowego oraz ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu. Cenę w wezwaniu ustalono na 59,10 zł za jedną akcję. Strony uzależniły zawarcie umowy przystąpienia do umowy od tego, czy łączna liczba akcji Spółki objętych zapisami w Wezwaniu, łącznie z akcjami posiadanymi przez Strony, osiągnie liczbę reprezentującą co najmniej 95% ogólnej liczby głosów w Spółce. Jeżeli ten próg nie zostałby osiągnięty, Strony mogą wspólnie zrzec się spełnienia tego warunku na zasadach określonych w Aneksie i dokumencie Wezwania.

W odpowiedzi na formalne ogłoszenie Wezwania w dniu 10 lipca 2026 r. (działając na podstawie art. 80 ustawy o ofercie publicznej), Zarząd Spółki w dniu 23 lipca 2026 r. przyjął i opublikował oficjalne stanowisko dotyczące Wezwania. Zarząd ocenił wziąwszy pod uwagę interes Spółki, jej pracowników oraz akcjonariuszy, że proponowana cena 59,10 zł za akcję jest zgodna z wymogami ustawowymi dotyczącymi ceny minimalnej. Przed wydaniem stanowiska Zarząd zlecił przygotowanie dwóch niezależnych ekspertyz (Fairness Opinion) podmiotom KPMG Advisory sp. z o.o. sp.k. oraz Deloitte Advisory sp. z o.o. sp.k. Obaj niezależni doradcy finansowi potwierdzili w swoich opiniach, że oferowana przez Wzywających cena mieści się w przedziale wartości godziwej Spółki.

W dniu 3 sierpnia 2026 r. do Emitenta wpłynęło do wiadomości wspólne oświadczenie kluczowych akcjonariuszy instytucjonalnych: Allianz Polska Otwartego Funduszu Emerytalnego oraz Nationale-Nederlanden Otwartego Funduszu Emerytalnego. Wymienione fundusze poinformowały, iż w ich ocenie (na dzień 31 lipca 2026 r.) cena 59,10 zł za akcję zaproponowana w Wezwaniu nie odzwierciedla wartości godziwej Polenergia S.A., w związku z czym zadeklarowały brak intencji odpowiedzi na Wezwanie i sprzedaży posiadanych pakietów akcji na zaoferowanych warunkach cenowych.

W dniu 13 sierpnia 2026 r. Zarząd Emitenta poinformował o otrzymaniu informacji, iż łączna liczba akcji objętych zapisami w Wezwaniu (uwzględniająca akcje będące już w posiadaniu Mansa Investments Sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited) nie osiągnęła zastrzeżonego progu co najmniej 95% ogólnej liczby głosów w Spółce.

W konsekwencji niespełnienia tego warunku nie doszło również do skutku planowane przystąpienie Spółki do umowy akcjonariuszy z dnia 3 listopada 2020 r. (ze zm.), co oznacza niepowodzenie procesu Wezwania w kształcie zakreślonym w ogłoszeniu z 10 lipca 2026 r.

W dniu 15 stycznia 2026 roku, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Polenergia S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Polityki Wynagrodzeń Członków Zarządu oraz Rady Nadzorczej w Spółce. Treść podjętych uchwał została opublikowana raportem bieżącym nr 2/2026.

W dniu 8 kwietnia 2026 roku odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Polenergia S.A. Treść podjętych uchwał zaprezentowana została w komunikacie nr 15/2026 z dnia 08 kwietnia 2026 roku.

Podczas wyżej opisanego Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki powołano w skład Rady Nadzorczej dwóch niezależnych jej członków: Pana Michała Wosika oraz Pana Marcina Murawskiego – na indywidualne, trzyletnie kadencje.

W dniu 8 kwietnia 2026 roku upłynęła kadencja dotychczasowych niezależnych członków Rady

Nadzorczej – Pana Szymona Adamczyka oraz Pana Oresta Nazaruka.

W dniu 14 sierpnia 2026 r. Spółka otrzymała oświadczenie o rezygnacji dr. hab. prof. SGH Piotra Bartosza Ciżkowicza z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Polenergia S.A., ze skutkiem na koniec dnia 14 sierpnia 2026 r. Rezygnacja została złożona bez podania przyczyn.

W dniu 26 sierpnia 2026 roku Spółka otrzymała oświadczenie akcjonariusza Mansa Investments sp. z o.o. o wykonaniu uprawnienia osobistego wynikającego ze Statutu Spółki i powołaniu z tym samym dniem Pana Rafała Pluteckiego w skład Rady Nadzorczej Polenergia S.A.

W dniu 28 października 2026 roku Pan Rafał Plutecki złożył rezygnację z członkostwa w Radzie Nadzorczej Polenergia S.A., ze skutkiem na koniec na 28 października 2026 r. Rezygnacja została złożona bez podania przyczyn.

W dniu 30 października 2026 roku pięć spółek zależnych Polenergia S.A. – Polenergia Farma Wiatrowa 3, Grabowo, Dębice/Kostomłoty, Mycielin i Szymankowo, będące właścicielami operacyjnych farm wiatrowych o łącznej mocy 276 MW – zawarło warunkową umowę kredytów z konsorcjum banków w składzie: mBank, Bank Millennium, Erste Bank Polska, Bank of China (Europe) oraz China Construction Bank (Europe). Umowa przewiduje udzielenie kredytów terminowych do łącznej kwoty 1,252 mld PLN, z czego ok. 740 mln PLN zostanie przeznaczone na refinansowanie istniejącego zadłużenia oraz kredytów odnawialnych do 99 mln PLN na rezerwę na obsługę zadłużenia (DSRF). Spłata kredytów nastąpi w terminach określonych indywidualnie dla poszczególnych kredytów terminowych, nie później niż do 31 marca 2041 roku, a oprocentowanie oparto na stawce WIBOR powiększonej o marżę kredytodawców. Zabezpieczenia mają charakter standardowy dla transakcji typu project finance (m.in. oświadczenia o poddaniu się egzekucji, zastawy rejestrowe i finansowe oraz hipoteki). Refinansowanie obejmuje pięć dotychczasowych umów kredytowych z lat 2015–2021, których zakończenie i zwolnienie zabezpieczeń przewidziano w związku z uruchomieniem nowego finansowania.

W dniu 4 listopada 2026 roku Spółka otrzymała oświadczenie akcjonariusza Mansa Investments sp. z o.o. o wykonaniu uprawnienia osobistego wynikającego ze Statutu Spółki i powołaniu z tym samym dniem Pana Wojciecha Orzecha w skład Rady Nadzorczej Polenergia S.A.

Wyniki finansowe za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 w podziale na segmenty operacyjne

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w trzech kwartałach 2026 roku w podziale na segmenty działalności.

9M 2026 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**393,5**	**35,7**	-	**36,5**	**1 962,9**	**159,6**	**26,6**	-	**2 614,8**
Koszty operacyjne, w tym	**(178,4)**	**(19,5)**	-	**(32,3)**	**(1 865,5)**	**(131,3)**	**(21,7)**	**(1,0)**	**(2 249,6)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(79,2)		-						(79,2)
amortyzacja	(97,2)	(10,0)	-	(0,9)	(3,3)	(10,7)	(8,2)	(1,0)	(131,3)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(2,0)	-	-	-	-	-	-	-	(2,0)
Zysk brutto ze sprzedaży	**215,1**	**16,2**	-	**4,2**	**97,5**	**28,3**	**4,8**	**(1,0)**	**365,1**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*54,7%*	*45,4%*	*"n/a"*	*11,4%*	*5,0%*	*17,8%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*14,0%*
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(9,8)	-	-	-	(9,8)
Koszty ogólnego zarządu	(9,9)	(2,7)	-	(0,8)	(48,3)	(10,9)	(88,2)	-	(160,8)
Pozostała działalność operacyjna	7,8	(0,0)	-	1,9	1,7	(2,3)	(2,3)	-	6,8
Zysk z działalności operacyjnej	**213,0**	**13,4**	-	**5,3**	**41,1**	**15,1**	**(85,6)**	**(1,0)**	**201,3**
EBITDA	**310,2**	**23,5**	-	**6,2**	**44,3**	**25,9**	**(77,5)**	-	**332,5**
Marża EBITDA	*78,8%*	*65,7%*	*"n/a"*	*16,9%*	*2,3%*	*16,2%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*12,7%*
Wynik na działalności finansowej	(46,5)	(10,2)	-	0,0	(2,9)	(6,0)	(34,6)	-	(100,2)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności			29,0						29,0
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi							29,4		29,4
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem motywacyjnym							(20,1)		(20,1)
Zysk (Strata) brutto	**166,5**	**3,2**	**29,0**	**5,3**	**38,2**	**9,1**	**(111,0)**	**(1,0)**	**139,5**
Podatek dochodowy									(57,4)
Zysk (strata) netto za okres									**82,1**
Korekty normalizujące:									
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)									0,8
Różnice kursowe									(14,6)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu									1,8
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi									(23,8)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności									(29,0)
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem motywacyjnym									16,3
Skorygowany Zysk Netto									**33,5**

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

9M 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**415,7**	**38,6**	-	**64,9**	**2 527,4**	**163,7**	**21,8**	-	**3 232,0**
Koszty operacyjne, w tym	**(179,4)**	**(17,1)**	-	**(62,6)**	**(2 387,5)**	**(127,1)**	**(18,9)**	**(0,2)**	**(2 792,9)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(79,8)	-	-	-	-	-	-	-	(79,8)
amortyzacja	(96,9)	(8,8)	-	(7,8)	(8,0)	(8,6)	(6,0)	(0,2)	(136,3)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(2,8)	-	-	-	-	-	-	-	(2,8)
Zysk brutto ze sprzedaży	**236,2**	**21,5**	-	**2,3**	**139,9**	**36,6**	**2,9**	**(0,2)**	**439,1**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*56,8%*	*55,8%*	*"n/a"*	*3,5%*	*5,5%*	*22,4%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*13,6%*
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(43,8)	-	-	-	(43,8)
Koszty ogólnego zarządu	(8,1)	(1,3)	-	(4,1)	(62,9)	(9,2)	(74,6)	-	(160,2)
Pozostała działalność operacyjna	29,1	0,4	-	(28,1)	3,6	(0,3)	(0,7)	(71,0)	(67,1)
Zysk z działalności operacyjnej	**257,2**	**20,7**	-	**(30,0)**	**36,8**	**27,1**	**(72,4)**	**(71,2)**	**168,1**
EBITDA	**354,0**	**29,5**	-	**4,5**	**44,8**	**35,6**	**(66,4)**	-	**402,1**
Marża EBITDA	*85,2%*	*76,5%*	*"n/a"*	*6,9%*	*1,8%*	*21,8%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*12,4%*
Wynik na działalności finansowej	(46,3)	(10,6)	-	0,7	(5,4)	(5,8)	(88,0)	-	(155,3)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności			(5,4)						(5,4)
Zysk (Strata) brutto	**210,9**	**10,1**	**(5,4)**	**(29,2)**	**31,4**	**21,3**	**(160,5)**	**(71,2)**	**7,5**
Podatek dochodowy									(58,6)
Zysk (strata) netto za okres									**(51,1)**
Korekty normalizujące:									
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)									0,2
Różnice kursowe									0,2
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu									2,5
Odpisy aktualizujące									97,6
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności									5,4
Skorygowany Zysk Netto									**54,7**
Zmiana EBITDA rdr	**(43,8)**	**(6,0)**		**1,7**	**(0,5)**	**(9,7)**	**(11,1)**	-	**(69,6)**

