

2026 POZOSTAŁE INFORMACJE

do rozszerzonego skonsolidowanego raportu Enea S.A. za III kwartał 2026 r.

Poznań, 18 listopada 2026 r.

Spis treści

1. Grupa Enea w liczbach ... 3

2. Organizacja i działalność Grupy Enea ... 5

2.1. Najważniejsze wydarzenia w raportowanym okresie ... 5

2.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym ... 8

2.3. Struktura Grupy Enea —stan na 30 września 2026 r. ... 9

2.4. Skład osobowy Zarządu ... 11

2.5. Skład osobowy Rady Nadzorczej ... 13

2.6. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej ... 13

2.7. Obszary biznesowe Grupy Enea ... 15

2.8. Finansowanie długoterminowe ... 15

2.9. Akcje i akcjonariat ... 21

2.10. Wykaz akcji i uprawnień do akcji Enei w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących ... 22

3. Otoczenie rynkowe ... 23

3.1. Ceny węgla energetycznego na rynkach polskim i europejskim ... 23

3.2. Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego ... 23

3.3. Ceny energii na rynku polskim ... 24

3.4. Ceny uprawnień do emisji CO_2 oraz praw majątkowych „zielonych" ... 25

4. Informacje o wynikach operacyjnych i finansowych ... 27

4.1. Wybrane dane finansowe Grupy Enea ... 27

4.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat ... 29

4.3. Sytuacja majątkowa Grupy Enea —struktura aktywów i pasywów ... 34

4.4. Sytuacja pieniężna Grupy Enea ... 36

4.5. CAPEX —nakłady inwestycyjne Grupy Enea ... 37

4.6. Dane operacyjne, finansowe i realizacja kluczowych projektów inwestycyjnych w poszczególnych Segmentach działalności ... 39

4.7. Analiza wskaźnikowa Grupy Enea ... 69

4.8. Prognozy wyników finansowych ... 69

4.9. Rating ... 69

5. Realizacja Strategii ... 70

6. Zarządzanie ryzykiem ... 83

7. Regulacje prawne ... 85

7.1. Otoczenie regulacyjne ... 85

7.2. Taryfy dla energii elektrycznej i dla usług dystrybucji energii elektrycznej ... 88

8. Inne informacje istotne do oceny sytuacji Emitenta ... 89

8.1. Zatrudnienie ... 89

8.2. Postępowania sądowe, administracyjne i arbitrażowe ... 89

8.3. Spory zbiorowe ... 90

8.4. Zasady sporządzania sprawozdań finansowych ... 91

8.5. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego Grupy Enea ... 91

8.6. Czynniki mające wpływ na osiągnięte przez Grupę Enea wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału ... 92

9. Załączniki ... 93

10. Słownik pojęć i skrótów ... 99

1. Grupa Enea w liczbach

Kwartały I–III 2026 r.

Najważniejsze dane finansowe i inwestycyjne Grupy Enea

WYNIK

EBITDA	Marża EBITDA	Przychody ze sprzedaży	Zysk netto
3 891 mln zł	**20,6%**	**18 896 mln zł**	**2 053 mln zł**

EBITDA WG. SEGMENTÓW

Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót
189 mln zł	**1 469 mln zł** Energia Konwencjonalna: 1 126 mln zł OZE: 181 mln zł Ciepło: 162 mln zł	**2 218 mln zł**	**59 mln zł**

GOTÓWKA

Przepływy operacyjne	Środki pieniężne	Zmiana kapitału obrotowego	Przepływy inwestycyjne
4 794 mln zł	**5 668 mln zł**	**1 773 mln zł**	**3 878 mln zł**

WYDOBYCIE	WYTWARZANIE	DYSTRYBUCJA	OBRÓT
Produkcja netto węgla **6,4 mln ton**	Całkowite wytwarzanie energii netto **14,9 TWh**	Dostarczona energia **15,4 TWh**	Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego klientom detalicznym **17,3 TWh**

INWESTYCJE

CAPEX
5 956 mln zł

3 największe kierunki CAPEX	mln zł	% CAPEX Grupy
Budowa bloków CCGT	2 368	40%
Dystrybucja	2 155	36%
Wydobycie	586	10%

ZADŁUŻENIE

Dług netto	Dług netto / EBITDA LTM	Zobowiązania razem	Zadłużenie ogólne
2 783 mln zł	**0,57x**	**23 466 mln zł**	**54,5%**

Grupa łączy utrzymanie stabilnych wyników i bezpiecznego poziomu zadłużenia z przyspieszeniem inwestycji. CAPEX w wysokości 5,96 mld zł był wyższy od przepływów inwestycyjnych dzięki realizacji projektów finansowanych również przez zaliczki, płatności etapowe i inne mechanizmy właściwe dla dużych inwestycji infrastrukturalnych. Największa część nakładów została skierowana na rozwój sieci dystrybucyjnej oraz budowę nowych mocy wytwórczych.

EBITDA Grupy Enea w I-III kw. 2026 r. wyniosła **3,89 mld zł**

W okresie kwartałów I-III 2026 r. Grupa Enea wypracowała wynik EBITDA na poziomie 3 891,1 mln zł, niższy o 767,1 mln zł r/r. Spadek był przede wszystkim efektem niższych wyników w Segmentach Obrotu detalicznego, Wytwarzanie Energia Konwencjonalna i Wydobycia, częściowo skompensowanych wzrostem wyniku w Segmentach Dystrybucji i Wytwarzanie OZE.

W Segmencie Wydobycia wynik EBITDA wyniósł 188,6 mln zł i był niższy o 116,3 mln zł r/r. Na wynik pozytywnie wpłynęły wyższe wydobycie i produkcja węgla handlowego oraz wzrost przychodów ze sprzedaży, osiągnięty dzięki wyższemu wolumenowi sprzedaży pomimo niższych cen na rynku węgla. Na porównywalność wyników r/r wpłynęło ponadto otrzymane odszkodowanie w wysokości 144,85 mln zł, dotyczące wylewu wód podziemnych, ujęte w I kwartale 2025 r.

Segment Wytwarzanie wypracował wynik EBITDA na poziomie 1 468,6 mln zł, zbliżonym do poziomu z analogicznego okresu ubiegłego roku. W Segmencie Energii Konwencjonalnej EBITDA spadła o 119,2 mln zł, głównie w wyniku niższej marży na odkupie energii elektrycznej oraz na współspalaniu, przy jednoczesnym wzroście marży CDS i wyższych przychodach z tytułu Rynku Mocy. W Segmencie OZE EBITDA wzrosła o 108,2 mln zł, przede wszystkim dzięki poprawie wyniku Obszaru Wiatr w efekcie przeprowadzonych akwizycji. W Segmencie Ciepło EBITDA zwiększyła się o 10,2 mln zł, głównie w związku ze wzrostem marży jednostkowej.

Segment Dystrybucji wypracował wynik EBITDA na poziomie 2 218,4 mln zł, wyższy o 119,5 mln zł r/r. Wzrost był efektem wyższej marży z działalności koncesjonowanej oraz niższego poziomu rezerw dotyczących majątku sieciowego, przy jednoczesnym wzroście kosztów operacyjnych.

W Segmencie Obrotu wynik EBITDA wyniósł 58,6 mln zł i był niższy o 528,8 mln zł r/r. Spadek wynikał głównie z pogorszenia marżowości na rynku detalicznym w segmencie klientów biznesowych oraz dużo wyższe koszty profilu i bilansowania w segmencie Taryfy G niż poziom w zatwierdzonej Taryfie URE. Dodatkowo, istotny wpływ na wynik miał wzrost wykorzystania rezerw, przede wszystkim rezerwy na Taryfę G.



Budujemy Eneę przyszłości, łącząc odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne z konsekwentną transformacją całej Grupy. Obejmuje ona rozwój i modernizację źródeł wytwórczych, rozbudowę inteligentnych sieci dystrybucyjnych, inwestycje w OZE i magazyny energii, a także cyfryzację i standaryzację procesów biznesowych. Wdrażamy rozwiązania zwiększające odporność oraz elastyczność systemu elektroenergetycznego i umożliwiające lepsze wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych. Równolegle rozwijamy narzędzia cyfrowe, automatyzujemy procesy i doskonalimy model obsługi klientów. W ten sposób zwiększamy efektywność Grupy, przygotowujemy ją do funkcjonowania w nowym modelu energetyki i budujemy podstawy trwałego, odpowiedzialnego wzrostu jej wartości.

Grzegorz Kinelski, Prezes Zarządu Enei

Transformacja Grupy Enea ma jasno określony kierunek. Dziś istniejące aktywa konwencjonalne wspierają bezpieczeństwo dostaw. Równolegle Grupa rozwija sieci dystrybucyjne, buduje nowe moce gazowe i przygotowuje magazyny energii. Cyfryzacja pozwala coraz lepiej zarządzać całym portfelem, a zmiany organizacyjne wzmacniają koncentrację na kliencie. Każdy z tych elementów pełni inną funkcję, ale razem tworzą bardziej elastyczny, odporny i konkurencyjny model energetyki. Pozwala on odpowiadać na bieżące potrzeby systemu, a jednocześnie przygotowywać go na rosnący udział OZE, elektryfikację gospodarki i wzrost zapotrzebowania na energię.

Transformacja nie jest więc celem samym w sobie, lecz drogą do utrzymania bezpieczeństwa energetycznego, zwiększania konkurencyjności Grupy i tworzenia warunków długoterminowego rozwoju gospodarki. Realizujemy ją, efektywnie wykorzystując potencjał istniejących aktywów i stopniowo zmieniając strukturę portfela Grupy.

2. Organizacja i działalność Grupy Enea

2.1. Najważniejsze wydarzenia w raportowanym okresie

Do dnia publikacji Sprawozdania za I-III kwartał 2026 r. **Enea Operator** uruchomiła pięć transz pożyczki ze środków **KPO** **na łączną kwotę ok. 928 mln zł**

W maju 2026 r. **Enea Nowa Energia** zawarła umowę pożyczki z **KPO** na ponad **417 mln zł**, celem finansowania **11** projektów **PV** o łącznej mocy ok. **268 MW**

19 maja 2026 r. **Enea zawarła z BGK** aneks zwiększający finansowanie z **KPO** do kwoty **10,34 mld zł**

23 czerwca 2026 r. **Enea Trading** zawarła 15-letnią umowę na usługi **regazyfikacji LNG** w Terminalu FSRU-2, wspierając **zabezpieczenie paliwa dla przyszłych aktywów gazowych**

27 lipca 2026 r. **Enea Operator** zawarła z **NFOŚiGW** umowę o wartości **ok. 203 mln zł** na dofinansowanie projektów zasilania **28** stacji ładowania o łącznej mocy ok. **97,7 MW**

- 2 stycznia 2026 r. Enea poinformowała o ostatecznych wynikach aukcji głównej Rynku Mocy na 2030 r., zakończonej ceną 465,02 zł/kW/r. Grupa Enea zakontraktowała 661 MW obowiązków mocowych dla istniejących jednostek, w tym ponad 600 MW dla bloków nr 5, 7 i 9 w El. Połaniec. Bloki nr 5 i 7 objęto kontraktami pięcioletnimi, a blok nr 9 siedmioletnim.
- 13 lutego, 2 kwietnia oraz 9 lipca 2026 r. Enea uruchomiła odpowiednio trzecią, czwartą i piątą transzę pożyczki ze środków KPO w ramach umowy z Bankiem Gospodarstwa Krajowego („BGK"), zawartej w 2025 r. Transze w wysokości odpowiednio 278 mln zł, blisko 282 mln zł oraz 138 mln zł w całości przekazano Enei Operator odpowiednio w dniach ich uruchomienia.
- 16 lutego 2026 r. rozpoczęto budowę bloków gazowo – parowych w El. Kozienice o łącznej zainstalowanej mocy brutto ok. 1 336 MWe. Projekt jest kluczowym elementem zmiany miksu energetycznego Grupy. Nowe jednostki mają zastępować część stopniowo wycofywanych mocy węglowych, stabilizować pracę systemu przy rosnącym udziale OZE oraz wzmacniać elastyczność portfela wytwórczego Enei. Wprowadzenie energii z pierwszego i drugiego uruchomionego bloku do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE") planowane jest odpowiednio na marzec oraz czerwiec 2029 r.
- 31 marca 2026 r. Enea Operator zawarła pierwszą w Polsce umowę na świadczenie usługi Interwencyjnej Mocy Biernej („IRB"), która pozwala wykorzystywać farmy wiatrowe i fotowoltaiczne do zarządzania poziomami napięć w sieci, ograniczając ryzyko jej przeciążeń oraz konieczność zmniejszania produkcji energii z OZE.
- W maju 2026 r. Enea Nowa Energia zawarła z BGK umowę pożyczki ze środków KPO na ponad 417 mln zł, umożliwiającej refinansowanie do 90% kosztów kwalifikowalnych inwestycji o wartości ok. 464 mln zł. Środki przeznaczono na budowę i rozwój 11 projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 268 MW, rozwijanych przez Eneę Nowa Energia i jej trzy spółki zależne, w województwach wielkopolskim, zachodniopomorskim i lubuskim. Pożyczki udzielono na preferencyjnych warunkach na okres do 15 lat od daty pierwszego wykorzystania środków, nie dłużej niż do czerwca 2041 r. Celem inwestycji jest nie tylko zwiększenie mocy zainstalowanej, lecz stworzenie rentownego i skalowalnego biznesu OZE.
- 19 maja 2026 r. Enea podpisała aneks do umowy pożyczki z BGK, finansowanej ze środków KPO (Inwestycja G3 1.4 – Fundusz Wsparcia Energetyki, komponent G – RePowerEU), zwiększający finansowanie o ok. 345 mln zł, tj. z blisko 10 mld zł do ok. 10,34 mld zł. Środki przeznaczono na modernizację i rozwój sieci dystrybucyjnej Enei Operator.
- 23 czerwca 2026 r. Enea Trading, w ramach Procedury Open Season FSRU-2 („Floating Storage Regasification Unit") zawarła z operatorem systemu przesyłowego Gaz-System S.A. umowę dotyczącą usług regazyfikacji w Terminalu FSRU-2 w Zatoce Gdańskiej. Szacowana wartość opłat za usługi regazyfikacji w okresie 15 lat wynosi ok. 1 230 mln zł. Umowa zapewnia Grupie Enea dostęp do infrastruktury umożliwiającej odbiór LNG dostarczanego drogą morską, wspierając zabezpieczenie paliwa dla przyszłych aktywów gazowych i transformację miksu wytwórczego. Projekt zwiększy możliwości importu gazu do Polski i regionu, wspierając bezpieczeństwo energetyczne, rozwój krajowej infrastruktury gazowej oraz polskiego regionalnego hubu gazowego.
- 25 czerwca 2026 r. Enea oraz trzy pozostałe największe polskie spółki energetyczne podpisały list intencyjny dotyczący współpracy przy odbudowie i modernizacji infrastruktury energetycznej Ukrainy. W długim horyzoncie współpraca może przyczynić się do rozwoju połączeń transgranicznych i wzmocnienia infrastruktury energetycznej w regionie i Europie. Dla Enei oznacza to przygotowanie kompetencji i potencjału do przyszłej współpracy regionalnej. List podpisano podczas Międzynarodowej Konferencji na rzecz Odbudowy Ukrainy w Gdańsku.
- 27 lipca 2026 r. Enea Operator podpisała z NFOŚiGW umowę na dofinansowanie projektu *Rozbudowa sieci elektroenergetycznej Enea Operator sp. z o.o. na potrzeby ogólnodostępnych stacji ładowania dużych mocy – AFIR 1.* Projekt obejmuje 24 zadania inwestycyjne dotyczące budowy i modernizacji ponad 200 km sieci elektroenergetycznej na potrzeby 28 stacji ładowania o łącznej mocy przyłączeniowej 97,7 MW. Inwestycje będą realizowane w województwach kujawsko – pomorskim, lubuskim, wielkopolskim i zachodniopomorskim, zapewniając zasilanie

stacji ładowania zlokalizowanych przy autostradach, drogach ekspresowych oraz centrach logistycznych. Wartość projektu i dofinansowania z NFOŚiGW wynosi ok. 203 mln zł.

- W lipcu 2026 r. Enea Trading zawarła umowę z Transition Technologies-Systems na rozbudowę środowiska IT wspierającego zarządzanie OZE i magazynami energii. Projekt obejmuje rozwój platformy Energy Link w celu monitorowania aktywów w czasie rzeczywistym, prognozowania produkcji energii i optymalizacji pracy instalacji oraz systemu LUXtrade o funkcje automatyzacji handlu energią, zarządzania portfelem OZE i magazynów energii oraz wsparcia usług systemowych. Wartość projektu wynika przede wszystkim z możliwości efektywniejszego wykorzystania portfela aktywów, ograniczenia kosztów bilansowania i usprawnienia procesu decyzyjnego, a nie z samego wdrożenia technologii.

Grupa Enea zabezpieczyła **kontrakty mocowe** na blisko **1,6 GW** na **2027 r.**

- 8 września 2026 r. Enea S.A. powzięła informację o wstępnych wynikach aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na 2027 r. opublikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Cena zamknięcia aukcji mocy wyniosła 325,55 zł/kW/rok. Enea S.A. szacuje, że przychody Grupy z tej aukcji wyniosą ok. 519 mln zł przy zakontraktowanej mocy 1 595 MW. Łączne szacowane przychody Grupy Enea z Rynku Mocy na 2027 r., uwzględniające wcześniej zakontraktowane obowiązki mocowe wyniosą ok. 1,3 mld zł. Ponad 1 557 MW mocy zakontraktowanej w aukcji uzupełniającej na 2027 r. dotyczy bloków nr 5,6,8,9 i 10 w El. Kozienice.

1 października 2026 r. sfinalizowano reorganizację Grupy Enea, **rozdzielając działalność handlową od funkcji holdingowych** i przenosząc ją do **Enei Sprzedaż**

- W ramach reorganizacji Grupy Enea, zakładającej rozdzielenie działalności handlowej od funkcji holdingowych, zrealizowany został proces podziału Enea S.A. poprzez przeniesienie wyodrębnionej organizacyjnie, funkcjonalnie i finansowo zorganizowanej części przedsiębiorstwa („ZCP"), obejmującej obrót energią elektryczną i paliwami gazowymi do Enea Power&Gas Trading. Enea S.A. zachowała rolę spółki holdingowej, realizującej zadania właścicielskie, usługowe i wspierające na rzecz pozostałych podmiotów Grupy. Podział został przeprowadzony bez obniżenia kapitału zakładowego Enea S.A. w zamian za objęcie przez Enea S.A. 4 828 137 nowych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym Enea Power&Gas Trading. 31 lipca 2026 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie („NWZ") Enea S.A. podjęło uchwałę o przerwie w obradach do 20 sierpnia 2026 r. w związku z koniecznością uzyskania m.in. zgody Rady Ministrów na przeprowadzenie podziału. Po jej uzyskaniu 20 sierpnia 2026 r. NWZ Enea S.A. zatwierdziło podział Spółki, a Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Enea Power&Gas Trading wyraziło zgodę na udział spółki w tym procesie. 1 października 2026 r. ww. podział zarejestrowano w KRS. W wyniku podziału kapitał zakładowy Enea Power&Gas Trading wzrósł z kwoty 17 186 300 zł do kwoty 500 000 000 zł, tj. o kwotę 482 813 700 zł. Zmieniono nazwę spółki na Enea Sprzedaż, przeniesiono jej siedzibę z Warszawy do Poznania oraz rozszerzono przedmiot działalności („PKD") o obszar związany z przejmowaną działalnością. Reorganizacja oddzieliła działalność sprzedażową od funkcji strategiczno-zarządczych holdingu. Enea S.A. koncentruje się na zarządzaniu Grupą, alokacji kapitału i realizacji Strategii, natomiast Enea Sprzedaż odpowiada za rozwój oferty oraz obsługę klientów B2B i B2C. Celem zmiany jest skrócenie procesu decyzyjnego, zwiększenie odpowiedzialności za wynik działalności handlowej oraz szybsze dostosowywanie produktów do potrzeb klientów.



Powołanie Enei Sprzedaż to odpowiedź na zmieniający się rynek energii i rosnące oczekiwania klientów. Wyspecjalizowana organizacja sprzedażowa pozwoli nam działać sprawniej, szybciej rozwijać ofertę i elastyczniej odpowiadać na potrzeby różnych grup odbiorców. Chcemy przy tym łączyć dwie rzeczy, które są szczególnie ważne: stabilność i przewidywalność dla klientów z dostępem do nowych możliwości, jakie otwiera transformacja energetyczna.

Eryk Kosiński, Wiceprezes Enei ds. Korporacyjnych

2.1.1. Pozostałe zmiany kapitałowe w strukturze Grupy Enea

Data / okres	Podmiot / Rodzaj zmiany	Opis i skutek
Zmiany kapitałowe		
27 kwietnia 2026 r.	Enea Eko sp. z o.o. ↗ Podwyższenie kapitału	W ramach NZW[1] Enei Eko z 21 stycznia 2026 r. podwyższono kapitał zakładowy o 700 000 zł, tj. z 11 000 000 zł do 11 700 000 zł poprzez wniesienie przez Eneę S.A. wkładu pieniężnego w wysokości 14 000 000 zł, z czego 700 000 zł przeznaczono na kapitał zakładowy Enei Eko, a 13 300 000 zł na kapitał zapasowy. Rejestracja podwyższenia w KRS nastąpiła 27 kwietnia 2026 r.
17 lutego 2026 r.	ElectroMobility Poland S.A. ↗ Podwyższenie kapitału; zmniejszenie udziału Enea S.A.	Po rejestracji podwyższenia w KRS udział Enei S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility Poland S.A. zmniejszył się z 2,3% do 0,94%.
9 marca 2026 r.	Enea Elkogaz sp. z o.o. ↗ Podwyższenie kapitału	W KRS zarejestrowano podwyższenie kapitału zakładowego spółki o 12 000 000 zł, tj. ze 108 000 000 zł do 120 000 000 zł.
8 czerwca 2026 r.	Enea Elkogaz sp. z o.o. ↗ Podwyższenie kapitału	W ramach NZW[1] Enei Elkogaz z 19 maja 2026 r. podwyższono kapitał zakładowy o 15 000 000 zł, tj. ze 120 000 000 zł do 135 000 000 zł. Enea S.A. objęła wszystkie nowe udziały za 708 563 291,86 zł, z czego 15 000 000 zł przeznaczono na kapitał zakładowy Enei Elkogaz, a 693 563 291,86 zł na kapitał zapasowy. Rejestracja podwyższenia w KRS nastąpiła 8 czerwca 2026 r.
30 września 2026 r.	ElectroMobility Poland S.A. ↗ Podwyższenie kapitału; zmniejszenie udziału Enea S.A.	W ramach NWZ[2] z 25 sierpnia 2026 r. podwyższono kapitał zakładowy o 4 499 998 421,14 zł, tj. z 1 314 555 855,05 zł do 5 814 554 276,19 zł, przez emisję 913 466 imiennych akcji zwykłych serii E o wartości nominalnej i cenie emisyjnej 4 926,29 zł za każdą akcję. Emisja została przeprowadzona w drodze subskrypcji prywatnej skierowanej do NFOŚiGW i pokryta wyłącznie wkładami pieniężnymi. Rejestracja podwyższenia w KRS nastąpiła 30 września 2026 r. Udział Enei S.A. w kapitale zakładowym tej spółki uległ obniżeniu z 0,94% do 0,21%.
18 września 2026 r.	Polimex Mostostal S.A. ↗ Podwyższenie kapitału; zmniejszenie udziału Enea S.A.	Kapitał zakładowy Polimex Mostostal S.A. wzrósł o 8 500 000 zł, tj. z 513 737 604 zł do 522 237 604 zł w wyniku dopuszczenia do obrotu 4 250 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S o wartości nominalnej 2 zł każda. Przy niezmienionej posiadanej liczbie akcji udział Enea S.A. w kapitale zakładowym spółki zmniejszył się z 15,76% do 15,50%.
Zmiany transakcyjne		
12 lutego (nabycie) oraz luty-marzec 2026 r. (zbycie)	Polimex Mostostal S.A. ⇄ Nabycie i zbycie akcji	W ramach opcji „call 19" Enea S.A. nabyła od Towarzystwa Finansowego Silesia sp. z o.o. 375 000 akcji Polimex Mostostal S.A., powstałych w wyniku konwersji obligacji zamiennych na akcje. W efekcie Enea S.A. posiadała 40 850 024 akcje, odpowiadające 16,09% kapitału zakładowego spółki. Następnie Enea S.A. zbyła na GPW 375 000 akcji Polimex Mostostal S.A. Stan posiadania przez Eneę S.A. akcji spółki po transakcjach: 40 475 024 akcje, stanowiące 15,94% jej kapitału zakładowego.
17 kwietnia 2026 r. (nabycie) / 22 maja 2026 r. (zmiana nazwy i siedziby spółki)	Enea Nowa Energia sp. z o.o. ⇄ Nabycie udziałów / ✎ Formalne	Enea Nowa Energia nabyła 100% udziałów V-Ridium Zaklików sp. z o.o., będącej właścicielem farmy wiatrowej o mocy 11 MW. 22 maja 2026 r. zmianie uległa nazwa i siedziba V-Ridium Zaklików. Spółka przyjęła nazwę Enea FW Zaklików sp. z o.o., a jej siedzibę przeniesiono z Warszawy do Poznania.
Kwiecień (zbycie) / 4 maja 2026 r. (nabycie)	Polimex Mostostal S.A. ⇄ Zbycie i nabycie akcji	Enea S.A. zbyła na GPW 375 000 akcji Polimex Mostostal S.A. po czym, w ramach realizacji opcji „call 20"[3] nabyła 375 000 akcji ww. spółki od Towarzystwa Finansowego Silesia sp. z o.o. Stan posiadania akcji przez Eneę S.A. akcji spółki po transakcjach: 40 475 024 akcje, stanowiące 15,85% jej kapitału zakładowego.
26 maja 2026 r. (nabycie) / 22 lipca 2026 r. (zmiana nazwy i siedziby spółki)	Enea Nowa Energia sp. z o.o. ⇄ Nabycie udziałów/ ⇄ ✎ Formalne	Enea Nowa Energia 26 maja 2026 r. nabyła 100% udziałów Windnet 2 sp. z o.o., będącej właścicielem farmy wiatrowej Nowe Miasto Lubawskie o mocy 6,6 MW i projektu magazynu energii o mocy 3 MW. 22 lipca 2026 r. zarejestrowano w KRS zmianę nazwy ww. spółki na Enea FW Nowe Miasto Lubawskie sp. z o.o. oraz przeniesienie jej siedziby z Warszawy do Poznania.
Lipiec-sierpień (zbycie) / 3 sierpnia 2026 r. (nabycie)	Polimex Mostostal S.A. ⇄ Zbycie i nabycie akcji	Enea S.A. zbyła na GPW łącznie 375 000 akcji Polimex Mostostal S.A., po czym, w ramach realizacji opcji „call 21", nabyła 375 000 akcji ww. spółki od Towarzystwa Finansowego Silesia sp. z o.o. Stan posiadania przez Eneę S.A. akcji spółki po transakcjach: 40 475 024 akcje, stanowiące 15,76% jej kapitału zakładowego.
Zmiany reorganizacyjne		
31 lipca 2026 r.	Enea Nowa Energia sp. z o.o. (spółka przejmująca); EN101, EN102, EN103, EN201, EN202, EN203 - sp. z o.o.[4] (spółki przejmowane) ↔ Reorganizacyjne - połączenie spółek	Plan połączenia ww. spółek przyjęto 21 kwietnia 2026 r. 20 lipca 2026 r. NZW[1] spółek przejmowanych podjęły uchwały w sprawie połączenia z Eneą Nową Energia. Połączenie zarejestrowano w KRS 31 lipca 2026 r.
2 lipca 2026 r.	Enea Elektrownia Połaniec S.A. ↔ Reorganizacyjne - przekształcenie formy prawne	NWZ[2] 1 czerwca 2026 r. uchwaliło przekształcenie spółki w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, którego rejestracji dokonano 2 lipca 2026 r.
30 września 2026 r.	Enea Nowa Energia sp. z o.o. (spółka przejmująca); Enea PV Gablin, Enea PV Stare Brynki i Enea PV Rydzyna - sp. z o.o.[5] (spółki przejmowane) ↔ Reorganizacyjne - planowane połączenie	Plan połączenia ww. spółek przyjęto 23 czerwca 2026 r. 16 września 2026 r. NZW[1] spółek przejmowanych podjęły uchwały w sprawie połączenia z Eneą Nową Energia. Połączenie zarejestrowano w KRS 30 września 2026 r.
1 lipca 2026 r.	Enea Ciepło sp. z o.o. ↔ Reorganizacyjne – integracja organizacyjna	Zakończono proces połączenia Enea Ciepło Centrala i Enea Ciepło Oddział, w wyniku którego Enea Ciepło Oddział utraciła status odrębnej jednostki organizacyjnej. Enea Ciepło działa obecnie jako jeden pracodawca w ramach jednolitej struktury.