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

3Q 2026 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**143,4**	**14,1**	**-**	**(0,0)**	**643,6**	**52,6**	**8,6**	**-**	**862,3**
Koszty operacyjne, w tym	**(58,6)**	**(7,4)**	**-**	**(0,3)**	**(618,0)**	**(43,5)**	**(6,7)**	**(0,1)**	**(734,5)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(26,2)	-	-	-	-	-	-	-	(26,2)
amortyzacja	(32,3)	(3,6)	-	-	(0,4)	(3,9)	(3,0)	(0,1)	(43,3)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk brutto ze sprzedaży	**84,8**	**6,6**	**-**	**(0,2)**	**25,7**	**9,1**	**1,8**	**(0,1)**	**127,8**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*59,1%*	*46,9%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*4,0%*	*17,4%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*14,8%*
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty ogólnego zarządu	(3,3)	(1,0)	-	(0,3)	(13,4)	(3,9)	(32,5)	-	(54,4)
Pozostała działalność operacyjna	2,5	(0,0)	-	2,0	(1,1)	0,2	(1,8)	-	1,8
Zysk z działalności operacyjnej	**84,0**	**5,6**	**-**	**1,6**	**11,1**	**5,4**	**(32,4)**	**(0,1)**	**75,2**
EBITDA	**116,4**	**9,3**	**-**	**1,5**	**11,7**	**9,4**	**(29,7)**	**-**	**118,5**
Marża EBITDA	*81,2%*	*65,8%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*1,8%*	*17,8%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*13,7%*
Wynik na działalności finansowej	(17,8)	(2,0)	-	0,0	(0,7)	(2,4)	(2,7)	-	(25,6)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności			12,5						12,5
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi							0,4		0,4
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem motywacyjnym							(3,1)		(3,1)
Zysk (Strata) brutto	**66,2**	**3,6**	**12,5**	**1,5**	**10,4**	**2,9**	**(38,7)**	**(0,1)**	**58,5**
Podatek dochodowy									(19,6)
Zysk (strata) netto za okres									**38,9**
Korekty normalizujące:									
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)									0,0
Różnice kursowe									(6,9)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu									0,3
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi									0,3
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności									(12,5)
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem motywacyjnym									2,5
Skorygowany Zysk Netto									**22,7**

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

3Q 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	**114,3**	**17,5**	**-**	**23,7**	**697,9**	**54,2**	**7,7**	**-**	**915,4**
Koszty operacyjne, w tym	**(59,0)**	**(7,0)**	**-**	**(23,8)**	**(657,5)**	**(43,0)**	**(6,2)**	**(0,1)**	**(796,5)**
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(25,6)	-	-	-	-	-	-	-	(25,6)
amortyzacja	(32,3)	(3,6)	-	(2,6)	(2,4)	(3,0)	(2,0)	(0,1)	(46,1)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(1,2)	-	-	-	-	-	-	-	(1,2)
Zysk brutto ze sprzedaży	**55,3**	**10,6**	**-**	**(0,1)**	**40,4**	**11,2**	**1,6**	**(0,1)**	**118,9**
Marża zysku brutto ze sprzedaży	*48,4%*	*60,1%*	*"n/a"*	*-0,2%*	*5,8%*	*20,7%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*13,0%*
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(14,6)	-	-	-	(14,6)
Koszty ogólnego zarządu	(2,6)	(0,6)	-	(1,5)	(20,7)	(3,2)	(35,4)	-	(64,1)
Pozostała działalność operacyjna	4,4	0,2	-	(6,3)	(0,1)	(0,3)	(0,5)	-	(2,6)
Zysk z działalności operacyjnej	**57,0**	**10,1**	**-**	**(7,9)**	**5,0**	**7,7**	**(34,3)**	**(0,1)**	**37,6**
EBITDA	**89,3**	**13,7**	**-**	**0,2**	**7,5**	**10,8**	**(32,3)**	**-**	**89,2**
Marża EBITDA	*78,1%*	*78,1%*	*"n/a"*	*0,7%*	*1,1%*	*19,9%*	*"n/a"*	*"n/a"*	*9,7%*
Wynik na działalności finansowej	(15,5)	(4,4)	-	0,4	(2,2)	(1,9)	(14,3)	-	(38,0)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	(1,7)	-					(1,7)
Zysk (Strata) brutto	**41,5**	**5,7**	**(1,7)**	**(7,5)**	**2,8**	**5,8**	**(48,6)**	**(0,1)**	**(2,0)**
Podatek dochodowy									(9,3)
Zysk (strata) netto za okres									**(11,3)**
Korekty normalizujące:									
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)									0,2
Różnice kursowe									(3,0)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu									0,7
Odpisy aktualizujące									5,4
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności									1,7
Skorygowany Zysk Netto									**(6,4)**
Zmiana EBITDA rdr	**27,1**	**(4,4)**	**-**	**1,3**	**4,3**	**(1,4)**	**2,5**	**-**	**29,3**

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

3. Struktura organizacyjna Grupy

Nazwa Jednostki Dominującej

Polenergia S.A.

Lp.	Nazwa Jednostki Zależnej/Stowarzyszonej	Udział jednostki dominującej	Komentarz
1	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 1 sp. z o.o.	100%	
2	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o.	100%	
3	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 3 sp. z o.o.	100%	
4	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 4 sp. z o.o.	100%	
5	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 5 sp. z o.o.	100%	
6	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 6 sp. z o.o.	100%	
7	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 7 sp. z o.o.	100%	
8	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 8 sp. z o.o.	100%	
9	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 9 sp. z o.o.	100%	
10	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 10 sp. z o.o.	100%	
11	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 11 sp. z o.o.	100%	
12	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 12 sp. z o.o.	100%	
13	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 13 sp. z o.o.	100%	
14	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 14 sp. z o.o.	100%	
15	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 15 sp. z o.o.	100%	
16	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 16 sp. z o.o.	100%	
17	Polenergia H2Silesia sp. z o.o.	100%	
18	Polenergia Farma Fotowoltaiczna 19 sp. z o.o.	100%	
19	Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o.	100%	
20	Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o.	100%	
21	Polenergia Farma Wiatrowa 4 sp. z o.o.	100%	
22	Polenergia Farma Wiatrowa 6 sp. z o.o.	100%	
23	Polenergia Farma Wiatrowa 10 sp. z o.o.	100%	
24	Polenergia Farma Wiatrowa 11 sp. z o.o.	100%	
25	Polenergia Farma Wiatrowa 12 sp. z o.o.	100%	
26	Polenergia Farma Wiatrowa 13 sp. z o.o.	100%	
27	Polenergia Farma Wiatrowa 14 sp. z o.o.	100%	
28	Polenergia Farma Wiatrowa 15 sp. z o.o.	100%	
29	Polenergia Farma Wiatrowa 16 sp. z o.o.	100%	
30	Polenergia Farma Fotowoltaiczna Sulechów sp. z o.o.	100%	
31	Polenergia Farma Wiatrowa 18 sp. z o.o.	100%	
32	Polenergia Farma Wiatrowa 19 sp. z o.o.	100%	
33	Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o.	100%	
34	Polenergia Farma Wiatrowa 21 sp. z o.o.	100%	
35	Polenergia Farma Wiatrowa 22 sp. z o.o.	100%	
36	Polenergia Farma Wiatrowa 23 sp. z o.o.	100%	
37	Polenergia Farma Wiatrowa 24 sp. z o.o.	100%	
38	Polenergia Farma Wiatrowa 25 sp. z o.o.	100%	
39	Polenergia Farma Wiatrowa 26 sp. z o.o.	100%	
40	Polenergia Farma Wiatrowa 27 sp. z o.o.	100%	
41	Polenergia Farma Wiatrowa 28 sp. z o.o.	100%	
42	Polenergia Farma Wiatrowa 29 sp. z o.o.	100%	
43	Polenergia Farma Wiatrowa Bądecz sp. z o.o.	100%	
44	Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o.	100%	
45	Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o.	100%	

46	Polenergia Farma Wiatrowa Krzywa sp. z o.o.	100%	
47	Polenergia Farma Wiatrowa Mycielin sp. z o.o.	100%	
48	Polenergia Farma Wiatrowa Namysłów sp. z o.o.	100%	
49	Polenergia Farma Wiatrowa Olbrachcice sp. z o.o.	100%	
50	Polenergia Farma Wiatrowa Piekło sp. z o.o.	100%	
51	Polenergia Farma Fotowoltaiczna Buk sp. z o.o.	100%	
52	Polenergia Farma Wiatrowa Szymankowo sp. z o.o.	100%	
53	Polenergia Farma Wiatrowa Wodzisław sp. z o.o.	100%	
54	Amon sp. z o.o.	100%	
55	Dipol sp. z o.o.	100%	
56	Talia sp. z o.o.	100%	
57	Polenergia Farma Fotowoltaiczna Strzelino sp. z o.o.	100%	
58	Polenergia Dystrybucja sp. z o.o.	100%	
59	Polenergia eMobility sp. z o.o.	100%	
60	Certyfikaty sp. z o.o.	100%	
61	Polenergia Elektrownia Północ sp. z o.o.	100%	
62	Inwestycje Rolne sp. z o.o.	100%	
63	Polenergia H2HUB 3 sp. z o.o. w likwidacji	100%	
64	Polenergia Farma Wiatrowa 30 sp. z o.o.	100%	
65	Polenergia Farma Wiatrowa 31 sp. z o.o.	100%	
66	Polenergia Farma Wiatrowa 32 sp. z o.o.	100%	
67	Polenergia Farma Wiatrowa 33 sp. z o.o.	100%	
68	Polenergia Farma Wiatrowa 34 sp. z o.o.	100%	
69	Polenergia Farma Wiatrowa 35 sp. z o.o.	100%	
70	Polenergia Obrót S.A.	100%	
71	MFW Bałtyk I sp. z o.o.	50%	
72	MFW Bałtyk I S.A.	100%	Jednostką dominującą spółki jest MFW Bałtyk I sp. z o.o.
73	MFW Bałtyk II sp. z o.o.	50%	
74	MFW Bałtyk III sp. z o.o.	50%	
75	Wind Farm Four SRL	100%	
76	Eolian Areea SRL	20%	
77	Eolian Efect SRL	20%	
78	Eolian Express SRL	20%	
79	Magnum Eolvolt SRL	20%	
80	Eolian Spark SRL	20%	
81	Spark Wind Energy SRL	20%	
82	Harsh Wind SRL	20%	

B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2026 ROKU

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY BILANS
Na dzień 30 września 2026 roku

AKTYWA

	30.09.2026	31.12.2025
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	**7 636 775**	**7 001 511**
1.Rzeczowe aktywa trwałe	3 157 814	3 265 761
2.Wartości niematerialne	18 498	9 220
3.Wartość firmy jednostek podporządkowanych	69 129	69 129
4.Aktywa finansowe	680 578	595 794
5. Aktywa finansowe wycenione metodą praw własności	3 651 158	3 007 035
6.Należności długoterminowe	1 344	3 929
7.Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	27 982	49 642
8.Rozliczenia międzyokresowe	30 272	1 001
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	**1 621 210**	**1 366 269**
1.Zapasy	15 723	33 088
2.Należności z tytułu dostaw i usług	215 199	243 753
3.Należności z tytułu podatku dochodowego	17 695	4 010
4.Pozostałe należności krótkoterminowe	167 609	112 961
5.Rozliczenia międzyokresowe	32 108	20 036
6.Krótkoterminowe aktywa finansowe	269 103	77 960
7.Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	903 773	874 461
A k t y w a r a z e m	**9 257 985**	**8 367 780**

PASYWA

	30.09.2026	31.12.2025
I. Kapitał własny	**5 067 420**	**4 351 161**
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	**5 067 420**	**4 351 161**
1.Kapitał zakładowy	154 438	154 438
2.Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	2 241 335	2 241 335
3.Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
4.Pozostałe kapitały rezerwowe	1 993 816	1 357 651
5.Zysk z lat ubiegłych	497 265	709 189
6.Zysk (Strata) netto	82 060	(124 568)
7.Różnice kursowe z przeliczenia	85 299	(91)
II. Zobowiązania długoterminowe	**3 346 188**	**3 348 255**
1.Kredyty bankowe i pożyczki	1 973 841	1 999 260
2.Emisja obligacji	750 000	750 000
3.Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	102 271	96 875
4.Rezerwy	148 409	142 183
5.Rozliczenia międzyokresowe	54 676	34 432
6.Zobowiązania z tytułu leasingu	245 888	234 112
7.Zobowiązania z tytułu wyceny kontraktów terminowych	25 897	920
8.Pozostałe zobowiązania	45 206	90 473
III. Zobowiązania krótkoterminowe	**844 377**	**668 364**
1.Kredyty bankowe i pożyczki	193 203	190 009
2.Emisja obligacji	22 583	11 100
3.Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	78 492	107 099
4.Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	4 183	12 643
5.Zobowiązania z tytułu leasingu	31 496	30 311
6.Zobowiązania z tytułu wyceny kontraktów terminowych	243 924	58 229
7.Pozostałe zobowiązania	188 417	165 648
8.Rezerwy	9 063	8 759
9.Rozliczenia międzyokresowe	73 016	84 566
P a s y w a r a z e m	**9 257 985**	**8 367 780**