Data / okres	Podmiot / Rodzaj zmiany	Opis i skutek
Zmiany formalne		
24 marca 2026 r.	Enea Kozienice Peak sp. z o.o. ✎ Zmiana nazwy	W KRS zarejestrowano zmianę umowy Enea Kozienice Peak, obejmującą zmianę nazwy spółki na Enea Ekopeak sp. z o.o.
1 kwietnia 2026 r.	Farma Wiatrowa Bejsce sp. z o.o. ✎ Zmiana nazwy i siedziby	W KRS zarejestrowano zmianę umowy Farma Wiatrowa Bejsce, obejmującą zmianę nazwy spółki na Enea FW Bejsce sp. z o.o. oraz przeniesienie jej siedziby z Radomia do Poznania.
Likwidacje		
Od 1 stycznia 2026 r.	EE Grunhof GmbH; EE Pommern GmbH (należące do Enea Nowa Energia sp. z o.o.) × Likwidacja	Ww. spółki należące do Enei Nowa Energia znajdują się w procesie likwidacji. Jej celem jest uproszczenie struktury organizacyjnej z zachowaniem wartości operacyjnej tych projektów.
Finansowanie		
Marzec, maj i wrzesień 2026 r.	Enea Operator sp. z o.o. ¤ Refundacja dotacji KPO	Na podstawie złożonych przez Enea Operator wniosków o płatność kolejno na 221 mln zł, 163,5 mln zł oraz 572,4 mln zł, spółka otrzymała łącznie 957 mln zł refundacji dotacji na realizację projektu *Budowa i przebudowa sieci dystrybucji energii elektrycznej Enea Operator w celu zwiększenia potencjału przyłączania OZE na obszarach wiejskich*. Projekt został dofinansowany przez NFOŚiGW w ramach inwestycji G1.2.4 KPO, komponent REPowerEU. Zakres rzeczowy projektu został zakończony. Trwa etap końcowych rozliczeń z NFOŚiGW. W październiku 2026 r. złożono wniosek końcowy obejmujący 100% kosztów kwalifikowalnych. Łączna kwota dotacji wynosi 1,15 mld zł.

[1] Nadzwyczajne Zgromadzenie/a Wspólników
[2] Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy
[3] Nabycie akcji powstałych w wyniku konwersji obligacji zamiennych na akcje
[4] EN101 sp. z o.o., EN102 sp. z o.o., EN103 sp. z o.o., EN201 sp. z o.o., EN202 sp. z o.o., EN203 sp. z o.o.
[5] Enea PV Gablin sp. z o.o., Enea PV Stare Brynki sp. z o.o., Enea PV Rydzyna sp. z o.o.

2.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym

- 7 października 2026 r. Enea oraz pozostałe kluczowe spółki sektora energetycznego i wydobywczego podpisały w Ministerstwie Aktywów Państwowych porozumienie o współpracy i utworzeniu sektorowego mechanizmu wymiany informacji o zagrożeniach dla bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej. Jego celem jest zapewnienie sprawnej wymiany informacji o zagrożeniach i incydentach, wypracowanie wspólnych standardów bezpieczeństwa oraz budowanie świadomości sytuacyjnej w sektorze.

- 22 października 2026 r. Enea Elektrownia Połaniec nabyła 100% udziałów w kapitale zakładowym EPLANT 81 sp. z o.o. Transakcja miała na celu zabezpieczenie możliwości realizacji projektu budowy bateryjnego magazynu energii elektrycznej o mocy 200 MW poprzez przejęcie podmiotu posiadającego warunki przyłączenia do krajowego systemu elektroenergetycznego. Tego samego dnia NZW EPLANT 81 sp. z o.o. podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 100 000 zł, poprzez wniesienie przez Eneę Elektrownię Połaniec wkładu pieniężnego w wysokości 10 215 326,31 zł, przy czym 100 000 zł przeznaczono na kapitał zakładowy, a 10 115 326,31 zł na kapitał zapasowy spółki. Dokapitalizowanie spółki miało na celu zapewnienie środków finansowych na działania związane z jej przejęciem przez Eneę Elektrownię Połaniec. Podwyższenie kapitału oczekuje na wpis do KRS.

- 27 października 2026 r. Grupa Enea i Krajowa Grupa Spożywcza („KGS") podpisały ramowy plan współpracy dotyczący rozwoju projektów biometanowych. Dokument, podpisany w siedzibie Ministerstwa Aktywów Państwowych, zakłada przygotowanie i ocenę modelu rozwoju biometanowni o łącznej mocy ok. 60 MW oraz opracowanie studiów wykonalności dla sześciu lokalizacji przy siedmiu cukrowniach KGS. Współpraca połączy kompetencje Enei w obszarze energetyki, transformacji energetycznej, finansowania i realizacji projektów infrastrukturalnych z zapleczem surowcowym i potencjałem KGS w sektorze rolno-spożywczym, tworząc podstawy do rozwoju produkcji biometanu przy polskich cukrowniach.



Biometan łączy zalety OZE z możliwością stabilnego wykorzystania w obszarach, w których dziś stosowany jest gaz ziemny. Chcemy połączyć zaplecze surowcowe Krajowej Grupy Spożywczej z kompetencjami Enei, aby wspólnie wypracować efektywny model produkcji i sprzedaży tego paliwa.

Stanisław Tokarski, Wiceprezes Enei ds. Handlowych

29 października 2026 r. **Enea S.A.** zawarła umowę **programu emisji obligacji hybrydowych** do kwoty **5 mld zł**

- 29 października 2026 r. Enea S.A. zawarła z BGK, Bankiem Pekao S.A. oraz PKO BP S.A. umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji hybrydowych do kwoty 5 mld zł, umożliwiającą wielokrotne emisje w ramach dostępnego limitu. Spółka planuje przeprowadzenie w IV kwartale 2026 r. lub w I połowie 2027 r. pierwszej emisji obligacji hybrydowych o wartości do 2,5 mld zł. Obligacje będą oprocentowane wg. zmiennej stopy procentowej, oferowane publicznie wyłącznie inwestorom kwalifikowanym oraz przewidziane do wprowadzenia do alternatywnego systemu obrotu. Ostateczna decyzja o emisji oraz jej parametry, w tym wartość nominalna i marża, będą uzależnione m.in. od wyników procesu budowania księgi popytu oraz sytuacji na krajowym rynku obligacji. Wykorzystanie obligacji hybrydowych może wzmocnić długoterminową strukturę finansowania Grupy, zwiększyć jej elastyczność finansową oraz zdywersyfikować źródła finansowania programu inwestycyjnego. Zakłada się uzyskanie dla obligacji 50% udziału kapitałowego w ocenie ratingowej („equity credit"), przy czym jego przyznanie będzie zależeć od ostatecznych warunków emisji oraz oceny agencji ratingowej.
- 16 listopada 2026 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Enea S.A. („NWZ") podjęło następujące uchwały: w sprawie powołania w skład Rady Nadzorczej Spółki XII kadencji Pana Marka Gajdzińskiego oraz w sprawie przyjęcia dokumentu pn. *Polityka DEIB Grupy Enea oraz Polityka Różnorodności i równowagi płci w organach Enea S.A.*

2.3. Struktura Grupy Enea —stan na 30 września 2026 r.

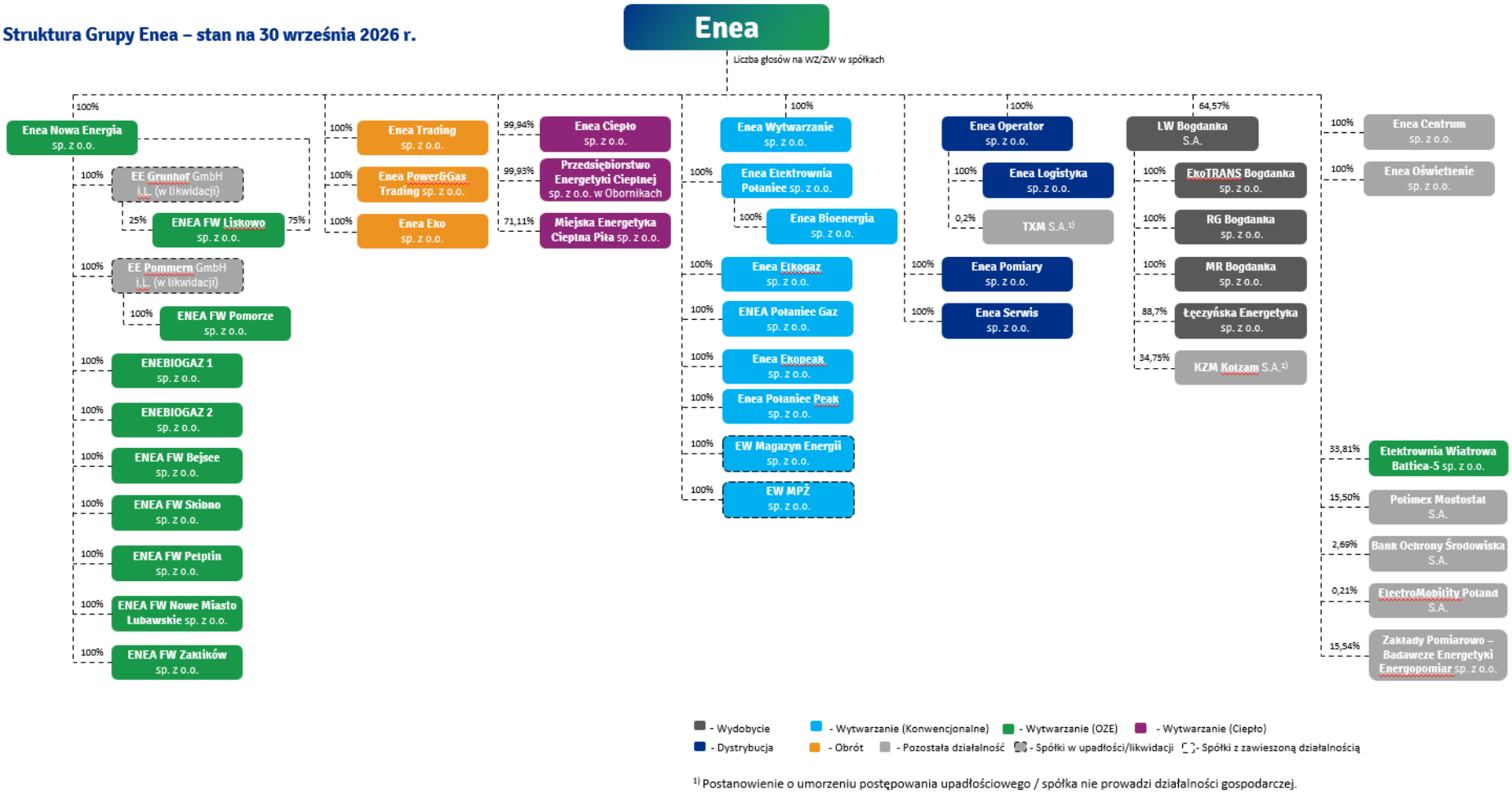
W obrębie Grupy Enea funkcjonują następujące Segmenty działalności, tj.: Wydobycie, Wytwarzanie Energia Konwencjonalna, Wytwarzanie OZE i Wytwarzanie Ciepło, Dystrybucja i Obrót (w podziale na dwa Segmenty: Obrót detaliczny, Obrót hurtowy).

W obrębie Grupy Enea funkcjonuje 8 wiodących podmiotów, tj. Enea S.A. (obrót energią elektryczną[1]), Enea Operator sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), Enea Wytwarzanie sp. z o.o., Enea Elektrownia Połaniec sp. z o.o. i Enea Nowa Energia sp. z o.o. (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej), Enea Trading sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną), Enea Ciepło sp. z o.o. (produkcja i sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej) oraz LW Bogdanka S.A. (wydobycie węgla). W strukturze Grupy zawarto również pozostałe spółki bezpośrednio i pośrednio zależne od Enei oraz spółki, w których Enea posiada udziały mniejszościowe. W dokumencie nazwy spółek mogą być pokazywane bez skróconej formy organizacyjno-prawnej, a ilekroć jest mowa o „Spółce" lub „Emitencie", rozumie się przez to Eneę S.A.

[1] Od 1 października 2026 r. funkcję tą przejęła Enea Sprzedaż sp. z o.o. Enea S.A. z dniem 1 października 2026 r. przejęła funkcję centrum strategiczno —zarządczego Grupy

Szczegółowe informacje nt. struktury Grupy Enea, informacje o spółkach zależnych (w tym pośrednio zależnych) oraz spółkach stowarzyszonych znajdują się w punkcie 2 *Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2026 r.*

Struktura Grupy Enea – stan na 30 września 2026 r.



1) Postanowienie o umorzeniu postępowania upadłościowego / spółka nie prowadzi działalności gospodarczej.

Zarząd Enea S.A. **tworzą menedżerowie z eksperckim doświadczeniem** w obszarze energetyki, ekonomii i zarządzania przedsiębiorstwem, zdobywanym **w krajowych oraz międzynarodowych koncernach energetycznych**

2.4. Skład osobowy Zarządu



Grzegorz Kinelski

Prezes Zarządu

Menedżer z ponad 30-letnim doświadczeniem w sektorze energetycznym, zdobywanym m.in. w Vattenfall, Tauronie, Enei, PKP Energetyce i Veolii. Specjalizuje się w handlu energią i gazem, restrukturyzacji i zarządzaniu dużymi organizacjami. Doktor nauk ekonomicznych, nauczyciel akademicki i autor publikacji. Absolwent MBA Uniwersytetu Dominikańskiego w Chicago oraz międzynarodowych studiów menedżersko-marketingowych na Uniwersytecie Technologicznym w Brnie. W Grupie Enea odpowiada za całość działalności Spółki i Grupy Kapitałowej.



Przemysław Baszak

Członek Zarządu ds. Bezpieczeństwa

Menedżer z wieloletnim doświadczeniem w obszarze bezpieczeństwa państwa i biznesu, obejmującym kierownicze stanowiska w Policji, ABW (w tym Doradca Szefa ABW) oraz administracji rządowej. Absolwent studiów Master of Business Administration (MBA) w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie.

W Grupie Enea odpowiada za obszar bezpieczeństwa.



Bartosz Krysta

Członek Zarządu ds. Handlowych do 13 września 2026 r.

Doktor nauk ekonomicznych z 29-letnim doświadczeniem w handlu energią i zarządzaniu portfelem. Pracował m.in. w Vattenfall, Tauronie, Enei Trading, Zarmen Energia oraz Veolii Energia Warszawa, gdzie odpowiadał za obszary handlowe i rozwój działalności.

W Grupie Enea nadzorował obrót energią, obsługę klientów oraz regulacje branżowe.



Marek Lelątko

Członek Zarządu ds. Finansowych

Menedżer z ponad 25-letnim doświadczeniem w finansach i energetyce. Pracował m.in. w Vattenfall, Tauronie, Enei Operator i PKP Energetyka (inwestycja CVC Capital Partners), gdzie odpowiadał za finanse, controlling, strategię i obrót energią. Absolwent Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach, posiada tytuł Executive MBA Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie i Stockholm University School of Business.

W Grupie Enea nadzoruje finanse, księgowość, controlling, ryzyko, ESG i ICT.

6 sierpnia 2026 r. Zarząd Enea S.A. otrzymał **rezygnację Pana Bartosza Krysty** z pełnienia funkcji **Członka Zarządu ds. Handlowych** oraz członkostwa w Zarządzie Enea S.A. ze skutkiem na dzień **13 września 2026 r.**

16 września 2026 r. Rada Nadzorcza Enei podjęła **uchwałę o powołaniu z dniem 1 października 2026 r. Pana Stanisława Tokarskiego na stanowisko Członka Zarządu ds. Handlowych** na trzyletnią wspólną kadencję

Na **dzień publikacji** niniejszego Sprawozdania Zarząd Enea S.A. działa w **sześcioosobowym składzie**

Członkowie Zarządu Enea S.A., powołani z dniem 1 lipca oraz 1 października 2026 r.:



Eryk Kosiński

Członek Zarządu ds. Korporacyjnych od 1 lipca 2026 r.

Profesor nauk prawnych, wykładowca na uczelniach zagranicznych; autor licznych publikacji z zakresu m.in. prawa energetycznego, publicznego prawa gospodarczego, finansów publicznych, prawa ochrony konkurencji, prawa transportowego, prawnej regulacji inwestycji infrastrukturalnych i zamówień publicznych.

W Grupie Enea odpowiada za obszar korporacyjny, prawny i compliance.



Adrian Moliński

Członek Zarządu ds. Współpracy Regionalnej od 1 lipca 2026 r.

Posiada ponad 29-letnie doświadczenie zawodowe, w tym ponad 22-letnie na stanowiskach kierowniczych. Magister ekonomii Uniwersytetu Szczecińskiego, specjalność: finanse i bankowość oraz absolwent MBA w Zachodniopomorskiej Szkole Biznesu w Szczecinie. Pracował m.in. w administracji rządowej w Ministerstwie Skarbu Państwa oraz na stanowiskach menedżerskich w spółkach Grupy Enea.

W Grupie Enea odpowiada za obszar współpracy regionalnej, Local Content i dialogu społecznego.



Stanisław Tokarski

Członek Zarządu ds. Handlowych od 1 października 2026 r.

Ekspert w dziedzinie energetyki, profesor GIG, od ponad 40 lat związany z sektorem energetycznym, prowadzi działalność naukowo-badawczą, projektową i doradczą w zakresie transformacji energetyki i przemysłu. Od 2016 r. związany z AGH i GIG. W latach 2008-2015 zajmował kluczowe stanowiska zarządcze w Grupie TAURON. Obecnie działa w krajowych i międzynarodowych organizacjach branżowych. Autor licznych publikacji i komentarzy z zakresu regulacji środowiskowych, klimatycznych i rynkowych w energetyce.

W Grupie Enea odpowiada za obszar handlowy.

2.5. Skład osobowy Rady Nadzorczej



2.6. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

24 kwietnia 2026 r. **Rada Nadzorcza Enei** powołała do Zarządu Enei: Pana Grzegorza Kinelskiego, Pana Bartosza Krystę, Pana Marka Lelątko i Pana Przemysława Baszaka na nową trzyletnią **wspólną kadencję**

- 8 stycznia 2026 r. NWZ Enea S.A. powołało Pana Adama Grzebielucha w skład Rady Nadzorczej Spółki XI kadencji, ze skutkiem na ten sam dzień.
- 9 kwietnia 2026 r. Zarząd Enea S.A. otrzymał informację o rezygnacji Pani Dalidy Gepfert, Członka Zarządu ds. Korporacyjnych z ubiegania się o wybór w następnej kadencji. Przyczyna rezygnacji nie została wskazana.
- 24 kwietnia 2026 r. Rada Nadzorcza Enea S.A. powołała na nową trzyletnią wspólną kadencję (ze skutkiem od dnia następującego po dniu odbycia ZWZ Enea S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2025 rok): Pana Grzegorza Kinelskiego na stanowisko Prezesa Zarządu, Pana Bartosza Krystę na stanowisko Członka Zarządu ds. Handlowych, Pana Marka Lelątko na stanowisko Członka Zarządu ds. Finansowych, Pana Przemysława Baszaka na stanowisko Członka Zarządu ds. Bezpieczeństwa.
- W kwietniu 2026 r. odbyły się dwie tury wyborów, w których pracownicy Grupy Enea wybrali, zgodnie z liczbą uzyskanych głosów, swoich przedstawicieli na kandydatów do Rady Nadzorczej Enea S.A. XII kadencji: Pana Michała Roberta Torunia, Pana Mariusza Romańczuka i Pana Michała Kosmalskiego. Ich powołanie przewidziane było w porządku obrad ZWZ Enea S.A.

- 28 maja 2026 r. ZWZ Enea S.A. powołało, ze skutkiem od 29 maja 2026 r. w skład Rady Nadzorczej Spółki XII kadencji: Panią Ewę Bagińską jako Przewodniczącą, Panią Monikę Bartoszewicz, Panią Monikę Starecką, Pana Michała Cebulę, Pana Adama Grzebielucha, Pana Michała Kosmalskiego, Pana Mariusza Romańczuka, Pana Michała Roberta Torunia, Pana Marcina Zielińskiego.

Od **1 lipca 2026 r.** do Zarządu Enei dołączyli **Pan Eryk Kosiński** oraz **Pan Adrian Moliński**, powołani przez **Radę Nadzorczą Enei** 23 czerwca 2026 r. na trzyletnią **wspólną kadencję**

- 23 czerwca 2026 r. Rada Nadzorcza Enea S.A. powołała, z dniem 1 lipca 2026 r. na trzyletnią wspólną kadencję, rozpoczętą z dniem następnym po dniu odbycia ZWZ Enea S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2025 r.: Pana Eryka Kosińskiego na stanowisko Członka Zarządu Enea S.A. ds. Korporacyjnych oraz Pana Adriana Molińskiego na stanowisko Członka Zarządu Enea S.A. ds. Współpracy Regionalnej.
- 6 sierpnia 2026 r. Zarząd Enea S.A. otrzymał rezygnację Pana Bartosza Krysty z pełnienia funkcji Członka Zarządu ds. Handlowych oraz członkostwa w Zarządzie Enea S.A. ze skutkiem na dzień 13 września 2026 r. Przyczyna rezygnacji nie została wskazana.
- 18 sierpnia 2026 r. do Enea S.A. wpłynęło oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych o skorzystaniu z uprawnienia do powoływania i odwoływania członka Rady Nadzorczej Enea S.A, przewidzianego w § 24 ust. 1 Statutu Spółki. Zgodnie z otrzymanym oświadczeniem datowanym na 17 sierpnia 2026 r., Minister Aktywów Państwowych korzystając z ww. uprawnienia z tym samym dniem powołał do składu Rady Nadzorczej Spółki Pana Artura Grzegorza Stefańskiego.

16 września 2026 r. Rada Nadzorcza Enei powołała z dniem **1 października 2026 r. Pana Stanisława Tokarskiego** do Zarządu Enea S.A. na trzyletnią **wspólną kadencję**

- 16 września 2026 r. Pani Monika Starecka złożyła rezygnację z pełnienia funkcji Wiceprzewodniczącej Rady Nadzorczej Enea S.A., pozostając jednocześnie Członkiem tego organu.
- 16 września 2026 r. Rada Nadzorcza Enea S.A. powołała z dniem 1 października 2026 r. na trzyletnią wspólną kadencję, rozpoczętą z dniem następnym po dniu odbycia ZWZ Enea S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2025 r. Pana Stanisława Tokarskiego na stanowisko Członka Zarządu Enea S.A. ds. Handlowych.
- 28 października 2026 r. Rada Nadzorcza Spółki wybrała Pana Marcina Zielińskiego (Członka Rady Nadzorczej Spółki) na stanowisko Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej Enea S.A. XII kadencji.
- 10 listopada 2026 r. Zarząd Enea S.A. otrzymał rezygnację Pana Adama Grzebielucha z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej Spółki, ze skutkiem na dzień 13 listopada 2026 r. Przyczyna rezygnacji nie została wskazana.
- 16 listopada 2026 r. NWZ Enea S.A. powołało (z tym samym dniem) Pana Marka Gajdzińskiego w skład Rady Nadzorczej Spółki XII kadencji.

2.7. Obszary biznesowe Grupy Enea



2.8. Finansowanie długoterminowe

2.8.1. Źródła finansowania zewnętrznego - obligacje i kredyty

Finansowanie Grupy Enea oraz jej Strategii opiera się na trzech filarach: środkach generowanych z działalności operacyjnej, finansowaniu zewnętrznym oraz pozyskiwaniu preferencyjnego kapitału na projekty spełniające określone kryteria. Na 30 września 2026 r. wskaźnik długu netto / EBITDA LTM wynosił 0,57x*, co zapewnia Grupie przestrzeń do finansowania kolejnych etapów programu inwestycyjnego. Jednocześnie Enea dywersyfikuje źródła kapitału, wykorzystując kredyty, obligacje, środki KPO oraz dotacje przeznaczone na rozwój infrastruktury energetycznej.

Zadłużenie nominalne wyniosło na dzień 30 września 2026 r. **6,87 mld zł**

* przy czym wskaźnik skalkulowany zgodnie z definicjami oraz korektami przewidzianymi w odpowiednich umowach finansowania wyniósł 0,35

Zadłużenie nominalne Enei z tytułu służących finansowaniu programu inwestycyjnego obligacji oraz kredytów na 30 września 2026 r. wyniosło łącznie 6 873 mln zł, w tym kredyty i pożyczki 4 557 mln zł oraz obligacje 2 316 mln zł.

W okresie I –III kwartału 2026 r. spółki Grupy Enea nie wypowiadały umów kredytów oraz pożyczek.

W tabeli poniżej wskazano dostępne źródła finansowania zewnętrznego wg stanu na 30 września 2026 r.