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku

	Noty	Niebadany Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2026	30.09.2025	Niebadany Za okres 3 miesięcy zakończony 30.09.2026	30.09.2025
Przychody z umów z klientami		2 588 576	3 235 656	860 923	917 769
Inne przychody		26 190	(3 640)	1 375	(2 405)
Przychody ze sprzedaży	4.1	**2 614 766**	**3 232 016**	**862 298**	**915 364**
Koszt własny sprzedaży		(2 249 622)	(2 792 880)	(734 474)	(796 485)
Zysk brutto ze sprzedaży		**365 144**	**439 136**	**127 824**	**118 879**
Pozostałe przychody operacyjne	4.3	21 015	35 320	5 361	4 272
Koszty sprzedaży	4.2	(9 796)	(43 776)	-	(14 561)
Koszty ogólnego zarządu	4.2	(180 888)	(160 176)	(57 513)	(64 107)
Rozliczenie ceny aukcyjnej		(3 297)	2 200	(1 252)	298
Pozostałe koszty operacyjne	4.4	(10 919)	(104 625)	(2 345)	(7 146)
w tym oczekiwane straty kredytowe		(560)	(433)	(70)	(274)
Przychody finansowe	4.5	88 477	46 197	36 844	13 477
Koszty finansowe	4.6	(188 668)	(201 460)	(62 486)	(51 474)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności		29 047	(5 366)	12 517	(1 682)
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi		29 391	-	(427)	-
Zysk (Strata) brutto		**139 506**	**7 450**	**58 523**	**(2 044)**
Podatek dochodowy	4.11	(57 446)	(58 577)	(19 623)	(9 274)
Zysk (Strata) netto		**82 060**	**(51 127)**	**38 900**	**(11 318)**
– podstawowy zysk (strata) za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		1,06	(0,66)	0,50	(0,15)
– rozwodniony zysk (strata) za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		1,06	(0,66)	0,50	(0,15)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku

	Niebadany Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2026	30.09.2025	Niebadany Za okres 3 miesięcy zakończony 30.09.2026	30.09.2025
Zysk (Strata) netto za okres	**82 060**	**(51 127)**	**38 900**	**(11 318)**
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków				
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	548 809	(64 173)	661 203	(9 369)
- Różnice kursowe z przeliczenia	85 390	127	80 507	(40)
- Udział w pozostałych całkowitych dochodach jednostek wycenianych metodą praw własności	468 446	-	588 676	-
Inne całkowite dochody netto	**1 102 645**	**(64 046)**	**1 330 386**	**(9 409)**
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	**1 184 705**	**(115 173)**	**1 369 286**	**(20 727)**
Całkowity dochód przypisany za okres:	1 184 705	(115 173)	1 369 286	(20 727)
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 184 705	(115 173)	1 369 286	(20 727)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku

	Noty	Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2026	30.09.2025
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
I.Zysk (Strata) brutto		**139 506**	**7 450**
II.Korekty razem		**128 810**	**382 470**
1.Amortyzacja		131 267	136 330
2.Strata (Zysk) z tytułu różnic kursowych		1 142	(150)
3.Odsetki, prowizje i udziały w zyskach (dywidendy)		122 879	132 717
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej		(74 115)	135 298
5. Podatek dochodowy		(58 537)	(83 459)
6.Zmiana stanu rezerw		6 952	1 499
7.Zmiana stanu zapasów		(2 402)	3 385
8.Zmiana stanu należności		(273 158)	111 404
9.Zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów		309 593	(29 116)
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych		(35 001)	(24 019)
11. Inne korekty		190	(1 419)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)		**268 316**	**389 920**
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
I. Wpływy		**127 296**	**308**
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		69	308
2. Z aktywów finansowych		127 227	-
a) zbycie aktywów finansowych		127 227	-
II.Wydatki		**168 711**	**1 140 806**
1. Nabycie rzeczowych aktywów trwałych		93 768	70 116
2. Na aktywa finansowe		74 943	1 039 890
a) nabycie aktywów finansowych		74 943	1 039 890
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)		**(41 415)**	**(1 140 498)**
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
I.Wpływy		**67 263**	**971 378**
1.Kredyty i pożyczki		67 263	971 378
II.Wydatki		**247 326**	**267 240**
1.Spłaty kredytów i pożyczek		107 104	115 877
2.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu		15 517	18 941
3.Odsetki		119 726	122 272
4.Inne wydatki finansowe		4 979	10 150
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)		**(180 063)**	**704 138**
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)		**46 838**	**(46 440)**
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:		**46 707**	**(45 712)**
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		(133)	728
F.Środki pieniężne na początek okresu		**1 397 697**	**1 489 005**
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:		**1 444 402**	**1 443 293**
- o ograniczonej możliwości dysponowania	4.7	695 033	683 810

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zysk z lat ubiegłych	Zysk (Strata) netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2026 roku	**154 438**	**2 241 335**	**13 207**	**1 357 651**	**709 189**	**(124 568)**	**(91)**	**4 351 161**	**4 351 161**
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy	**-**								
Zysk (Strata) netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	82 060	-	82 060	82 060
Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	548 809	-	-	85 390	634 199	634 199
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym									
Podział wyniku finansowego	-	-	-	87 356	(211 924)	124 568	-	-	-
Na dzień 30 września 2026 roku	**154 438**	**2 241 335**	**13 207**	**1 993 816**	**497 265**	**82 060**	**85 299**	**5 067 420**	**5 067 420**

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2025 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zysk z lat ubiegłych	Zysk (Strata) netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2025 roku	**154 438**	**2 241 335**	**13 207**	**1 114 444**	**780 223**	**-**	**(136)**	**4 303 511**	**4 303 511**
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy									
- Zysk (Strata) netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(51 127)	-	(51 127)	(51 127)
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	(64 173)	-	-	127	(64 046)	(64 046)
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym									
- Podział wyniku finansowego	-	-	-	71 034	(71 034)	-	-	-	-
Na dzień 30 września 2025 roku	**154 438**	**2 241 335**	**13 207**	**1 121 305**	**709 189**	**(51 127)**	**(9)**	**4 188 338**	**4 188 338**

1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

1.1 Podstawa sporządzenia śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowym Standardem Rachunkowości nr 34 i obejmuje okres 9 miesięcy od 1 stycznia do 30 września 2026 roku i okres porównywalny od 1 stycznia do 30 września 2025 roku, a dla bilansu na dzień 31 grudnia 2025 roku. Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdania finansowe za okres 9 miesięcy zakończony w dniu 30 września 2026 roku oraz dane porównywalne za okres 9 miesięcy zakończony w dniu 30 września 2025 roku nie podlegały przeglądowi biegłego rewidenta, a dane porównywalne za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2025 podlegały badaniu biegłego rewidenta.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, za wyjątkiem następujących istotnych pozycji bilansu:

- pochodnych instrumentów finansowych wycenionych w wartości godziwej.

MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR") oraz Komisję ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej („KIMSF").

Niektóre jednostki Grupy prowadzą swoje księgi rachunkowe zgodnie z polityką (zasadami) rachunkowości określonymi przez Ustawę z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości („Ustawa") z późniejszymi zmianami i wydanymi na jej podstawie przepisami („polskie standardy rachunkowości"). Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera korekty nie zawarte w księgach rachunkowych jednostek Grupy wprowadzone w celu doprowadzenia sprawozdań finansowych tych jednostek do zgodności z MSSF.

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuacji działalności gospodarczej przez Spółkę i jednostki Grupy Kapitałowej w dającej się przewidzieć przyszłości, to jest w okresie co najmniej 12 miesięcy po dniu sprawozdawczym, czyli po dniu 30 września 2026 roku.

1.2 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania

Przyjęte w Grupie zasady rachunkowości zostały zaprezentowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Polenergia za 2025 rok, przekazanym do wiadomości publicznej w dniu 11 marca 2026 roku. W wyżej wymienionym Sprawozdaniu zostały przedstawione szczegółowe informacje dotyczące zasad i metod wyceny aktywów i pasywów oraz pomiaru wyniku finansowego, sposobu sporządzania sprawozdania finansowego i danych porównywalnych. Zasady te są stosowane w sposób ciągły.

1.3 Waluta funkcjonalna i prezentacyjna

Walutą funkcjonalną Jednostki Dominującej i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty polski (PLN).

Transakcje wyrażone w walutach innych niż waluta funkcjonalna są przeliczane na walutę funkcjonalną przy zastosowaniu kursu obowiązującego w dniu zawarcia transakcji.

Na dzień bilansowy środki pieniężne, kredyty bankowe oraz pozostałe aktywa i zobowiązania pieniężne wyrażone w walutach innych niż waluta funkcjonalna są przeliczane na walutę funkcjonalną przy zastosowaniu średniego kursu NBP z dnia bilansowego. Powstałe z przeliczenia oraz z rozliczenia pozycji różnice kursowe ujmowane są odpowiednio w pozycji przychodów lub kosztów finansowych. Zmiana wyceny instrumentów pochodnych wyznaczonych jako instrumenty

zabezpieczające dla celów stosowania rachunkowości zabezpieczeń jest ujmowana zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń.

Następujące kursy zostały przyjęte dla potrzeb wyceny:

	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2025
USD	3,8449	3,6016	3,6315
EUR	4,3672	4,2267	4,2692
GBP	5,1040	4,8399	4,8830

1.4 Sezonowość i cykliczność działalności

Warunki wietrzne determinujące produkcję energii elektrycznej farm wiatrowych charakteryzują się nierównym rozkładem w okresie roku. W okresie jesienno-zimowym warunki wietrzne są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim. Grupa podjęła decyzje o budowie farm wiatrowych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji. W przypadku farm fotowoltaicznych zdecydowanie lepsze warunki sprzyjające produkcji energii elektrycznej to okres letni.

2. Skorygowany wynik EBITDA i Skorygowany zysk netto

Grupa prezentuje dane dotyczące EBITDA, skorygowanej EBITDA oraz skorygowanego zysku netto przypisanego akcjonariuszom jednostki dominującej.

Poziom EBITDA, skorygowana EBITDA oraz skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej nie są zdefiniowane przez MSSF i mogą być wyliczane inaczej przez inne podmioty.