Źródło zobowiązania	Przeznaczenie	Wartość emisji/ umowy	Data wykupu/ ostatecznej spłaty	Kwota zobowiązania na dzień bilansowy [nominalnie]	Wartość finansowania dostępna na dzień bilansowy	Oprocentowanie	Dodatkowe informacje
Umowa programowa dotycząca Programu Emisji Obligacji do kwoty 5 000 mln zł	Wydatki inwestycyjne oraz bieżąca działalność podmiotów z Grupy Enea	1 000 mln zł	maj 2027 r.	1 000 mln zł	3 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Program rynkowy niegwarantowany — finansowanie powiązane ze zrównoważonym rozwojem
		1 000 mln zł	maj 2030 r.	1 000 mln zł			
Umowa kredytów z konsorcjum banków do łącznej kwoty 2 500 mln zł	Kredyt B - finansowanie bieżącej działalności oraz kapitału obrotowego	1 000 mln zł	styczeń 2028 r.	-	1 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie konsorcjalne, kredyt rewolwingowy, finansowanie niezabezpieczone
Umowa kredytu odnawialnego z Bankiem Pekao S.A. oraz PKO Bankiem Polskim S.A.	Finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych w Segmencie Odnawialnych Źródeł Energii	1 000 mln zł	luty 2030 r.	-	1 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie konsorcjalne, kredyt rewolwingowy, finansowanie niezabezpieczone
Umowa kredytu odnawialnego z BGK	Finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych w Segmencie Odnawialnych Źródeł Energii	1 000 mln zł	grudzień 2029 r.	-	1 000 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Kredyt rewolwingowy, finansowanie niezabezpieczone
Umowa Pożyczki z BGK ze środków KPO*	Rozwój elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej	10 342 mln zł	maj 2050 r.	928 mln zł	9 414 mln zł	Stałe	Pożyczka ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, w ramach Inwestycji G3.1.4

* W ramach pożyczki zawartej z BGK 21 maja 2025 r., udzielonej ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, do dnia publikacji *Pozostałych informacji do rozszerzonego skonsolidowanego raportu Enea S.A. za III kwartał 2026 r.* Spółka zaciągnęła transze na łączną kwotę ok. 928 mln zł, w tym w okresie od 1 stycznia do 30 września 2026 r. trzy transze o wartości ok. 698 mln zł. Środki zostały przekazane do Enei Operator w celu zrefinansowania wydatków kwalifikowalnych, poniesionych na rozwój elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej na obszarze północno-zachodniej Polski. 19 maja 2026 r. Enea S.A. zawarła z BGK aneks nr 2 do umowy, zwiększający łączną kwotę pożyczki do 10 342 mln zł.

Poniżej zamieszczono zobowiązania na 30 września 2026 r. z tytułu umów kredytowych oraz programów emisji obligacji, w których termin dostępności środków zakończył się.

Dodatkowo, poza wymienionymi kredytami i obligacjami, Enea posiada krótkoterminowe kredyty obrotowe, które mogą być przeznaczone na finansowanie działalności bieżącej. Szczegółowe informacje ujęte zostały w nocie 17 *Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2026 r.*

Źródło zobowiązania	Przeznaczenie	Wartość umowna	Ostateczna data wykupu/spłaty	Kwota zobowiązania na dzień bilansowy [nominalnie]	Oprocentowanie	Dodatkowe informacje
Umowy Programowe dotyczące Programu Emisji Obligacji	Finansowanie bieżącej działalności oraz potrzeb inwestycyjnych	do 1 000 mln zł	grudzień 2026 r.	240 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Gwarant emisji: Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK) Finansowanie niezabezpieczone
		do 700 mln zł	wrzesień 2027 r.	76 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	
Umowy Kredytowe z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	Finansowanie wieloletniego planu inwestycyjnego dotyczącego modernizacji i rozbudowy sieci energetycznych Enei Operator	do 950 mln zł	wrzesień 2028 r.	166 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie niezabezpieczone
		do 475 mln zł	czerwiec 2030 r.	149 mln zł	Stałe lub zmienne WIBOR 6M + marża	
		do 946 mln zł	wrzesień 2032 r.	425 mln zł	Stałe lub zmienne WIBOR 6M + marża	
		do 2 000 mln zł	marzec 2043 r.	1 989 mln zł	Stałe	
Umowa kredytów z konsorcjum banków do łącznej kwoty 2 500 mln zł	Kredyt A - finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych w Segmencie Dystrybucji i Wytwarzania Odnawialnych Źródeł Energii	1 500 mln zł	styczeń 2028 r.	900 mln zł	Zmienne WIBOR 6M + marża	Finansowanie z banków: Pekao S.A, PKO BP S.A., BGK, Alior S.A., Bank of China, finansowanie niezabezpieczone

Wykorzystanie źródeł finansowania zewnętrznego przez pozostałe spółki Grupy Enea

Łączna suma zewnętrznego zadłużenia nominalnego z tytułu zaciągniętych pożyczek i kredytów przez spółki zależne Enei na 30 września 2026 r. wyniosła 1 343,9 mln zł. W 2026 r. spółki zależne Enei nie wypowiadały umów pożyczek.

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Rodzaj finansowania	Wartość umowy	Kwota zaciągniętej pożyczki/kredytu w 2026 r.	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczki/kredytu na 30 września 2026 r.
kwiecień 2016 r.	grudzień 2026 r.	Enea Ciepło	Pożyczka NFOŚiGW	60 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	1,8 mln zł
grudzień 2017 r.	wrzesień 2028 r.	PEC Oborniki	Pożyczka WFOŚiGW	1,3 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	0,4 mln zł
kwiecień 2020 r.	maj 2027 r.	Enea Operator	Pożyczka WFOŚiGW	1,4 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	0,1 mln zł
luty 2024 r.	grudzień 2029 r.	Enea Ciepło	Pożyczka NFOŚiGW	6,2 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	0 mln zł
marzec 2025 r.	czerwiec 2045 r.	Enea Ciepło	Pożyczka NFOŚiGW	6,7 mln zł	2,1 mln zł	Stawka bazowa + marża	4,4 mln zł
październik 2025 r.	grudzień 2042 r.	Enea FW Bejsce	Kredyt	128,8 mln zł	0 mln zł	Stawka bazowa + marża	114,7 mln zł
grudzień 2025 r.	czerwiec 2041 r.	Enea Elkogaz	Kredyt inwestycyjny długoterminowy, kredyt obrotowy	6 948 mln zł	921,3 mln zł	Stawka bazowa + marża	921,3 mln zł
maj 2026 r.	czerwiec 2041 r.	Enea Nowa Energia	Pożyczka KPO	417,5 mln zł	0 mln zł	Stopa referencyjna NBP skorygowana o ujemną marżę	0 mln zł
maj 2026 r.	wrzesień 2033 r.	MEC Piła	Pożyczka WFOŚiGW	0,7 mln zł	0,7 mln zł	Stopa redyskontowa weksli NBP	0,7 mln zł
maj 2026 r.	czerwiec 2033 r.	Enea Logistyka	Pożyczka WFOŚiGW	0,8 mln zł	0,5 mln zł	Stopa redyskontowa weksli NBP	0,5 mln zł
czerwiec 2026 r.	wrzesień 2039 r.	Enea Oświetlenie	Pożyczka WFOŚiGW	0,3 mln zł	0 mln zł	Stopa redyskontowa weksli NBP	0 mln zł
lipiec 2026 r.	grudzień 2040 r.	Enea FW Pelplin	Kredyt	300 mln zł	300 mln zł	Stawka bazowa + marża	300 mln zł

2.8.2. Finansowanie wewnątrzgrupowe - obligacje i pożyczki

Wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji

Wartość **wewnątrzgrupowych programów emisji** obligacji w Obszarze Dystrybucji **wyniosła 0,74 mld zł** na dzień 30 września 2026 r.

Grupa Enea przyjęła model finansowania inwestycji, prowadzonych przez spółki zależne od Enei, poprzez finansowanie wewnątrzgrupowe. Enea pozyskuje na rynku finansowym długoterminowe środki pieniężne poprzez zaciąganie kredytów lub emisję obligacji, które następnie dystrybuuje wewnątrz Grupy.

Enea w Obszarze Dystrybucji ma zawarte wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji o łącznej wartości 2 371 mln zł. Programy te są w całości wykorzystane i wykupywane w ratach. Na dzień 30 września 2026 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez Eneę obligacji wyemitowanych w ramach wymienionych programów wyniosło 741 mln zł.

Spółka	Źródło zobowiązania	Data zawarcia	Wartość umowna	Zobowiązanie na dzień bilansowy (nominalnie)	Ostateczna data wykupu/spłaty	Dodatkowe informacje
Enea Operator	Umowa programowa dotycząca Programu Emisji Obligacji	czerwiec 2013 r.	1 425 mln zł	316 mln zł	Uzależniona od terminów emisji serii obligacji, jednak nie później niż czerwiec 2030 r.	Program w całości wykorzystany. Oprocentowanie obligacji w zależności od serii jest oparte na stałej lub zmiennej stopie procentowej. Spłata w półrocznych ratach kapitałowych począwszy od czerwca 2017 r.
	Wykonawcza umowa Programu Emisji Obligacji	lipiec 2015 r.	946 mln zł	425 mln zł	Uzależniona od terminów emisji serii obligacji, jednak nie później niż wrzesień 2032 r.	Program w całości wykorzystany. Oprocentowanie obligacji jest oparte na zmiennej stopie procentowej. Spłata w półrocznych ratach począwszy od grudnia 2018 r.

Pożyczki wewnątrzgrupowe

Stan zadłużenia nominalnego spółek zależnych wobec Enei na 30 września 2026 r. wynosił łącznie 7 307 mln zł. Szczegółowe informacje nt. obowiązujących w 2026 r. umów pożyczek prezentuje poniższa tabela.

Do dnia publikacji niniejszego Sprawozdania **Enea Operator** uruchomiła środki KPO w ramach umowy pożyczki wspólniczej **na łączną kwotę ok. 928 mln zł**

W ramach umowy pożyczki wspólniczej zawartej z Eneą Operator 6 sierpnia 2025 r., będącej następstwem umowy pożyczki zawartej przez Eneę S.A. z BGK 21 maja 2025 r., udzielonej ze środków KPO, do dnia publikacji niniejszego Sprawozdania Enea Operator zaciągnęła transze pożyczki na łączną kwotę ok. 928 mln zł, w tym w okresie od 1 stycznia do 30 września 2026 r. trzy transze o wartości ok. 698 mln zł. W związku z tym, że finansowanie zostało pozyskane z BGK w oparciu o stałą stopę procentową 0,5%, tj. poniżej warunków rynkowych i na takich samych warunkach udzielone Enei Operator, należy je traktować jako preferencyjne.

25 czerwca 2026 r. Enea S.A. zawarła z Eneą Trading aneks nr 3 do umowy pożyczki, wydłużający termin dostępności środków do 27 czerwca 2028 r.

7 lipca 2026 r. Enea S.A. zawarła z Eneą Operator aneks nr 2 do umowy pożyczki wspólniczej, zwiększający udostępnione finansowanie do łącznej kwoty 10 342 mln zł.

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Wartość umów/ umowy	Kwota zaciągniętej pożyczki w 2026 r.	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczki na 30 września 2026 r.
czerwiec 2021 r.	grudzień 2026 r.	Enea Operator	1 090 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	0 mln zł*
czerwiec 2021 r.	grudzień 2031 r.	MEC Piła	15 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	5 mln zł
lipiec 2022 r.	lipiec 2028 r.	Enea Operator	550 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	550 mln zł
wrzesień 2022 r.	lipiec 2028 r.	Enea Operator	759 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	759 mln zł
czerwiec 2023 r.	styczeń 2028 r.	Enea Operator	1 500 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	900 mln zł
sierpień 2023 r.	czerwiec 2028 r.	Enea Trading	500 mln zł	159,1 mln EUR**	Stawka bazowa + marża	0 mln zł
grudzień 2023 r.	grudzień 2034 r.	Enea Nowa Energia	200 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	200 mln zł
wrzesień 2024 r.	czerwiec 2030 r.	Enea Nowa Energia	95 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	77 mln zł
wrzesień 2024 r.	marzec 2043 r.	Enea Operator	2 000 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża, stałe	1 989 mln zł
listopad 2024 r.	grudzień 2035 r.	Enea Nowa Energia	500 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	200 mln zł
kwiecień 2025 r.	grudzień 2029 r.	Enea Nowa Energia	1 000 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	1 000 mln zł
maj 2025 r.	luty 2030 r.	Enea Nowa Energia	1 000 mln zł	0 zł	Stawka bazowa + marża	700 mln zł
sierpień 2025 r.	maj 2050 r.	Enea Operator	10 342 mln zł	698 mln zł	Stałe	928 mln zł

* Enea Operator dokonała przedterminowej spłaty pożyczki w maju 2026 r.

** Pożyczka wielokrotnie udzielana i spłacana w EUR do równowartości 500 mln zł

2.8.3. Udzielone i otrzymane poręczenia oraz gwarancje

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych przez Eneę poręczeń oraz gwarancji korporacyjnych na 30 września 2026 r. wynosiła 16 924 mln zł.