Wynik EBITDA i Skorygowany wynik EBITDA

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Niebadany Za okres 3 miesięcy zakończony	Niebadany
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
Zysk (strata) brutto	139 506	7 450	58 523	(2 044)
Przychody finansowe	(88 477)	(46 197)	(36 844)	(13 477)
Koszty finansowe	188 668	201 460	62 486	51 474
Amortyzacja	131 190	136 330	43 311	46 138
(Zysk) Strata na aktywach wycenianych metodą praw własności	(29 047)	5 366	(12 517)	1 682
Wynik związany ze sprzedażą jednostek zależnych	(29 391)	-	427	-
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym programem motywacyjnym dla kadry	20 080	-	3 120	-
Odpis aktualizujący związany z dewelopmentem	-	26 646	-	5 380
Odpis aktualizujący wartość firmy	-	71 000	-	-
EBITDA	**332 529**	**402 055**	**118 506**	**89 153**
Wynik związany ze sprzedażą jednostek zależnych	29 391	-	(427)	-
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym programem motywacyjnym dla kadry	(20 080)	-	(3 120)	-
Skorygowana EBITDA	**341 840**	**402 055**	**114 959**	**89 153**

Skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
ZYSK (STRATA) NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	**82 060**	**(51 127)**	**38 900**	**(11 318)**
(Zysk netto) Strata netto z tytułu różnic kursowych niezrealizowanych	(14 563)	211	(6 917)	(2 981)
(Przychody) koszty z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	1 828	2 477	347	736
(Zysk) Strata na aktywach wycenianych metodą praw własności	(29 047)	5 366	(12 517)	1 682
Odpis aktualizujący związany z dewelopmentem	-	26 646	-	5 380
Odpis aktualizujący związany z wartością firmy	-	71 000	-	-
Wynik związany ze sprzedażą jednostek zależnych	(23 807)	-	346	-
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym programem motywacyjnym dla kadry	16 265	-	2 527	-
Rozliczenie ceny nabycia:				
Amortyzacja	963	198	30	66
Podatek	(183)	(38)	(6)	(13)
Skorygowany ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	**33 516**	**54 733**	**22 710**	**(6 448)**

3. Segmenty operacyjne

Zarząd Spółki dokonał wyodrębnienia następujących segmentów operacyjnych, które są takie same jak segmenty sprawozdawcze:

- Lądowe farmy wiatrowe – rozwój, budowa i utrzymanie obiektów produkujących energię elektryczną z wiatru na lądzie,
- Fotowoltaika – rozwój, budowa i utrzymanie obiektów produkujących energię elektryczną przy wykorzystaniu promieniowania słonecznego,
- Morskie farmy wiatrowe – rozwój, budowa i utrzymanie obiektów produkujących energię elektryczną z wiatru na morzu,
- Gaz i czyste paliwa – rozwój, budowa i utrzymanie obiektów produkujących energię elektryczną w kogeneracji gazowej oraz prowadzenie prac rozwojowych w zakresie produkcji wodoru i wytwarzania energii z wodoru w oparciu o energię z odnawialnych źródeł,
- Obrót i sprzedaż – działalność handlowa w zakresie obrotu energią elektryczną i świadectwami pochodzenia oraz innymi instrumentami rynku energii, a także sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych i indywidualnych oraz świadczenie usług dostępu do rynku dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych, jak również działalność polegająca na sprzedaży i montażu paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła,
- Dystrybucja i eMobility – świadczenie usług dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej i gazu klientom komercyjnym, przemysłowym oraz indywidualnym oraz rozwój elektromobilności.

Zarząd monitoruje oddzielnie wyniki operacyjne segmentów w celu podejmowania decyzji dotyczących alokacji zasobów, oceny skutków tej alokacji oraz wyników działalności. Podstawą oceny jest wynik EBITDA oraz zysk lub strata brutto na sprzedaży. Podatek dochodowy jest monitorowany na poziomie Grupy i nie jest alokowany do segmentów operacyjnych. Środki pieniężne Spółki prezentowane są w pozycji Centrala i niealokowane.

Ceny transakcyjne stosowane przy transakcjach pomiędzy segmentami operacyjnymi są ustalane na zasadach rynkowych podobnie jak przy transakcjach ze stronami niepowiązanymi. Wszystkie korekty konsolidacyjne są alokowane do poszczególnych segmentów.

Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2026	Wytwarzanie z OZE			Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja i eMobility	Centrala i niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	Razem
	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe						
Przychody z umów z klientami	393 504	35 677	-	36 463	1 936 733	159 612	26 587	-	2 588 576
Inne przychody	-	-	-	-	26 190	-	-	-	26 190
Razem przychody	393 504	35 677	-	36 463	1 962 923	159 612	26 587	-	2 614 766
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	**215 107**	**16 205**	**-**	**4 157**	**97 454**	**28 336**	**4 848**	**(963)**	**365 144**
(Koszty) sprzedaży	-	-	-	-	(9 796)	-	-	-	(9 796)
(Koszty) ogólnego zarządu	(9 909)	(2 727)	-	(751)	(48 322)	(10 895)	(108 284)	-	(180 888)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(33 861)	(10 295)	-	86	(1 321)	(5 381)	(67 773)	-	(118 545)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(12 614)	86	-	(68)	(1 553)	(623)	33 126	-	18 354
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	7 802	(40)	-	1 876	1 726	(2 294)	(2 271)	-	6 799
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	29 047	-	-	-	-	-	29 047
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	-	-	-	-	-	-	29 391	-	29 391
Wynik brutto	**166 525**	**3 229**	**29 047**	**5 300**	**38 188**	**9 143**	**(110 963)**	**(963)**	**139 506**
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(57 446)	-	(57 446)
Wynik netto	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**82 060**
EBITDA	310 209	23 457	-	6 179	44 320	25 877	(77 513)		332 529
Aktywa segmentu	3 283 610	553 015	3 539 474	4 447	638 330	362 076	877 033	-	9 257 985
Zobowiązania segmentu	1 520 884	327 923	-	551	502 500	186 215	1 652 492	-	4 190 565
Amortyzacja	97 209	10 018	-	896	3 258	10 732	8 191	963	131 267

Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2025	Wytwarzanie z OZE			Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja i eMobility	Centrala i niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	Razem
	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe						
Przychody z umów z klientami	415 654	38 554	-	64 896	2 531 040	163 725	21 787	-	3 235 656
Inne przychody	-	-	-	-	(3 640)	-	-	-	(3 640)
Razem przychody	415 654	38 554	-	64 896	2 527 400	163 725	21 787	-	3 232 016
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	**236 221**	**21 502**	**-**	**2 261**	**139 853**	**36 604**	**2 893**	**(198)**	**439 136**
(Koszty) sprzedaży	-	-	-	-	(43 776)	-	-	-	(43 776)
(Koszty) ogólnego zarządu	(8 146)	(1 266)	-	(4 114)	(62 866)	(9 198)	(74 586)	-	(160 176)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(37 429)	(8 338)	-	864	(3 422)	(5 146)	(62 349)	-	(115 820)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(8 828)	(2 242)	-	(131)	(1 938)	(612)	(25 692)	-	(39 443)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	29 097	442	-	(28 105)	3 555	(345)	(749)	(71 000)	(67 105)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	(5 366)	-	-	-	-	-	(5 366)
Wynik brutto	**210 915**	**10 098**	**(5 366)**	**(29 225)**	**31 406**	**21 303**	**(160 483)**	**(71 198)**	**7 450**
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(58 526)	(51)	(58 577)
Wynik netto	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(51 127)**
EBITDA	354 047	29 512	-	4 478	44 786	35 643	(66 411)	-	402 055
Aktywa segmentu	3 255 139	531 221	2 659 827	164 320	432 628	340 001	833 245	-	8 216 381
Zobowiązania segmentu	1 613 705	271 838	-	37 790	315 516	168 449	1 620 745	-	4 028 043
Amortyzacja	96 875	8 833	-	7 789	8 020	8 583	6 032	198	136 330

Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2026		Wytwarzanie z OZE		Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja i eMobility	Centrala i niealokowane	Razem
		Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika					
- przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii	przychody spełniane w czasie	375 444	35 661	28 349	1 058 422	151 912	-	1 649 788
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	przychody spełniane w czasie	18 049	-	-	(830)	-	-	17 219
- przychody ze sprzedaży ciepła	przychody spełniane w określonym momencie	-	-	4 274	-	-	-	4 274
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	-	24 884	24 884
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	2 742	-	2 742
- przychody netto z tytułu sprzedaży i dystrybucji gazu	przychody spełniane w czasie	-	-	-	848 585	-	-	848 585
- przychody ze sprzedaży towarów	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	238	-	238
- przychody z najmu	przychody spełniane w czasie	11	15	-	-	-	1 053	1 079
- przychody z rynku mocy i usługi odbudowy systemu	przychody spełniane w określonym momencie	-	-	3 838	-	-	-	3 838
- przychody z tytułu instalacji paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła	przychody spełniane w czasie	-	-	-	20 267	-	-	20 267
- przychody z usług ładowania	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	4 468	-	4 468
- pozostałe	przychody spełniane w czasie	-	1	2	10 289	252	650	11 194
Razem przychody z umów z klientami		**393 504**	**35 677**	**36 463**	**1 936 733**	**159 612**	**26 587**	**2 588 576**
- przychody z tytułu wyceny kontraktów terminowych	przychody spełniane w czasie	-	-	-	668	-	-	668
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	przychody spełniane w określonym momencie	-	-	-	25 522	-	-	25 522
Razem inne przychody		**-**	**-**	**-**	**26 190**	**-**	**-**	**26 190**
Przychody ze sprzedaży, razem		**393 504**	**35 677**	**36 463**	**1 962 923**	**159 612**	**26 587**	**2 614 766**

Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2025		Wytwarzanie z OZE		Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja i eMobility	Niealokowane	Razem
		Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika					
- przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii	przychody spełniane w czasie	394 367	38 545	24 450	1 430 452	151 973	-	2 039 787
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	przychody spełniane w czasie	21 275	-	-	16 156	-	-	37 431
- przychody ze sprzedaży ciepła	przychody spełniane w określonym momencie	-	-	22 250	-	-	-	22 250
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	-	20 976	20 976
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	1 610	-	1 610
- przychody netto z tytułu sprzedaży i dystrybucji gazu	przychody spełniane w czasie	-	-	-	966 600	5 503	-	972 103
- przychody ze sprzedaży towarów	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	637	-	637
- przychody z najmu	przychody spełniane w czasie	11	6	-	-	-	622	639
- przychody z rynku mocy i usługi odbudowy systemu	przychody spełniane w określonym momencie	-	-	18 188	-	-	-	18 188
- przychody z tytułu instalacji paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła	przychody spełniane w czasie	-	-	-	102 405	-	-	102 405
- przychody z usług ładowania	przychody spełniane w czasie	-	-	-	-	3 398	-	3 398
- pozostałe	przychody spełniane w czasie	1	3	8	15 427	604	189	16 232
Razem przychody z umów z klientami		**415 654**	**38 554**	**64 896**	**2 531 040**	**163 725**	**21 787**	**3 235 656**
- przychody z tytułu wyceny kontraktów terminowych	przychody spełniane w czasie	-	-	-	(3 922)	-	-	(3 922)
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	przychody spełniane w określonym momencie	-	-	-	282	-	-	282
Razem inne przychody		**-**	**-**	**-**	**(3 640)**	**-**	**-**	**(3 640)**
Przychody ze sprzedaży, razem		**415 654**	**38 554**	**64 896**	**2 527 400**	**163 725**	**21 787**	**3 232 016**

4. Pozostałe noty

4.1 Przychody ze sprzedaży

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
- przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii	1 649 788	2 039 787	596 738	606 733
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	17 219	37 431	2 775	10 287
- przychody ze sprzedaży ciepła	4 274	22 250	-	4 585
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	24 884	20 976	8 008	7 282
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	2 742	1 610	2 127	400
- przychody netto z tytułu sprzedaży i dystrybucji gazu	848 585	972 103	246 050	247 007
- przychody ze sprzedaży towarów	238	637	43	390
- przychody z najmu	1 079	639	447	316
- przychody z rynku mocy i usługi odbudowy systemu	3 838	18 188	-	5 500
- przychody z tytułu instalacji paneli fotowoltaicznych i pomp ciepła	20 267	102 405	-	30 195
- przychody z usług ładowania	4 468	3 398	1 558	1 385
- pozostałe	11 194	16 232	3 177	3 689
Razem przychody z umów z klientami	**2 588 576**	**3 235 656**	**860 923**	**917 769**
- przychody z tytułu wyceny kontraktów terminowych	668	(3 922)	1 375	(2 406)
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	25 522	282	-	1
Razem inne przychody	**26 190**	**(3 640)**	**1 375**	**(2 405)**
Przychody ze sprzedaży, razem	**2 614 766**	**3 232 016**	**862 298**	**915 364**

4.2 Koszty wg rodzaju

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
- amortyzacja	131 190	136 330	43 311	46 138
- zużycie materiałów i energii	21 826	56 768	9 288	14 748
- usługi obce	121 566	158 062	32 869	54 471
- podatki i opłaty	24 138	24 368	7 686	7 703
- wynagrodzenia	114 566	108 562	35 006	44 890
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	18 052	17 492	4 869	5 924
- pozostałe koszty rodzajowe	1 844	3 851	534	1 460
Koszty według rodzaju, razem	**433 182**	**505 433**	**133 563**	**175 334**
- wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	2 005 688	2 488 616	660 040	698 667
- koszt sprzedanych świadectw pochodzenia	18 062	21 380	4 207	6 221
- dochód z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(16 626)	(18 597)	(5 823)	(5 069)
- koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	(9 796)	(43 776)	-	(14 561)
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(180 888)	(160 176)	(57 513)	(64 107)
Razem koszt własny sprzedaży	**2 249 622**	**2 792 880**	**734 474**	**796 485**

4.3 Pozostałe przychody operacyjne

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
- odwrócenie odpisów aktualizujących wartość składników aktywów, w tym:	6 676	12 241	84	1 738
- oczekiwane straty kredytowe należności	3 217	6 183	84	(767)
- odpisy aktualizujące wartość zapasów	3 459	6 058	-	2 505
- rozwiązanie rezerw, w tym:	2 393	1 283	2 000	1
- pozostałych	2 393	1 283	2 000	1
- pozostałe, w tym:	11 946	21 796	3 277	2 533
- odszkodowania i dopłaty	6 888	16 953	2 207	541
- rozliczenie dotacji	2 689	2 602	891	971
- przychody z dzierżawy rzeczowych aktywów trwałych	52	130	-	63
- zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	64	129	-	53
- refaktury	38	455	-	221
- gwarancje pochodzenia	39	-	21	-
- pozostałe	2 176	1 527	158	684
Pozostałe przychody operacyjne, razem	**21 015**	**35 320**	**5 361**	**4 272**

4.4 Pozostałe koszty operacyjne

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
- odpisy aktualizujące wartość składników aktywów, w tym:	560	98 331	70	4 762
- oczekiwane straty kredytowe należności	560	433	70	274
- zapasy	-	252	-	(892)
- rzeczowe aktywa trwałe i wartośc firmy	-	97 646	-	5 380
- pozostałe, w tym:	10 359	6 294	2 275	2 384
- kary, grzywny, odszkodowania	2 711	712	2	704
- przeniesione odszkodowania	-	1	-	-
- darowizny	2 714	2 238	792	1 612
- strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	-	34	(1)	(3)
- reklamacje, rekompensaty	43	465	-	244
- pozostałe	4 891	2 844	1 482	(173)
Pozostałe koszty operacyjne, razem	**10 919**	**104 625**	**2 345**	**7 146**

4.5 Przychody finansowe

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
- przychody finansowe z tytułu odsetek od lokat i pożyczek	34 579	36 844	10 019	12 831
- różnice kursowe, w tym:	19 072	358	10 002	304
-niezrealizowane	19 526	(259)	10 084	(337)
-zrealizowane	(454)	617	(82)	641
- wycena zobowiązań finansowych	175	9	122	(35)
- wycena instrumentów pochodnych	6 882	-	6 882	-
- pozostałe opłaty z tytułu poręczeń	27 590	8 759	9 818	250
- pozostałe	179	227	1	127
Przychody finansowe, razem	**88 477**	**46 197**	**36 844**	**13 477**

4.6 Koszty finansowe

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
- koszty finansowe z tytułu odsetek	153 438	152 664	50 923	52 964
- różnice kursowe, w tym:	1 684	105	1 590	(3 352)
-niezrealizowane	1 547	2	1 544	(4 017)
-zrealizowane	137	103	46	665
- prowizje i inne opłaty	7 161	40 220	2 332	(878)
- koszty finansowe z tytułu dyskonta	4 767	4 533	1 621	1 561
- odpis aktualizujący wartość aktywów finansowych	109	-	-	-
- wycena zobowiązań finansowych *)	2 432	3 067	551	874
- koszty poręczeń i gwarancji	18 840	-	5 316	-
- koszty pozyskania finansowania	33	-	-	-
- pozostałe	204	871	153	305
Koszty finansowe, razem	**188 668**	**201 460**	**62 486**	**51 474**

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

W okresie zakończonym 30 września 2025 roku w pozycji: prowizje i inne opłaty ujęto opłatę związaną z zawarciem warunkowych transakcji zabezpieczających w formule Deal Contingent Hedge (30,8 mln zł), których celem było ograniczenie ryzyka zmienności stóp procentowych w

projektach realizowanych przez projekty morskich farm wiatrowych Bałtyk II oraz Bałtyk III. Zawarcie wspomnianych transakcji zabezpieczających pozwoliło na istotne ograniczenie poziomu dopłat do realizowanych projektów morskich farm wiatrowych, a osiągnięte w ten sposób korzyści znacznie przewyższyły poniesione koszty związane z ich zawarciem.

4.7 Przepływy środków pieniężnych

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025
- środki zablokowane na spłatę rat kredytu	110 966	105 274
- środki pieniężne na rachunku zablokowanym Escrow	540 629	528 497
- środki pieniężne zablokowane z tyt. depozytów	30 483	34 775
- środki pieniężne na rachunkach VAT - split-payment	12 459	14 477
- środki pieniężne na rachunkach ZFŚS	496	787
Razem	**695 033**	**683 810**

Na dzień 30 września 2026 roku i 30 września 2025 roku środki pieniężne na rachunku bankowym typu Escrow zostały zaprezentowane jako długoterminowe aktywa finansowe, ponieważ zgodnie z aktualnymi planami środki te zostaną wykorzystane na dokapitalizowanie spółek zależnych nie wcześniej niż w ciągu 12 miesięcy.

4.8 Wartość firmy

Na dzień 30 września 2026 roku wartość firmy wynosi 69 mln zł i dotyczy następujących segmentów i ośrodków wypracowujących środki pieniężne:

- 25 mln zł – dystrybucja – obejmująca spółki Polenergia Dystrybucja;
- 44 mln zł – obrót i sprzedaż – obejmująca spółkę Polenergia Obrót;

4.9 Wartości godziwe kontraktów terminowych

Kontrakty terminowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

W związku z działalnością jednostki zależnej – Polenergia Obrót S.A. Grupa klasyfikuje zawierane kontrakty terminowe na zakup / sprzedaż energii jako instrumenty pochodne, zgodnie z MSSF 9 – Instrumenty finansowe. W rezultacie kontrakty te wyceniane są w wartości godziwej, ze zmianami wartości godziwej odnoszonymi na rachunek zysków i strat. Wynik wyceny kontraktów prezentowany jest per saldo w przychodach. Wycenie podlega część niezrealizowana kontraktów w podziale na część krótkoterminową, której realizacja nastąpi w ciągu 12 miesięcy od dnia bilansowego oraz długoterminową, której realizacja nastąpi w kolejnych latach.

Tabela poniżej przedstawia aktywa oraz zobowiązania finansowe związane z wyceną kontraktów terminowych wyceniane przez Grupę w wartości godziwej, zakwalifikowane do określonego poziomu w hierarchii wartości godziwej:

poziom 2 – dane wejściowe do wyceny aktywów i zobowiązań, inne niż notowane ceny ujęte w ramach poziomu 1, obserwowalne na podstawie zmiennych pochodzących z aktywnych rynków,

Poziom 2: Wartość godziwa jest ustalana na podstawie innych danych dających się zaobserwować bezpośrednio lub pośrednio (w przypadku produktów na okres trwania krótszy niż jeden miesiąc – wyznaczenie ceny odbywa się głównie poprzez granulację kwotowania produktu miesięcznego w oparciu o historyczne dane struktury miesiąca). Podobne umowy są przedmiotem obrotu na aktywnym rynku, stąd kwotowania odzwierciedlają wynik rzeczywistej transakcji w podobne instrumenty pochodne. Wartość godziwa kredytów jest ustalana za pomocą zamortyzowanego kosztu, czyli analizy zdyskontowanych przepływów pieniężnych przy przyjętej efektywnej stopie procentowej jako stopie dyskonta.

Kontrakty terminowe zawierane na giełdach w celach spekulacyjnych wyceniane są modelem z wykorzystaniem parametrów rynkowych tj. ceny rynkowej instrumentu zdyskontowane przy zastosowaniu stóp procentowych. Wpływ zastosowania ewentualnych danych nieobserwowalnych nie był znaczący dla wyceny instrumentów pochodnych (poziom 2).

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025
Wynik w wycenie instrumentów pochodnych	668	(3 922)

Klasa instrumentu finansowego

	30.09.2026	Razem
	Poziom 2	Razem
Aktywa krótkoterminowe	249 320	249 320
Aktywa długoterminowe	26 784	26 784
Razem	**276 104**	**276 104**

	Poziom 2	Razem
Zobowiązania krótkoterminowe	243 924	243 924
Zobowiązania długoterminowe	25 897	25 897
Razem	**269 821**	**269 821**
Wartość godziwa netto	**6 283**	**6 283**

Wpływ na wynik finansowy	30.09.2026	30.09.2025
Wzrost cen rynkowych o 1%	(11)	32
Spadek cen rynkowych o 1%	11	(32)

Wycena wartości godziwej kontraktów terminowych o charakterze spekulacyjnym, tj. kontraktów terminowych posiadających otwartą pozycję, wyniosła na dzień sprawozdawczy 8 tys. zł.

Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Polenergia S.A. zabezpieczyła ryzyko walutowe związane z wpłatą equity do projektów morskich farm wiatrowych. Ryzyko to w znacznej mierze zostało zabezpieczone poprzez przewalutowanie środków własnych, które zostaną przeznaczone na finansowanie projektów morskich farm wiatrowych, które znaczną część wydatków ponoszą w EUR. W celu zabezpieczenia powyższego ryzyka spółka kupiła 123 793 tys. EUR po średnim kursie 4,2455.

Jednocześnie Grupa zabezpiecza ryzyko walutowe związane z zakupem i sprzedażą energii elektrycznej w Polsce, w przypadku transakcji denominowanych w EUR, za pomocą transakcji swap walutowy, ograniczając tym samym wpływ zmian kursów walut na wyniki finansowe i przepływy pieniężne.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia	Waluta	Wysokość zabezpieczonego kursu walutowego	Instrument
2025-2028	123 793	EUR	4,25	Cash
2026.10	(214)	EUR	4,28	FX Swap
2027.01	825	EUR	4,34	FX Swap
Razem	**124 404**			

Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody

Na dzień 30 września 2026 roku, Grupa rozpoznała w innych całkowitych dochodach stanowiących część kapitałów własnych 1 102 645 tys. zł (30 września 2025: -64 173 tys. zł) z tytułu efektywnej części wyceny instrumentu zabezpieczającego do wartości godziwej.

Celem zawierania transakcji zabezpieczających jest ograniczenie wpływu:

- zmian stopy procentowej na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych z tytułu obsługi zadłużenia.
- zmian kursów walutowych na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych płatności walutowych z tytułu realizowanych umów inwestycyjnych.
- zmian cen energii elektrycznej na wysokość przyszłych wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych, w odniesieniu do których Grupa stosuje kontrakty typu Virtual Power Purchase Agreement (vPPA) wyznaczone jako instrumenty zabezpieczające.

Celem stosowania rachunkowości zabezpieczeń jest ograniczenie zmienności wyniku finansowego poprzez ujęcie efektywnej części zmian wartości godziwej instrumentów zabezpieczających w innych całkowitych dochodach, do momentu, gdy zabezpieczane przepływy pieniężne wpłyną na wynik finansowy.

Na dzień 30 września 2026 roku, Grupa rozpoznała udział w pozostałych całkowitych dochodach jednostek wycenianych metodą praw własności kwotę 468 446 tys. zł, w związku z zawarciem transakcji zabezpieczających zamiany stóp procentowych i kursów walutowych, ponadto posiadała następujące instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń:

Zabezpieczenia ryzyka stopy procentowej.