W tabeli poniżej przedstawiono najistotniejsze kwotowo gwarancje korporacyjne lub poręczenia, które zostały udzielone od 1 stycznia do 30 września 2026 r. (próg istotności = lub > 10 mln zł):

Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenia	Forma zabezpieczenia	Udzielona kwota zabezpieczenia [mln zł]
2 lutego 2026 r.	31 grudnia 2026 r.	PSE S.A.	Poręczenie	20
8 kwietnia 2026 r.	31 grudnia 2033 r.	BGK	Poręczenie	375
13 kwietnia 2026 r.	10 kwietnia 2033 r.	BGK	Poręczenie	120
16 kwietnia 2026 r.	31 grudnia 2031 r.	KUKE S.A.	Poręczenie	79
13 maja 2026 r.	30 czerwca 2045 r.	GAZ–SYSTEM S.A.	Gwarancja korporacyjna	103
29 czerwca 2026 r.	20 czerwca 2041 r.	BGK	Poręczenie	501
15 września 2026 r.	28 czerwca 2031 r.	PSE S.A.	Poręczenie	11

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych na zlecenie Enei gwarancji bankowych na 30 września 2026 r. wynosiła 435 mln zł. W tabeli poniżej przedstawiono najistotniejsze kwotowo gwarancje bankowe, udzielone na zlecenie Enei od 1 stycznia do 30 września 2026 r. w ramach zawartych umów na gwarancje bankowe (próg istotności = lub > 10 mln zł):

Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenia	Cel zawarcia umowy	Forma zabezpieczenia	Udzielona kwota zabezpieczenia [mln zł]
12 stycznia 2026 r.	12 stycznia 2027 r.	GAZ-SYSTEM S.A.	Gwarancja zapłaty	W ramach linii gwarancyjnej do kwoty 900 mln zł	36

Informacje dotyczące obowiązujących istotnych gwarancji zostały przedstawione w nocie 25.1 *Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia 2026 r. do 30 września 2026 r.*

2.8.4. Wykorzystywane instrumenty finansowe — zabezpieczenie ryzyka stopy procentowej i ryzyka walutowego

Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

Na dzień 30 września 2026 r. łączna wartość ekspozycji Enei dotycząca **obligacji oraz kredytów** zabezpieczonych instrumentami IRS wyniosła **ok. 1 mld zł,** a wartość **kredytów na stałej stopie procentowej** wyniosła **3 mld zł (poziom zabezpieczenia ekspozycji wynosi 60%)**

Enea realizuje strategię zabezpieczenia ryzyka stopy procentowej, której głównym celem jest zabezpieczenie przepływów pieniężnych wynikających z zawartych umów o finansowanie. Przyjęta strategia zakłada ograniczenie zagrożenia wpływu na wynik finansowy zmian w przepływach pieniężnych wynikających z ryzyka zmian stóp procentowych na rynku w określonym horyzoncie czasu.

W okresie I-III kwartału 2026 r. Enea nie zawierała nowych transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej (IRS). Na 30 września 2026 r. łączna wartość ekspozycji Enei dotycząca obligacji i kredytów zabezpieczona transakcjami IRS wyniosła 1 000 mln zł. Ponadto Enea posiada kredyty i pożyczki (w tym ze środków w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności), zaciągnięte na stałej stopie procentowej o łącznej wartości 3 133 mln zł. Zawarte transakcje wpływają w istotny sposób na przewidywalność strumieni wydatków i kosztów finansowych. Spółka prezentuje wycenę tych instrumentów w pozycji: zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej. Instrumenty pochodne są traktowane jako zabezpieczenie przepływów, w związku z czym są ujmowane i rozliczane w księgach z zastosowaniem zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń.

Na 30 września 2026 r. zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej, dotyczące wyceny IRS, wyniosły 5,9 mln zł (na 31 grudnia 2025 r. zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej, dotyczące wyceny IRS, wyniosły 9 mln zł).

Transakcje zabezpieczające ryzyko walutowe

Na dzień 30 września 2026 r. łączna wartość ekspozycji Enei zabezpieczonej **instrumentami FX Forward** wyniosła **2 mln EUR**

W okresie I-III kwartału 2026 r. Enea zawarła 19 transakcji zabezpieczających ryzyko walutowe FX Forward o łącznej wartości ok. 2 mln EUR. Na 30 września 2026 r. aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej dotyczące wyceny transakcji FX Forward wyniosły 0,1 mln zł (na 31 grudnia 2025 r. w Spółce nie identyfikowano i nie wyceniano transakcji FX Forward).

Szczegółowe informacje dotyczące transakcji zawieranych przez spółki z Grupy ujęte zostały w nocie 17 Skróconego *Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2026 r.*

2.8.5. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W okresie I-III kwartału 2026 r. Enea oraz jednostki od niej zależne **nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych**

W okresie I-III kwartału 2026 r. Enea oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi, zawartych przez Eneę lub jednostkę od niej zależną, znajdują się w nocie 24 *Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2026 r.*

2.9. Akcje i akcjonariat

2.9.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego Enei na 30 września 2026 r. oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania wynosi 529 731 093 zł i dzieli się na 529 731 093 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda. Ogólna liczba głosów wynikających ze wszystkich wyemitowanych akcji Emitenta odpowiada liczbie akcji i wynosi 529 731 093 głosów. Wszystkie akcje Spółki są akcjami zdematerializowanymi na okaziciela zarejestrowanymi w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych.

Kapitał zakładowy Spółki dzieli się na:

- 295 987 473 akcji zwykłych na okaziciela serii A,
- 41 638 955 akcji zwykłych na okaziciela serii B,
- 103 816 150 akcji zwykłych na okaziciela serii C,
- 88 288 515 akcji zwykłych na okaziciela serii D.

Od dnia publikacji poprzedniego raportu okresowego, tj. *Sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej Enea w I półroczu 2026 r.*, według wiedzy Spółki nie nastąpiła istotna zmiana udziału w strukturze akcjonariuszy Emitenta. Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu Enei na dzień sporządzenia raportu okresowego za III kwartał 2026 r.

Akcjonariusz	Liczba akcji/ liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym/ udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	277 015 422	52,29%
Pozostali	252 715 671	47,71%
Razem	**529 731 093**	**100%**

2.9.2. Notowania akcji Enei na Giełdzie Papierów Wartościowych

Akcje Enei S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie („GPW") od 17 listopada 2008 r. Spółka jest obecnie notowana w ramach indeksu WIG30, a także m.in. mWIG40, WIG-Energia i WIG-Poland.

W okresie I-III kwartału 2026 r. kurs akcji Enei, z uwzględnieniem wypłaty dywidendy w wysokości 0,56 zł/akcję, wzrósł z 18,92 zł do 21,44 zł, tj. o 2,52 zł, czyli o ponad 13%. Najwyższy kurs zamknięcia odnotowano 8 kwietnia 2026 r. (26,30 zł), a najniższy 24 czerwca 2026 r. (18,85 zł). W pierwszych trzech kwartałach 2026 r. notowania Enei charakteryzowały się wyraźnym wzrostem na początku roku, wspieranym przez poprawę nastrojów wobec sektora energetycznego i oczekiwaniami dotyczącymi dywidendy, następnie korektą w drugim kwartale oraz stopniową odbudową wartości w kolejnych miesiącach. Pozytywne wyniki w Segmentach Wytwarzania i Dystrybucji równoważyły presję w Segmentach Wydobycia i Obrotu, a także niepewność regulacyjną oraz skalę planowanych nakładów inwestycyjnych. Wypłata dywidendy oraz rosnąca zainteresowanie analityków, w tym publikacja przez Noble Securities raportu inicjującego pokrycie analityczne Spółki wspierały odbicie kursu, nie eliminując jednak zmienności notowań.

	I-III kwartał 2026 r.
Liczba akcji [szt.]	529 731 093
Kurs zamknięcia – minimum [zł]	18,85
Kurs zamknięcia – maksimum [zł]	26,30
Kurs na koniec okresu [zł]	21,44
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	18,92
Średni wolumen [szt.]	377 987

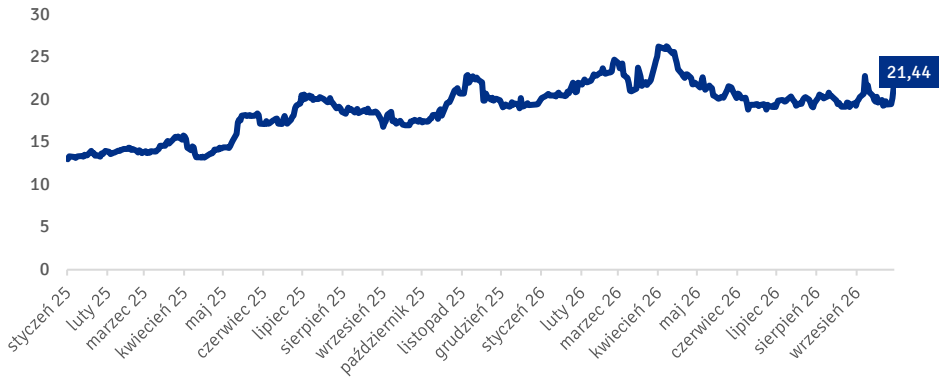


Pierwsze trzy kwartały 2026 r. upłynęły pod znakiem zmiennego otoczenia rynkowego i regulacyjnego. W tym okresie kurs akcji Enei wzrósł o ponad 13%, a akcjonariusze otrzymali także dywidendę. Jednocześnie konsekwentnie realizujemy największy w historii Grupy program inwestycyjny. Naszym priorytetem pozostaje utrzymanie równowagi pomiędzy tempem transformacji a bezpieczeństwem finansowym. Silny bilans i dyscyplina w alokacji kapitału są fundamentem realizacji Strategii oraz długoterminowego budowania wartości Grupy Enea.

Marek Lelątko, Wiceprezes Enei ds. Finansowych

W okresie I-III kwartału 2026 r. kurs akcji Enei **wzrósł o 13,3%, z 18,92 zł do 21,44 zł**

Kurs akcji Enea od 2025 r.



2.10. Wykaz akcji i uprawnień do akcji Enei w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji Enei na 10 września 2026 r.	Liczba akcji Enei na 18 listopada 2026 r.
Stanisław Tokarski	Członek Zarządu ds. Handlowych	Nie dotyczy	100

Na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania pozostałe osoby zarządzające oraz nadzorujące nie posiadają akcji Enei.

Na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają uprawnień do akcji Enei oraz nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych Enei.

3. Otoczenie rynkowe

3.1. Ceny węgla energetycznego na rynkach polskim i europejskim

PSCMI1

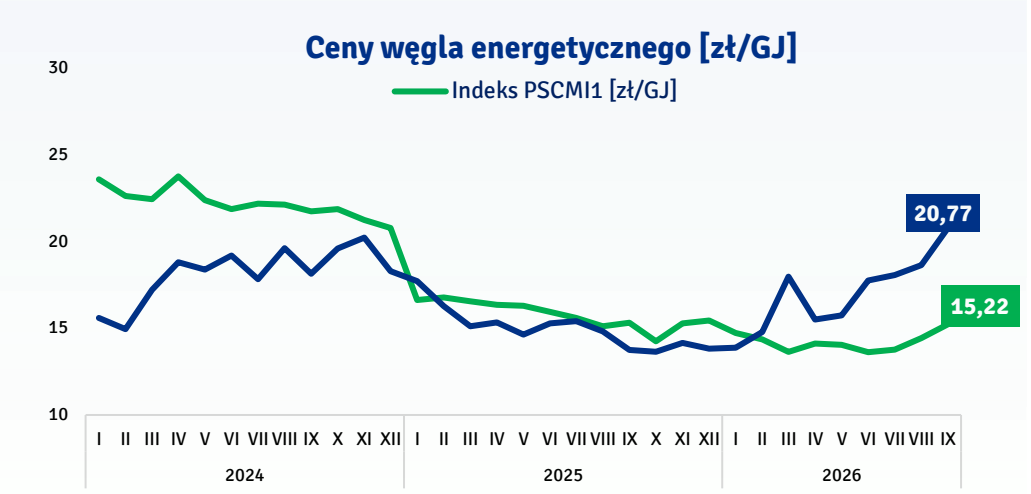
Średnia cena z notowań indeksu PSCMI1 po trzech kwartałach 2026 r. wyniosła 14,21 zł/GJ i była niższa o 11,53% od średniej ceny notowanej w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na koniec września 2026 r. cena krajowego węgla energetycznego według indeksu PSCMI1 wyniosła 15,22 zł/GJ i była niższa o zaledwie 0,59% r/r od średniej wartości notowań indeksu dla analogicznego okresu w 2025 r.

Notowania indeksu PSCMI1 po trzech kwartałach 2026 r. wskazują na odwrócenie długoterminowego trendu spadkowego i widoczne odbicie cen w trzecim kwartale 2026 r. W marcu 2026 r. indeks PSCMI1 osiągnął swoje 4-letnie minimum cenowe na poziomie 13,63 zł/GJ. W pierwszym półroczu 2026 r. jego średnie wartości systematycznie malały, potwierdzając kontynuację trendu spadkowego. Pod koniec lata nastąpiło wyhamowanie spadków i wyraźne ożywienie cenowe na krajowym rynku węgla dla energetyki zawodowej, a wartość indeksu ponownie przekroczyła 14 zł/GJ.

API 2:

Średnia wartość indeksu API 2 w trzech kwartałach 2026 r. wyniosła 17,01 zł/GJ i była wyższa o 10,7% r/r. Wrzesień 2026 r. przyniósł wyraźne umocnienie notowań dla europejskich kontraktów terminowych na węgiel. Pod koniec tego miesiąca benchmark osiągnął poziom blisko 143 USD/t.

Pierwsze trzy kwartały 2026 r. wykazują wyraźny trend wzrostowy dla europejskiego indeksu handlu węglem API 2. Rynek przeszedł od relatywnej stabilizacji trendu na początku 2026 r. do jego silnych wzrostów w trzecim kwartale 2026 r. Głównym źródłem zmian były czynniki geopolityczne na Bliskim Wschodzie, wysoki popyt w Azji oraz globalne ograniczenia podaży surowców energetycznych. Gwałtowny wzrost cen API 2 pod koniec trzeciego kwartału 2026 r. powyżej 140 USD/t skorelowany był m.in. z silnym odbiciem cen gazu ziemnego w Europie („TTF"), co podkreśliło znaczenie węgla jako alternatywnego paliwa przejściowego.