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia	Waluta	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
15.12.2027	42 723	PLN	0,75%	IRS
29.03.2028	46 598	PLN	0,79%	IRS
18.12.2028	57 190	PLN	5,19%	IRS
25.09.2029	58 676	PLN	4,42%	IRS
16.10.2029	564 000	PLN	4,91%	IRS
17.12.2029	18 526	PLN	4,98%	IRS
21.01.2030	565 000	PLN	4,86%	IRS
13.06.2030	78 930	PLN	4,17%	IRS
13.06.2030	48 785	PLN	4,17%	IRS
22.12.2031	7 138	PLN	2,60%	IRS
21.06.2033	5 970	PLN	5,67%	IRS
12.12.2033	18 320	PLN	6,71%	IRS
12.12.2033	18 320	PLN	6,71%	IRS
13.03.2034	104 334	PLN	6,65%	IRS
30.06.2034	7 676	PLN	0,89%	IRS
11.06.2035	111 778	PLN	1,10%	IRS
10.09.2035	339 812	PLN	1,20%	IRS
31.12.2035	10 303	PLN	2,39%	IRS
11.03.2036	89 440	PLN	2,22%	IRS
Total	**2 193 519**			

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego	Wartość zabezpieczenia	Waluta	Wysokość zabezpieczonej stopy procentowej	Instrument
16.12.2031	7 916	EUR	3,00%	IRS
Total	**7 916**			

Zabezpieczenia ryzyka walutowego

Data zapadalności instrumentu zabezpieczającego		Wartość zabezpieczenia	Waluta	Kurs zabezpieczenia	Instrument
15.12.2027	-	88	EUR	4,30	FX Forward
Total		**(88)**			

Wartości godziwe pozostałych aktywów i zobowiązań finansowych

Wartość godziwa pozostałych aktywów i zobowiązań finansowych wymienionych poniżej nie różni się istotnie od ich wartości bilansowej:

- należności długoterminowe,
- należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności,
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty,
- zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania.

	Kategoria	Wartość bilansowa		Wartość godziwa	
		30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Aktywa finansowe					
Kontrakty terminowe	Poziom 2	276 104	67 635	276 104	67 635
Instrumenty pochodne	Poziom 2	101 505	78 900	101 505	78 900
Zobowiązania finansowe					
Obligacje	n/d	772 583	761 100	772 583	761 100
Kredyty i pożyczki	n/d	2 167 044	2 189 269	2 167 044	2 189 269
Instrumenty pochodne	Poziom 2	23 743	84 573	23 743	84 573
Kontrakty terminowe	Poziom 2	269 821	59 149	269 821	59 149

4.10 Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Na dzień 30 września 2026 roku odpis na należności z tytułu dostaw i usług, które uznano za nieściągalne zmniejszył się do kwoty 13 806 tys. zł w porównaniu do 33 335 tys. zł na dzień 31 grudnia 2025 roku.

Poniżej przedstawiono klasyfikację należności z tytułu dostaw i usług brutto w ramach poszczególnych stopni modelu utraty wartości:

	Razem	stopień 2	stopień 3
Wartość brutto na 1.01.2026	277 087	197 462	79 626
Powstałe	165 851	165 851	-
Spłacone	(213 934)	(197 806)	(16 128)
Wartość brutto 30.09.2026	229 004	165 507	63 498

Współczynniki niewypełnienia zobowiązania i kalkulację odpisów aktualizujących na dzień 30 września 2026 roku i 31 grudnia 2025 przedstawia tabela poniżej:

		Należności od klientów indywidualnych			
	Razem	Bieżące 0-30 dni	30-60 dni	60-90 dni	>90 dni
30.09.2026	21 930	20 507	28	- 40	1 435
Oczekiwane straty kredytowe	2 452	-	-	-	2 452
31.12.2025	44 107	40 885	755	398	2 069
Oczekiwane straty kredytowe	8 774	358	-	-	8 416

		Należności od klientów korporacyjnych			
	Razem	Bieżące 0-30 dni	30-60 dni	60-90 dni	>90 dni
30.09.2026	193 269	144 029	391	592	48 257
Oczekiwane straty kredytowe	11 354	-	-	-	11 354
31.12.2025	199 646	154 948	447	29	44 222
Oczekiwane straty kredytowe	24 561	13 214	-	-	11 347

4.11 Efektywna stopa podatkowa

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025
Obciążenie z tytułu podatku w rachunku zysków i strat, w tym	**57 446**	**58 577**
Podatek bieżący	36 813	49 799
Podatek odroczony	20 633	8 778
Zysk (Strata) brutto przed opodatkowaniem	**139 506**	**7 450**
Obciążenie podatkowe od wyniku brutto wg efektywnej stawki pod. 19%	26 506	1 416
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(891)	(720)
Korekty dotyczące odroczonego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(210)	3 012
Koszty niestanowiące kosztów uzyskania przychodów:	**32 057**	**55 246**
- różnice trwałe	27 110	19 373
- różnica przejściowa, od której nie tworzone jest aktywo/rezerwa pod.	4 947	35 873
Przychody niebędące podstawą do opodatkowania:	**(16)**	**(377)**
- inne	(16)	(377)
Podatek w rachunku zysków i strat	**57 446**	**58 577**

4.12 Zmiana stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw krótko i długoterminowych

	30.09.2026	31.12.2025
Stan rezerw na początek okresu	**150 942**	**134 628**
- utworzenie rezerw	10 570	20 513
- rozwiązanie rezerw	(3 663)	(1 142)
- wykorzystanie rezerw	(377)	(3 057)
Stan rezerw na koniec okresu	**157 472**	**150 942**

5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki

W dniu 27 lutego 2026 roku Polenergia Farma Fotowoltaiczna Sulechów sp. z o.o. („FF Sulechów") w związku z udzielonym przez ING Bank Śląski S.A. („ING") w dniu 22 października 2019 roku wraz z późniejszymi zmianami kredytem („Umowa kredytu"), podpisała z ING Aneks w sprawie zgody i zmiany warunków umowy („Aneks"), na podstawie którego ING pod warunkiem dokonania przedpłaty kredytu w wysokości 4.400 tys. zł zwolnił FF Sulechów z obowiązku spełnienia wymogu zgodności z Umową kredytu minimalnego poziomu historycznego wskaźnika obsługi długu na datę obliczeniową

przypadającą na dzień 31 grudnia 2025 roku. Ponadto, na mocy Aneksu dokonano zmiany definicji jednego ze składników uwzględnianych przy obliczaniu wskaźników finansowych na ww. datę obliczeniową.

W dniu 30 kwietnia 2026 spółka Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. podpisała umowę zmieniającą i ujednolicającą umowę kredytową z ING Bank Śląski S.A, wg której zmieniono definicje wskaźników finansowych, wydłużono dostępność kredytu obrotowego oraz wydłużono dostępność i zwiększono kwotę kredytu terminowego o 50 mln zł. Zabezpieczenia wynikające z umowy pozostają bez zmian.

W dniu 14 września 2026 roku Polenergia Obrót S.A. podpisała aneks do umowy o wielocelowy limit kredytowy zawarty z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. („WLK"), na podstawie którego dostępność kredytu w rachunku bieżącym udostępnianego w ramach WLK została wydłużona do dnia 30 września 2027 roku, a maksymalny termin ważności gwarancji bankowych zlecanych w ramach WLK z okresem obowiązywania wynoszącym 36 miesięcy został zmieniony na dzień 30 września 2030 roku.

W dniu 7 października 2026 roku Polenergia Obrót S.A. podpisała aneks do umowy kredytu zawartej z Deutsche Bank Polska S.A., wprowadzający postanowienia mające na celu zastąpienie stawki bazowej, na podstawie, której naliczane są odsetki od zadłużenia, tj. WIBOR O/N, wskaźnikiem referencyjnym POLSTR, ze skutkiem od dnia 1 października 2026 roku.

6. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych

W okresie objętym raportem oraz do dnia jego publikacji Spółka nie dokonała emisji, wykupu ani spłaty dłużnych lub kapitałowych papierów wartościowych.

7. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane

W ciągu 9 miesięcy zakończonych dnia 30 września 2026 roku nie nastąpiła wypłata dywidendy.

8. Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego

Zobowiązania warunkowe

W dniu 19 marca 2026 roku Spółka w ramach limitu gwarancyjnego udostępnionego przez Erste Bank Polska S.A. (dawniej Santander Bank Polska S.A.) ("Erste") zleciła wystawienie gwarancji bankowych w imieniu rumuńskich spółek powiązanych, w których posiada 20% udziałów na rzecz CNTEE Transelectrica SA, zabezpieczających ich zobowiązania z tytułu podpisanych umów przyłączenia do sieci energetycznej ("Gwarancje"). Gwarancje zostały wystawione w łącznej kwocie 13.885,1 tys. RON, z terminem ważności upływającym 31 grudnia 2026 roku. Ze względów formalnych zostały one wystawione przez rumuński oddział banku Unicredit i zostały zabezpieczone regwarancjami udzielonymi przez Erste.

Do dnia 30 czerwca 2026 roku Gwarancje zostały zwrócone, tym samym ich ważność wygasła.

Aktywa warunkowe

W dniu 21 stycznia 2026 roku Tauron Polska Energia S.A. wystawiła na rzecz Polenergia Obrót S.A. („POLO") PCG na zabezpieczenie zobowiązań swojej spółki zależnej Tauron Sprzedaż sp. z o.o. („TAURON"), w związku z podpisaną przez TAURON oraz POLO umowy handlowej do maksymalnej wysokości 4.600 tys. zł z terminem ważności upływającym w dniu 28 lutego 2028 roku.

W dniu 18 lutego 2026 roku PKO Bank Polski Spółka Akcyjna wystawiła na zlecenie D.Trading International S.A. („D.Trading") gwarancje bankowe na zabezpieczenie transakcji zawartej przez nią z POLO. Na dzień 30 września 2026 roku, łączna wartość ww. Gwarancji wniosła kwotę 18 167 tys. zł. Termin ważności gwarancji upływa w dniu 30 listopada 2027 roku.

W dniu 20 marca 2026 roku, Green Lights Holding sp. z o.o. wystawiła na rzecz POLO PCG na zabezpieczenie zobowiązań swojej spółki zależnej Green Lights sp. z o.o. („GL"), w związku z podpisaną przez GL oraz POLO umowy handlowej do maksymalnej kwoty 640 tys. zł z okresem ważności od 1 kwietnia 2026 do 31 grudnia 2026 roku.

W dniu 23 marca 2026 roku, Millenium Bank Polska S.A. wystawił na zlecenie GL gwarancję bankową na zabezpieczenie umowy zawartej przez nią z POLO do maksymalnej kwoty 1 530 tys. zł, która od 1 stycznia 2027 roku ulegnie zmniejszeniu do 840 tys. zł, z terminem ważności upływającym w dniu 31 grudnia 2027 roku.

W dniu 1 czerwca 2026 roku na zlecenie LYTEN POLAND Sp. z o.o. BNP Paribas S.A. wystawił gwarancję bankową na rzecz POLO, na zabezpieczenie zobowiązań z tytułu zawartej umowy na sprzedaż energii oraz gwarancji pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych do kwoty 7 500 tys. zł, a od dnia 1 stycznia 2027 roku do kwoty 6 500 tys. zł, z terminem ważności upływającym w dniu 31 maja 2028 roku.

W dniu 14 lipca 2026 roku Strabag SE wystawił na rzecz POLO PCG na zabezpieczenie zobowiązań swoich spółek zależnych z tytułu zawartej umowy na zakup energii oraz gwarancji pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych do kwoty 6 300 tys. zł z terminem ważności upływającym w dniu 28 lutego 2029 roku. Gwarancja zastąpiła wygasłą w dniu 30 kwietnia 2026 roku PCG wystawioną w dniu 3 grudnia 2024 roku.

W dniu 20 lipca 2026 roku ING Bank Śląski S.A. działając na zlecenie Leroy – Merlin Polska Sp. z o.o. wystawił Aneks nr 1 do gwarancji z dnia 24 września 2025 roku na kwotę 15 400 tys. zł, na podstawie którego wydłużona została jej ważność do dnia 22 września 2027 roku.

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

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. 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, na którą Eolos Polska sp. z o.o. odpowiedział.

W dniu 1 grudnia 2022 roku Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko Jeronimo Martins Polska S.A.(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. Postępowanie sądowe w tej sprawie jest w toku.

Prezes URE prowadzi wobec Polenergia Obrót S.A. oraz Polenergia Sprzedaż sp. z o.o. (przejęta przez Polenergia Obrót S.A. w dniu 31 grudnia 2025 r.), postępowania administracyjne ws. wymierzenia kary pieniężnej w związku z kilkudniowymi 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 w latach 2023–2025 („ustawa o środkach

nadzwyczajnych") (dalej jako: „Odpis na Fundusz"). Obecnie spodziewane jest wydanie decyzji kończących obecne postępowania w sprawach.

Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o. oraz Polenergia Farma Wiatrowa 16 sp. z o.o. są stronami postępowań odwoławczych wszczętych z inicjatywy tych spółek przed Sądem Okręgowym w Warszawie – Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów, dotyczących 15 nieprawomocnych decyzji Prezesa URE (9 dotyczących FW Grabowo i 6 dotyczących FW 16) 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. 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). Zdaniem ww. 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. Obecnie postępowania są w toku i trwa wymiana pism przygotowawczych pomiędzy spółkami i Prezesem URE. Postępowania prowadzone w takim samym przedmiocie w odniesieniu do spółek Polenergia Farma Wiatrowa Piekło sp. z o.o. i Polenergia Farma Wiatrowa 3 sp. z o.o. nie zostały jeszcze zakończone – w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji nakładających kary pieniężne, ww. spółki planują wnieść odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
W dniach 15 kwietnia 2026 r. – 19 maja 2026 r. Prezes URE przeprowadził kontrolę w spółce Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. w sprawie zgodności ze stanem faktycznym informacji i oświadczeń złożonych w sprawozdaniu do Zarządcy Rozliczeń S.A. z odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny. W wyniku kontroli w dniu 17 czerwca 2026 r. Prezes URE wydał decyzję, w której zobowiązał Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. do przekazania na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny łącznej kwoty rzekomo brakującego odpisu w wysokości 19 274 847,09 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od dnia otrzymania decyzji. Spółka w dniu 10 lipca 2026 r. wniosła do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie od tej decyzji, zaskarżając ją w całości, jak również złożyła w tym samym dniu wniosek o wstrzymanie jej wykonalności. Sąd oddalił wniosek. W zasadniczych powodach rozstrzygnięcia Sąd wskazał, że z treści załączonej decyzji nie wynika, aby nadano jej rygor natychmiastowej wykonalności, i że w tej sytuacji decyzja uzyska walor prawomocności dopiero z chwilą uprawomocnienia się wyroku. Stanowisko Sądu jest rozbieżne ze stanowiskiem Prezesa URE przekazywanym uczestnikom rynku. Mimo istnienia wątpliwości prawnych, co do tego czy decyzja jest wykonalna, Spółka w celu uniknięcia przymusu egzekucyjnego i jego możliwego negatywnego wpływu na finansowanie udzielone Spółce, a także w celu wstrzymania biegu odsetek podjęła decyzję o zapłacie spornej kwoty z zastrzeżeniem zwrotu (po uzyskaniu korzystnego rozstrzygnięcia sporu w postępowaniu przed SOKiK) i bez uznania jej zasadności.

W III kwartale 2026 r. Prezes URE wszczął w trybie art. 28 ustawy o środkach nadzwyczajnych oraz art. 49 ust. 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców kontrole w następujących spółkach: Polenergia Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 6 sp. z o.o. oraz Dipol sp. z o.o. Kontrole dotyczą prawidłowości wykonywania obowiązków wynikających z ustawy o środkach nadzwyczajnych. Spółki w wyznaczonym terminie przekazały informacje i dokumenty żądane przez organ kontrolujący.

W dniu 17 marca 2026 r. Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. otrzymała zawiadomienie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wszczęciu z urzędu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej dotyczącej terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Postępowanie dotyczy jedenastu wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. z 2024 roku. Prezes URE wezwał spółkę do przedstawienia informacji i wyjaśnień dotyczących przedmiotowej sprawy. Spółka w wyznaczonym terminie wykonała wezwanie. Pismem z dnia 18 czerwca 2026 r. Prezes URE zawiadomił spółkę o zakończeniu postępowania. Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. wniosła o umorzenie przedmiotowego

postępowania, ewentualnie o odstąpienie od wymierzenia kary pieniężnej. Spółka oczekuje na wydanie decyzji w sprawie.

10. Inne informacje, które zdaniem Emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta

Zdaniem Grupy nie występują inne informacje poza zaprezentowanymi w tym raporcie, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań Grupy.

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

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

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

12. Ryzyko związane z płynnością

Grupa monitoruje ryzyko braku funduszy przy pomocy narzędzia okresowego planowania płynności. Narzędzie to uwzględnia terminy wymagalności/zapadalności zarówno inwestycji jak i aktywów finansowych (np. konta należności, pozostałych aktywów finansowych) oraz prognozowane przepływy pieniężne z działalności operacyjnej.

Celem Grupy jest utrzymanie równowagi pomiędzy ciągłością a elastycznością finansowania, poprzez korzystanie ze zróżnicowanych źródeł finansowania, takich jak kredyty w rachunku bieżącym, kredyty bankowe, pożyczki, obligacje, umowy leasingu.

Tabela poniżej przedstawia zobowiązania finansowe Grupy na dzień 30 września 2026 roku, oraz na dzień 31 grudnia 2025 roku wg terminu zapadalności na podstawie umownych niezdyskontowanych płatności.

30.09.2026	Poniżej 3 miesięcy	Od 3 do 12 miesięcy	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Obligacje	27 664	27 470	885 270	-	**940 404**
Oprocentowane kredyty i pożyczki	95 970	224 630	1 618 357	838 086	**2 777 043**
Pozostałe zobowiązania	418 284	14 072	38 009	33 079	**503 444**
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	78 492	-	-	-	**78 492**
Zobowiązania z tytułu leasingu	5 038	26 469	114 863	321 277	**467 647**

31.12.2025	Poniżej 3 miesięcy	Od 3 do 12 miesięcy	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Obligacje	-	55 640	912 740	-	**968 380**
Oprocentowane kredyty i pożyczki	70 328	263 946	1 675 510	910 964	**2 920 748**
Pozostałe zobowiązania	200 529	23 348	58 280	33 113	**315 270**
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	107 099	-	-	-	**107 099**
Zobowiązania z tytułu leasingu	18 229	8 642	99 670	300 543	**427 084**

13. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązanymi

Główne transakcje z podmiotami powiązanymi za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku:

30.09.2026	Przychody ze sprzedaży	Koszty	Należności	Zobowiązania
Krucza Inwestycje Sp. z o.o.	112	3 624	-	-
Beyond.pl Sp. z o.o.	-	147	-	12
Tortoli Sp. z o.o.	68	-	-	-
dFlights Sp. z o.o.	-	776	-	-
Beyond Solutions Sp. z o.o.	-	312	-	-
Inner House Jacek Santorski	-	306	-	-
Mansa Investments Sp. z o.o.	72	6 021	30	2 498
Corera Sp. z o.o.	67	3 226	18	12

Główne transakcje z podmiotami stowarzyszonymi za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2026 roku:

30.09.2026	Przychody ze sprzedaży	Przychody finansowe	Należności
MFW Bałtyk I S.A.	7 328	597	3 584
MFW Bałtyk II Sp. z o.o.	6 442	10 269	11 991
MFW Bałtyk III Sp. z o.o.	6 453	16 412	22 965

Wszystkie transakcje zawierane są na warunkach rynkowych.

14. Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieujętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe Emitenta

Do dnia sporządzenia niniejszego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, to znaczy do dnia 19 listopada 2026 roku, nie wystąpiły zdarzenia, które nie zostały ujęte w księgach rachunkowych okresu sprawozdawczego.

C. POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO

1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w kwartalnym 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]	9M 2026	9M 2025	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	2 614,8	3 232,0	(617,2)
EBITDA	332,5	402,1	(69,6)
Zysk/Strata Netto	82,1	(51,1)	133,2
Skorygowany Zysk/Strata Netto	33,5	54,7	(21,2)

Na wyniki osiągnięte w pierwszych trzech kwartałach 2026 roku w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (spadek o 69,6 mln zł):

- Niższy wynik segmentu farm wiatrowych (o 43,8 mln zł) wynikający przede wszystkim z niższego wolumenu produkcji energii elektrycznej, przy dodatkowym negatywnym wpływie niższych cen sprzedaży. Na porównywalność wyników dodatkowo wpływał jednorazowy pozytywny efekt w pierwszym półroczu 2025 roku w postaci rekompensat otrzymanych przez projekty Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron.
- Niższy wynik farm fotowoltaicznych (o 6 mln zł) głównie na skutek niższych cen sprzedaży energii po wygaśnięciu korzystnego zabezpieczenia cenowego w jednym z aktywów, niekorzystnego rozliczenia zabezpieczenia sprzedaży w godzinach szczytowych w 2026 r. oraz wyższych kosztów związanych ze wzrostem skali działalności w segmencie. Negatywny wpływ tych czynników został częściowo skompensowany przez wyższy wolumen produkcji, wynikający głównie z uruchomienia farmy Rajkowy.
- Wyższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 1,7 mln zł) głównie w efekcie rozwiązania umowy o dofinansowanie projektu Polenergia H2HUB Nowa Sarzyna bez dodatkowych obciążeń finansowych.
- Niższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 0,5 mln zł) ze względu na niższy wynik w obszarach: i) handlu i obsługi biznesu w konsekwencji spadku marży na handlu spekulacyjnym zielonymi certyfikatami oraz na krótkoterminowym handlu gazem, ii) handlu energią elektryczną z aktywów OZE ze względu na niższy wynik na optymalizacji krótkoterminowej, iii) handlu certyfikatami z własnych farm wiatrowych związany głównie ze spadkiem rynkowej ceny zielonych certyfikatów. Spadek wyniku w trzech kwartałach 2025 r. został częściowo skompensowany przez: i) wyższy wynik na prop tradingu – będący konsekwencją wysokiej zmienności na rynkach terminowych w 2026 wywołanej konfliktem na Bliskim Wschodzie, ii) wyższy wynik na kontrakcie optymalizującym pracę ENS szczególnie w pierwszym kwartale 2026 wystąpiły warunki makroekonomiczne pozwalające efektywnie optymalizować produkcję jednostki, iii) niższe koszty operacyjne będące konsekwencją podjętych działań optymalizacyjnych po połączeniu spółki Polenergii Obrót z Polenergią Sprzedaż.
- Niższy wynik segmentu dystrybucji (o 9,7 mln zł) wskutek niższej marży na sprzedaży energii w efekcie niższych cen sprzedaży, wyższych kosztów operacyjnych związanych ze wzrostem skali działalności, oraz niższego wyniku z pozostałej działalności, gdzie rozpoznano jednorazowe koszty wynikające m.in. z domiaru kary URE.
- Niższy wynik w segmencie niealokowanych (o 11,1 mln zł) w efekcie wzrostu kosztów operacyjnych, w tym wyższych kosztów wynagrodzeń wskutek dostosowywania poziomu zatrudnienia do rosnącej skali działalności Grupy oraz usług obcych związanych z realizacją i przygotowaniem do realizacji strategicznych projektów.

b) Na poziomie Zysku Netto (wzrost o 133,2 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik niższy o 69,6 mln zł);
- Niższa amortyzacja (o 5,1 mln zł);

W poprzednim roku wynik obciążały odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych dokonanych w odniesieniu do spółek Polenergia Fotowoltaika S.A.; H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. oraz H2 Silesia sp. z o.o. (w 2026 roku nie wystąpił negatywny wpływ odpisów w kwocie 97,6 mln zł); Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do wzrostu zysku operacyjnego o 33,2 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 42,3 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu różnic kursowych oraz pozytywnego efektu wyceny kontraktów vPPA;
- Niższe koszty finansowe (o 12,8 mln zł) wynikające głównie z niższych kosztów prowizji, w porównaniu do ubiegłego roku związane z brakiem w 2026 r. kosztu warunkowej transakcji zabezpieczającej Deal Contingent Hedge;
- Wynik rozpoznany na aktywach wycenianych metodą praw własności (wzrost o 34,4 mln zł). Pozytywny wpływ w związku z naliczaniem kar umownych za nieterminowe dostawy na projektach Bałtyk II i Bałtyk III;
- Rozpoznanie kosztów długoterminowego planu motywacyjnego (spadek wyniku o 20,1 mln zł);
- Rozpoznanie zysku na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi (wzrost o 29,4 mln zł);
- Niższy poziom podatku dochodowego (o 1,2 mln zł) w 2026 roku.

c) Na poziomie skorygowanego zysku netto (spadek o 21,2 mln zł):

- Wpływ zysku netto (wzrost o 133,2 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (spadek o 14,8 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (wzrost o 0,6 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (spadek o 97,6 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (spadek o 0,7 mln zł);
- Odwrócenie wyniku wygenerowanego przez aktywa wyceniane metodą praw własności (spadek o 34,4 mln zł).
- Odwrócenie kosztu długoterminowego planu motywacyjnego (wzrost o 16,3 mln zł);
- Odwrócenie wyniku na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi (spadek o 23,8 mln zł).