3.2. Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

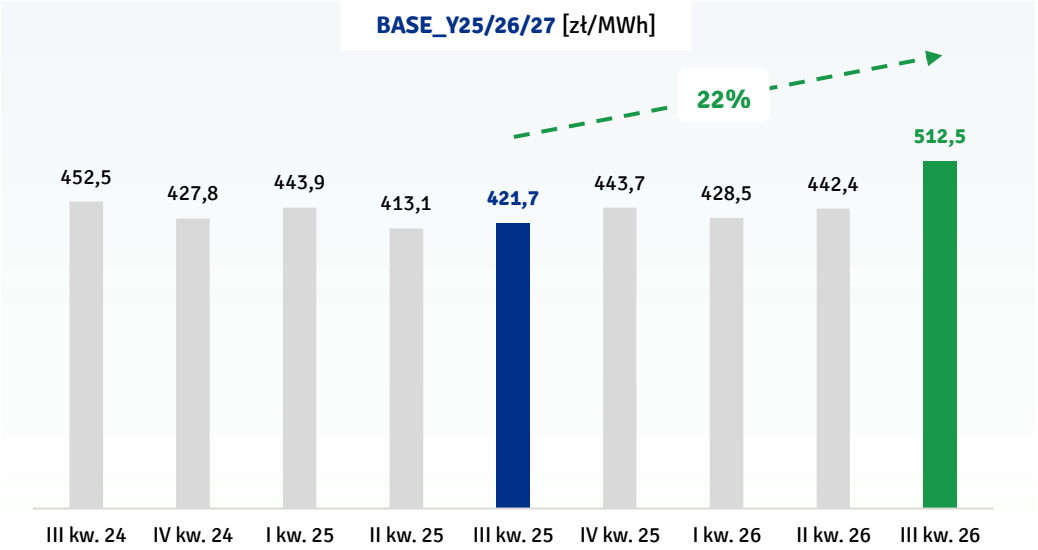
Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego w trzech kwartałach 2026 r. charakteryzowała się postępującym procesem restrukturyzacji, spadkiem stałego zatrudnienia oraz dynamicznymi wahaniami poziomów wydobycia i zapasów. Wieloletni trend redukcji produkcji energii z węgla pozostaje widoczny, aczkolwiek w obliczu napięć geopolitycznych i zawirowań na globalnych rynkach surowców energetycznych kluczowy staje się tzw. komponent węglowy, czyli powrót i zastosowanie węgla jako elementu stabilizującego system energetyczny. Otoczenie rynkowe przed zimą pozostaje wymagające. Utrzymujący się wysoki popyt odbiorców na surowiec przy jednoczesnych próbach wyhamowania trendu spadku produkcji przyczynił się do obniżenia stanu zapasów węgla energetycznego na kopalnianych składowiskach.

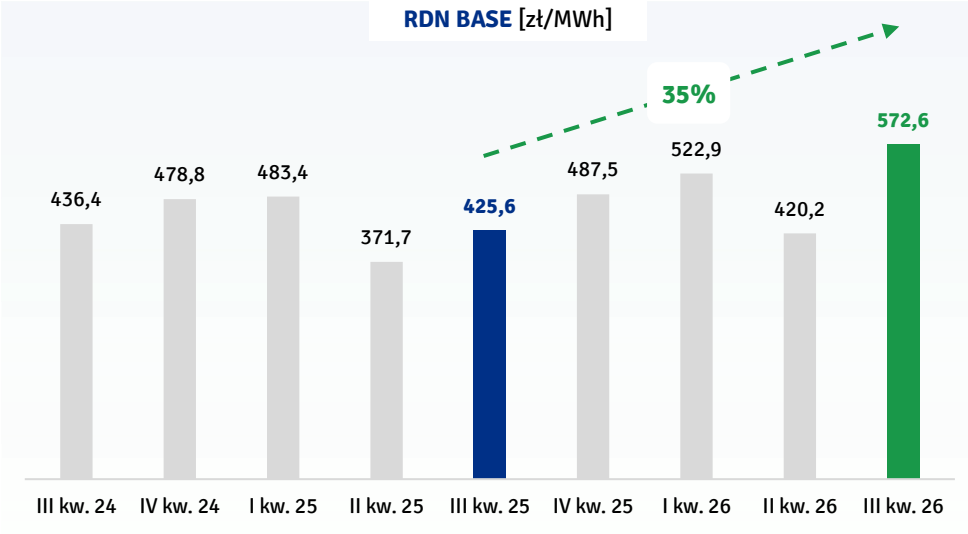
3.3. Ceny energii na rynku polskim

Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej cena najbardziej istotnego produktu, tj. BASE Y- 27, wzrosła w III kwartale 2026 r. o ok. 22% do średniego poziomu 512,45 zł/MWh, w stosunku do analogicznego produktu, tj. BASE Y-26 w III kwartale 2025 r.

Rynkowa cena BASE Y-27 w okresie I-III kwartału 2026 r. charakteryzowała się długoterminowym trendem wzrostowym. Minimalny poziom cenowy w tym okresie, tj. 409,00 zł/MWh odnotowano 17 lutego 2026 r., natomiast maksymalny, wynoszący 585,80 zł/MWh - 14 września 2026 r. Na ostatniej sesji września 2026 r. cena spadła do 538,40 zł/MWh.

Na kształtowanie się ceny BASE Y-27 w okresie I-III kwartału 2026 r. wpływ miały przede wszystkim zmiany poziomu cen uprawnień do emisji CO_2 oraz wahania cen gazu ziemnego po wybuchu wojny na Bliskim Wschodzie (28 lutego 2026 r.), który doprowadził do istotnych zmian cen na rynku paliw. W okresie I-III kwartału 2026 r. wolumen obrotu frontowym produktem rocznym, tj. BASE Y-27 wyniósł 2 413 MW i był wyższy niż wolumen odnotowany w okresie I-III kwartału 2025 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE Y-26 zawarto transakcje opiewające łącznie na 2 029 MW. Średni wolumen kontraktowany na każdej sesji w okresie I-III kwartału 2026 r. wynosił niecałe 13 MW (w okresie I-III kwartału 2025 r. wynosił ok. 11 MW.)





Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2026 r. wyniosła 572,56 zł/MWh i była wyższa o ok. 35% w porównaniu do analogicznego okresu 2025 r.

Na poziom cen energii elektrycznej na rynku SPOT w okresie I-III kwartału 2026 r. wpływały następujące czynniki:

- wyższe niż w analogicznym okresie porównawczym krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym również obserwowany od 1 marca 2026 r. wzrost eksportu energii (czynnik prowzrostowy),
- wyższa niż w analogicznym okresie porównawczym generacja ze źródeł wytwórczych PV (czynnik prospadkowy o ograniczonym oddziaływaniu),
- niższe średnie temperatury powietrza w okresie zimowym, szczególnie w wyjątkowo mroźnym styczniu 2026 r. oraz upalne dni w czerwcu 2026 r. (czynnik prowzrostowy),
- wybuch wojny na Bliskim Wschodzie 28 lutego 2026 r. i dalszy brak rozejmu, który doprowadził do istotnych zmian na rynku paliw (czynnik prowzrostowy),
- wyższe niż w analogicznym okresie sprawozdawczym ceny uprawnień do emisji CO_2.

3.4. Ceny uprawnień do emisji CO_2 oraz praw majątkowych „zielonych”

Okres I-III kwartału 2026 r. na rynku EUA charakteryzował się silnymi ruchami cenowymi. Do 19 marca 2026 r. ceny znajdowały się w trendzie spadkowym, po czym nastąpiło odbicie i powrót do trendu wzrostowego. Minimalna cena na poziomie 63,65 EUR/t została odnotowana 19 marca 2026 r., a maksymalna na poziomie 92,24 EUR/t została odnotowana 15 stycznia 2026 r.

Najważniejszymi czynnikami cenotwórczymi na rynku EUA w pierwszych trzech kwartałach 2026 r. były czynniki pogodowe (mroźna zima o słabej wietrzności oraz wysokie temperatury w czerwcu 2026 r., zwiększające zużycie energii elektrycznej na potrzeby klimatyzacji), makroekonomiczne, geopolityczne oraz niepewność regulacyjna w systemie EU ETS.

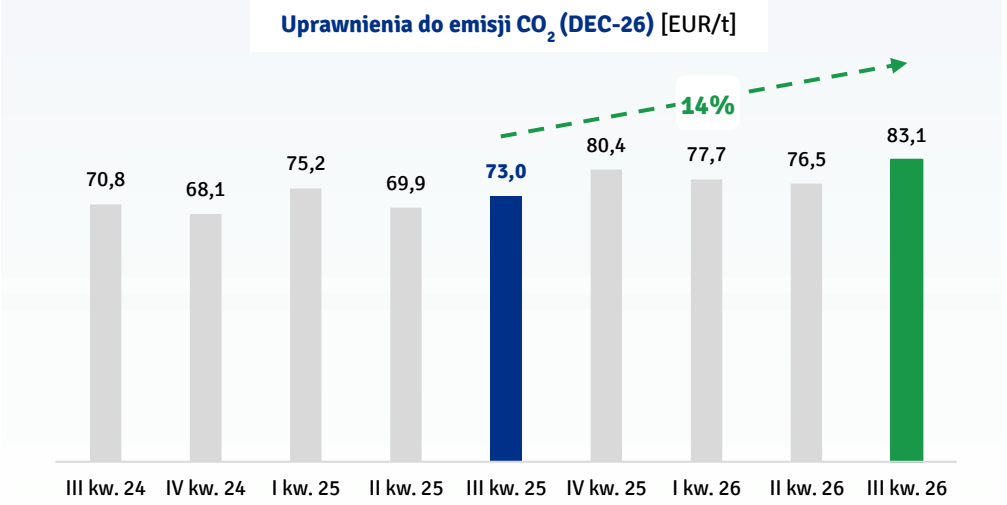
Od początku 2026 r. sytuacja na Bliskim Wschodzie pozostawała napięta. Rynek bacznie obserwował relacje na linii Iran-Izrael oraz zaangażowanie ze strony USA. Ostatecznie doszło do konfliktu zbrojnego, co osłabiło sentyment rynkowy.

Ważnym czynnikiem wpływającym na kurs była narracja polityczna niektórych liderów państw UE, naciskających na złagodzenie systemu EU ETS (a nawet jego zawieszenie) oraz nastroje wokół planowanej reformy EU ETS. Pomimo wcześniejszych zapowiedzi i wbrew oczekiwaniom rynku, szczyt Rady Europejskiej w dniach 19-20 marca 2026 r. zakończył się brakiem istotnych zmian regulacyjnych i rozwiązań łagodzących ETS, co spowodowało wystąpienie fali wzrostów.

17 lipca 2026 r. KE przedstawiła projekt rewizji EU ETS, który ma na celu dostosowanie systemu do realizacji unijnych celów klimatycznych do 2040 r. Zaproponowane rozwiązania odnoszą się do okresu po 2030 r. i dotyczą zmian m.in.: wartości Liniowego Współczynnika Redukcji („LRF”), mechanizmu Rezerwy Stabilności Rynkowej („MSR”), zasad bezpłatnego przydziału uprawnień, aktualizacji wskaźników referencyjnych (benchmarków), funkcjonowania CBAM, rozszerzenia EU ETS na kolejne sektory oraz funkcjonowania instrumentów wsparcia transformacji energetycznej (IDB, Investment Booster, Fundusz Modernizacyjny). Reforma wymaga uzgodnienia stanowisk KE, Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego, a jej celem jest osiągnięcie porozumienia do końca I kwartału 2027 r.

Istotną rolę w kształtowaniu się cen odgrywały również Fundusze Inwestycyjne, których długa pozycja netto w połowie stycznia 2026 r. osiągnęła rekordowe wartości. Podczas spadków cen, nastąpiła silna redukcja tego wskaźnika o blisko 75%, następnie fundusze stopniowo odbudowywały pozycje, wzmacniając ruch wzrostowy.

Czynnikiem wspierającym ceny EUA były ponadto niższe wolumeny aukcyjne do sierpnia 2026 r. związane z osiągnięciem docelowego finansowania RRF w ramach REPowerEU, wynoszącego 20 mld EUR oraz podwyższony w Europie popyt na węgiel w wyniku znacznych wzrostów cen na rynku gazu i opłacalności zamiany paliwa gazowego na węgiel przy produkcji energii (tzw. „gas-to-coal-switch”).