2. 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 A.2 niniejszego raportu.

3. Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym

Spółka nie publikuje prognozy wyników finansowych.

4. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe

Czynniki mające znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe Grupy zostały opisane w punktach A.2 oraz C.1 niniejszego raportu.

5. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji Emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego

Lp.	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział
1	Mansa Investments Sp. z o.o. *)	34 365 096	34 365 096	44,50%
2	BIF IV Europe Holdings Limited	25 776 588	25 776 588	33,38%
3	Allianz Polska OFE	5 482 601	5 482 601	7,10%
4	Nationale-Nederlanden OFE	4 571 000	4 571 000	5,92%
5	Pozostali	7 023 628	7 023 628	9,10%
	Razem	**77 218 913**	**77 218 913**	**100%**

*) 100% udziałów w Mansa Investments Sp. z o.o. jest pośrednio kontrolowane przez Panią Dominikę Kulczyk poprzez spółkę Kulczyk Holding S.à r.l.

6. 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 dniu 30 stycznia 2026 r., po uzyskaniu zgody organu antymonopolowego, Polenergia S.A. zawarła z Axpo Polska sp. z o.o. umowę przyrzeczoną sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., finalizując tym samym transakcję zapoczątkowaną przedwstępną, warunkową umową z 17 grudnia 2025 r. Łączna ostateczna cena sprzedaży udziałów wyniosła ok. 139,7 mln zł. Z uwagi na finalizację transakcji w styczniu 2026 r., wyniki tej spółki zostały ujęte w wynikach Grupy za 2026 rok jedynie za styczeń.

Dodatkowo, w pierwszym półroczu 2026 roku, w wyniku kontynuacji uprzednio komunikowanego w ramach strategii Grupy Polenergia procesu wycofywania działalności i aktywności z obszaru wodoru i w konsekwencji zapoczątkowanego w 2025 roku obrotowym procesu likwidacji spółek projektowych, które nie prowadziły istotnej działalności, nastąpiła likwidacja spółek: 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, Polenergia H2HUB 5 sp. z o.o. w likwidacji.

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.

W dniu 11 maja 2026 roku Polenergia S.A. sfinalizowała sprzedaż 100 proc. akcji spółki Polenergia Fotowoltaika S.A. Transakcja stanowi element realizacji strategii grupy, zakładającej koncentrację działalności w kluczowych obszarach źródeł energii – morskiej i lądowej energetyce wiatrowej oraz magazynowaniu energii. Sprzedaż aktywów z segmentu energetyki rozproszonej wpisuje się w proces porządkowania portfela inwestycyjnego oraz optymalizacji struktury Grupy Polenergia.

Aktualnie wszelka działalność operacyjna w Ukrainie pozostaje zakończona, a proces likwidacji spółki został formalnie sfinalizowany zgodnie ze wpisem do ukraińskiego rejestru państwowego z dnia 11 września 2026 r.

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY BILANS
na dzień 30 września 2026 roku

AKTYWA

	30.09.2026	31.12.2025
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	**4 886 047**	**4 789 445**
Rzeczowe aktywa trwałe	39 151	19 890
Wartości niematerialne	1 380	631
Aktywa finansowe	4 814 044	4 750 140
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	2 084	18 658
Rozliczenia międzyokresowe	29 388	126
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	**422 425**	**518 098**
Należności z tytułu dostaw i usług	69 786	87 872
Należności z tytułu podatku dochodowego	16 431	-
Pozostałe należności krótkoterminowe	5 142	4 133
Rozliczenia międzyokresowe	5 756	18 458
Krótkoterminowe aktywa finansowe	6 891	50 925
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	318 419	356 710
A k t y w a r a z e m	**5 308 472**	**5 307 543**

PASYWA

	30.09.2026	31.12.2025
I. Kapitał własny	**3 561 939**	**3 558 566**
Kapitał zakładowy	154 438	154 438
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	2 240 960	2 240 960
Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
Pozostałe kapitały rezerwowe	1 128 881	999 649
Kapitał z połączenia	89 782	89 782
Zysk (Strata) z lat ubiegłych	(26 826)	(26 826)
Zysk/(Strata) netto	(38 503)	87 356
II. Zobowiązania długoterminowe	**1 647 393**	**1 641 679**
Kredyty bankowe i pożyczki	850 658	846 200
Emisja obligacji	750 000	750 000
Rezerwy	559	559
Rozliczenia międzyokresowe	22 210	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	23 966	11 830
Pozostałe zobowiązania	-	33 090
III. Zobowiązania krótkoterminowe	**99 140**	**107 298**
Kredyty bankowe i pożyczki	13 603	1 224
Emisja obligacji	22 583	11 100
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	6 732	13 266
Zobowiązania z tytułu leasingu	9 503	5 851
Pozostałe zobowiązania	12 904	31 643
Rezerwy	6 988	4 957
Rozliczenia międzyokresowe	26 827	39 257
P a s y w a r a z e m	**5 308 472**	**5 307 543**

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2026 roku

				niebadany	niebadany
	Noty	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
		30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
Przychody z umów z klientami	28	60 325	47 746	20 984	17 105
Razem inne przychody	28	-	-	-	-
Przychody ze sprzedaży		**60 325**	**47 746**	**20 984**	**17 105**
Koszt własny sprzedaży	29	(55 300)	(44 853)	(19 147)	(15 547)
Zysk brutto ze sprzedaży		**5 025**	**2 893**	**1 837**	**1 558**
Pozostałe przychody operacyjne	30	62	114	(4)	38
Koszty ogólnego zarządu	29	(108 857)	(74 307)	(36 275)	(35 311)
Pozostałe koszty operacyjne	31	(1 151)	(858)	(359)	(511)
Przychody finansowe	32	193 304	505 015	27 143	10 113
w tym dywidenda		64 943	466 270	-	-
Koszty finansowe	33	(119 953)	(281 891)	(36 116)	(30 777)
Zysk (Strata) brutto		**(31 570)**	**150 966**	**(43 774)**	**(54 890)**
Podatek dochodowy	23	(6 933)	(6 400)	(1 136)	382
Zysk (Strata) netto		**(38 503)**	**144 566**	**(44 910)**	**(54 508)**

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2026 roku

			niebadany	niebadany
	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
Zysk netto za okres	**(38 503)**	**144 566**	**(44 910)**	**(54 508)**
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków				
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	41 876	(28 701)	30 125	(2 450)
Inne całkowite dochody netto	**41 876**	**(28 701)**	**30 125**	**(2 450)**
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	**3 373**	**115 865**	**(14 785)**	**(56 958)**
Całkowity dochód za okres:	3 373	115 865	(14 785)	(56 958)
Akcjonariuszom jednostki dominującej	3 373	115 865	(14 785)	(56 958)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2026 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Kapitał z połączenia	Zysk (Strata) z lat ubiegłych	Zysk (Strata) netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2026 roku	**154 438**	**2 240 960**	**13 207**	**999 649**	**89 782**	**60 530**		**3 558 566**
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy								
Zysk (Strata) netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	-	(38 503)	(38 503)
Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	41 876	-	-	-	41 876
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym								
Podział wyniku finansowego	-	-	-	87 356	-	(87 356)	-	-
Na dzień 30 września 2026 roku	**154 438**	**2 240 960**	**13 207**	**1 128 881**	**89 782**	**(26 826)**	**(38 503)**	**3 561 939**

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2025 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Kapitał z połączenia	Zysk (Strata) z lat ubiegłych	Zysk netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2025 roku	**154 438**	**2 240 960**	**13 207**	**969 803**	**89 782**	**44 208**		**3 512 398**
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy								
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	-	144 566	144 566
Emisja akcji	-	-	-					(28 701)
Połączenie jednostek	-	-	-					
Podział wyniku finansowego	-	-	-	71 034	-	(71 034)	-	-
Na dzień 30 września 2025 roku	**154 438**	**2 240 960**	**13 207**	**1 012 136**	**89 782**	**(26 826)**	**144 566**	**3 628 263**

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH za okres 3 miesięcy zakończony dnia 30 września 2026 roku

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.Zysk (Strata) brutto	**(31 570)**	**150 966**
II.Korekty razem	**(44 669)**	**(198 612)**
Amortyzacja	8 114	6 031
Straty z tytułu różnic kursowych	(766)	(146)
Odsetki, prowizje i udziały w zyskach (dywidendy)	(14 457)	(404 538)
Strata z tytułu działalności inwestycyjnej	(55 091)	186 036
Podatek dochodowy	(16 431)	-
Zmiana stanu rezerw	2 031	(2 391)
Zmiana stanu należności	17 917	6 569
Zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	21 973	15 081
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(7 959)	(5 254)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	**(76 239)**	**(47 646)**
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	**251 885**	**473 622**
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	63	113
2. Z aktywów finansowych, w tym:	251 822	473 509
- zbycie aktywów finansowych	140 684	-
- dywidendy i udziały w zyskach	64 943	466 270
- spłata udzielonych pożyczek	21 336	4 000
- odsetki	344	-
- inne wpływy z aktywów finansowych	24 515	3 239
II.Wydatki	**130 754**	**1 125 462**
1. Nabycie wartości niematerialnych i rzeczowych aktywów trwałych	6 828	624
2. Na aktywa finansowe, w tym:	123 926	1 094 038
- nabycie aktywów finansowych	104 726	1 070 964
- udzielone pożyczki	19 200	23 074
3.Inne wydatki inwestycyjne	-	30 800
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	**121 131**	**(651 840)**
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	**-**	**750 000**
1.Kredyty i pożyczki	-	750 000
II.Wydatki	**65 790**	**70 341**
1.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu	6 952	5 370
2.Odsetki	56 399	58 687
3.Inne wydatki finansowe	2 439	6 284
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	**(65 790)**	**679 659**
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	**(20 898)**	**(19 827)**
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	**(20 898)**	**(19 827)**
F.Środki pieniężne na początek okresu	**879 946**	**805 866**
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:	**859 048**	**786 039**
- o ograniczonej możliwości dysponowania	540 998	529 112

KOSZTY WG RODZAJU

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2026	30.09.2025	30.09.2026	30.09.2025
- amortyzacja	8 114	6 031	2 939	2 030
- zużycie materiałów i energii	2 840	1 117	688	430
- usługi obce	49 809	37 797	18 575	14 843
- podatki i opłaty	232	459	262	328
- wynagrodzenia	89 663	64 619	29 007	29 739
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	13 227	8 851	3 868	3 451
- pozostałe koszty rodzajowe	272	286	83	37
Koszty według rodzaju, razem	**164 157**	**119 160**	**55 422**	**50 858**
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(108 857)	(74 307)	(36 275)	(35 311)
Razem koszt własny sprzedaży	**55 300**	**44 853**	**19 147**	**15 547**