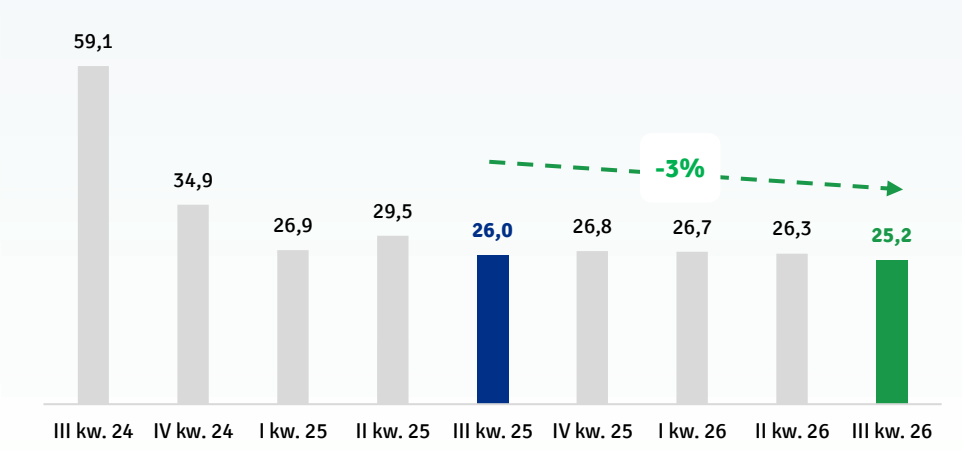
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Okres I-III kwartału 2026 r. na rynku sesyjnym TGE praw majątkowych „zielonych" charakteryzował się łagodnym trendem spadkowym, a notowania utrzymywały się poniżej poziomów obserwowanych w analogicznym okresie 2025 r. W każdym z trzech kwartałów 2026 r. ceny były niższe w okresie porównawczym. Jedyny wzrost w ujęciu miesięcznym odnotowano w marcu 2026 r., kiedy średnioważona cena wzrosła o 9,3% z 25,42 zł/MWh do 27,79 zł/MWh. Kolejne miesiące 2026 r. przyniosły jednak systematyczne spadki cen. Największą miesięczną zniżkę odnotowano w maju 2026 r., gdy średnioważona cena spadła o 4,9% do 26,31 zł/MWh. III kwartał 2026 r. charakteryzował się bardzo niską zmiennością, różnica między maksymalną a minimalną średnioważoną ceną dzienną wyniosła zaledwie 0,61 zł/MWh. Średnia cena w III kwartale 2026 r. ukształtowała się na poziomie 25,2 zł/MWh, co oznacza spadek o ok. 3% względem analogicznego okresu 2025 r.

Maksymalna średnioważona cena PMOZE_A w okresie I-III kwartału 2026 r. wyniosła 28,57 zł/MWh (9 kwietnia 2026 r.), natomiast najniższą średnioważoną cenę odnotowano 11 czerwca 2026 r. (24 zł/MWh). Najdroższym miesiącem pozostał marzec 2026 r., ze średnioważoną ceną na poziomie 27,79 zł/MWh, natomiast najniższe ceny odnotowano we wrześniu 2026 r., kiedy średnioważona cena wyniosła 25,08 zł/MWh.

W okresie I-III kwartału 2026 r. wystawiono ponad 8,8 TWh oraz umorzono 6,7 TWh „zielonych" świadectw pochodzenia, pozostawiając w rejestrze ok. 27,7 TWh aktywnych uprawnień na koniec września 2026 r.

Ceny praw majątkowych „zielonych" (PMOZE_A) [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

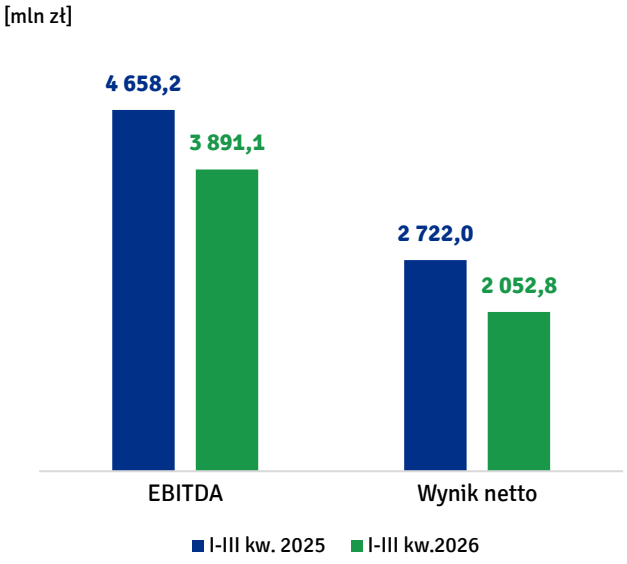
4. Informacje o wynikach operacyjnych i finansowych

Grupa Enea - dane za I-III kw. 2026 r.			
3 891 mln zł	**5 956 mln zł**	**5 668 mln zł**	**2 783 mln zł**
EBITDA	CAPEX	Środki pieniężne	Dług netto

4.1. Wybrane dane finansowe Grupy Enea

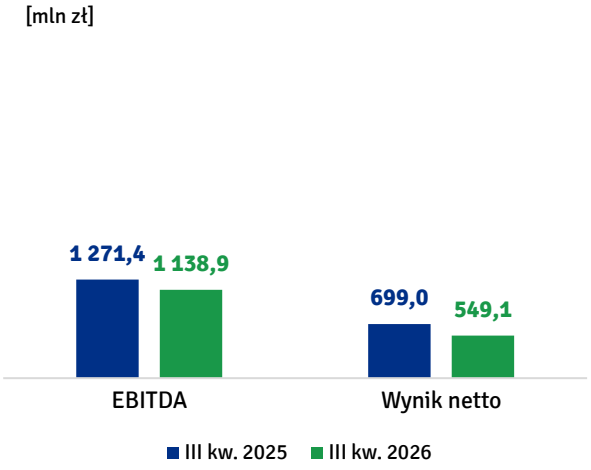
[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	20 683 782	18 895 871	-1 787 911	-8,6%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	3 644 033	2 739 467	-904 566	-24,8%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	3 356 830	2 609 151	-747 679	-22,3%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	2 722 026	2 052 829	-669 197	-24,6%
EBITDA	**4 658 237**	**3 891 112**	**-767 125**	**-16,5%**
CAPEX	4 436 079	5 956 318	1 520 239	34,3%
Dług netto	-750 599	2 783 351	3 533 950	470,8%
Ekonomiczny dług netto [1]	2 065 083	5 096 521	3 031 438	146,8%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	2 672 449	2 038 868	-633 581	-23,7%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	529 731 093	529 731 093	-	-
Zysk / (strata) netto na akcję [zł]	5,04	3,85	-1,19	-23,6%
Rozwodniony zysk / (strata) na akcję [zł]	5,04	3,85	-1,19	-23,6%

[1] Zadłużenie skorygowane o przyszłe płatności i rozliczenia za CO_2



[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	6 589 180	6 073 883	-515 297	-7,8%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	911 761	738 821	-172 940	-19,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	864 415	711 499	-152 916	-17,7%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	698 995	549 141	-149 854	-21,4%
EBITDA	**1 271 437**	**1 138 916**	**-132 521**	**-10,4%**
CAPEX	983 175	2 799 038	1 815 863	184,7%
Dług netto	-750 599	2 783 351	3 533 950	470,8%
Ekonomiczny dług netto [1]	2 065 083	5 096 521	3 031 438	146,8%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	747 062	541 760	-205 302	-27,5%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	529 731 093	529 731 093	-	-
Zysk / (strata) netto na akcję [zł]	1,41	1,02	-0,39	-27,7%
Rozwodniony zysk / (strata) na akcję [zł]	1,41	1,02	-0,39	-27,7%

[1] Zadłużenie skorygowane o przyszłe płatności i rozliczenia za CO_2



[tys. zł]	31 grudnia 2025	30 września 2026	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	39 886 329	43 026 782	3 140 453	7,9%
Zobowiązania razem	22 147 697	23 466 217	1 318 520	6,0%
Zobowiązania długoterminowe	10 974 909	12 768 578	1 793 669	16,3%
Zobowiązania krótkoterminowe	11 172 788	10 697 639	-475 149	-4,3%
Kapitał własny	17 738 632	19 560 565	1 821 933	10,3%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	33,49	36,93	3,44	10,3%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	33,49	36,93	3,44	10,3%

4.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	13 996 627	12 318 266	-1 678 361	-12,0%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	516 224	547 610	31 386	6,1%
Przychody ze sprzedaży gazu	2 348	2 641	293	12,5%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	3 863 612	4 035 048	171 436	4,4%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	102 063	92 858	-9 205	-9,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	3 865	8 636	4 771	123,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	280 544	206 267	-74 277	-26,5%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	53 082	78 229	25 147	47,4%
Przychody ze sprzedaży węgla	349 798	491 394	141 596	40,5%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	919 854	990 238	70 384	7,7%
Przychody z tytułu oświetlenia drogowego	120 302	109 397	-10 905	-9,1%
Przychody ze sprzedaży netto	**20 208 319**	**18 880 584**	**-1 327 735**	**-6,6%**
Rekompensaty	462 228	284	-461 944	-99,9%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	13 235	15 003	1 768	13,4%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**20 683 782**	**18 895 871**	**-1 787 911**	**-8,6%**
Amortyzacja	1 014 061	1 151 814	137 753	13,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	2 448 538	2 521 693	73 155	3,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	5 382 258	5 795 024	412 766	7,7%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	6 446 618	4 927 146	-1 519 472	-23,6%
Usługi przesyłowe	489 979	553 737	63 758	13,0%
Inne usługi obce	975 675	925 269	-50 406	-5,2%
Podatki i opłaty	443 660	476 809	33 149	7,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**17 200 789**	**16 351 492**	**-849 297**	**-4,9%**
Pozostałe przychody operacyjne	291 948	169 282	-122 666	-42,0%
Pozostałe koszty operacyjne	170 309	153 834	-16 475	-9,7%
Zmiana szacunku rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	48 191	194 300	146 109	303,2%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(8 647)	(14 829)	-6 182	-71,5%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	143	(169)	-312	-218,2%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**3 644 033**	**2 739 467**	**-904 566**	**-24,8%**
Koszty finansowe	401 875	440 027	38 152	9,5%
Przychody finansowe	255 407	223 710	-31 697	-12,4%
Zyski / (straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	(141 336)	74 886	216 222	153,0%
Przychody z tytułu dywidend	-	245	245	100,0%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	601	10 870	10 269	1708,7%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**3 356 830**	**2 609 151**	**-747 679**	**-22,3%**
Podatek dochodowy	634 804	556 322	-78 482	-12,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**2 722 026**	**2 052 829**	**-669 197**	**-24,6%**
EBITDA	**4 658 237**	**3 891 112**	**-767 125**	**-16,5%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Grupy Enea w kwartałach I-III 2026 r. (spadek o 767,1 mln zł):

(-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1 678,4 mln zł wynika głównie ze spadku wolumenu sprzedaży energii

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 31,4 mln zł wynika głównie ze wzrostu wolumenu sprzedaży

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 171,4 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2026 r. oraz wyższego wolumenu dystrybucji energii

(-) spadek przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 74,3 mln zł wynika głównie z niższej sprzedaży ubocznych produktów spalania

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 141,6 mln zł - wyższa ilościowa sprzedaż węgla poza Grupę, przy jednocześnie niższych cenach sprzedaży węgla

(+) wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy o 70,4 mln zł głównie w wyniku waloryzacji ceny obowiązku mocowego

(-) spadek przychodów z tytułu rekompensat o 461,9 mln zł:

zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* [art. 12, ustawa o limitach zużycia] oraz *Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025* [art. 8, ustawa o limitach cen]

- **(-)** w I-III kw. 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 462,2 mln zł
- **(+)** w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 0,3 mln zł

(-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 73,2 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw

(-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 412,8 mln zł wynika ze wzrostu kosztów zużycia biomasy i węgla oraz kosztów emisji CO_2 dla całego Segmentu Wytwarzania

(+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 1 519,5 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu zakupu energii

(-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 63,8 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat stałych oraz wyższego wolumenu energii

(+) spadek kosztów usług obcych o 50,4 mln zł wynika głównie ze zmiany ilości zadań zlecanych firmom zewnętrznym

(-) wzrost kosztów podatków i opłat o 33,1 mln zł wynika głównie z wyższego podatku od nieruchomości

(+) zmiana szacunku rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (wzrost wykorzystania rezerw o 146,1 mln zł):

- **(+) Taryfa G** - w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na Taryfę G w wysokości 133,3 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2025 r. w wysokości 173,3 mln zł (Taryfa G została zatwierdzona na poziomie średnio 495,16 zł/MWh, czyli na poziomie niepokrywającym koszty zakupu energii, zmienności profilu zużycia i kosztu bilansowania)
- **(+) Prosumenci** (wzrost wykorzystania rezerwy o 12,8 mln zł) - w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 61,0 mln zł. W I-III kw. 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 48,2 mln zł

(-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 112,4 mln zł:

(-) spadek przychodów z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 135,0 mln zł, głównie w I kwartale 2025 r. zdarzenie jednorazowe w kwocie 144,85 mln zł - otrzymane odszkodowanie za szkodę powstałą w wyniku wylewu wód podziemnych, która miała miejsce w lutym 2023 r.

(-) w I-III kw. 2025 r. spadek odpisu aktualizującego uprawnienia do emisji CO_2 w wysokości 21,3 mln zł (wg wyceny na koniec września 2025 r.)

(-) wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 6,9 mln zł

(-) spadek wyniku na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 6,2 mln zł

(+) w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach wartość zwrotu z tytułu nadpłaty akcyzy w wysokości 43,4 mln zł (zwrot wynikający z innego wyliczenie umorzeń świadectw pochodzenia energii)

(+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 22,0 mln zł

(+) wzrost nieodpłatnie przejętych środków trwałych o 9,9 mln zł

(+) wyższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela o 7,8 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

(+) wpływ zmiany wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 216,2 mln zł

(+) zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych o 10,3 mln zł

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 459 537	3 956 734	-502 803	-11,3%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	111 512	101 468	-10 044	-9,0%
Przychody ze sprzedaży gazu	203	374	171	84,2%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 277 999	1 344 113	66 114	5,2%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	22 922	34 373	11 451	50,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	823	5 888	5 065	615,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	98 112	69 435	-28 677	-29,2%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	22 291	20 244	-2 047	-9,2%
Przychody ze sprzedaży węgla	82 356	152 667	70 311	85,4%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	325 360	348 426	23 066	7,1%
Przychody z tytułu oświetlenia drogowego	42 489	35 829	-6 660	-15,7%
Przychody ze sprzedaży netto	**6 443 604**	**6 069 551**	**-374 053**	**-5,8%**
Rekompensaty	141 899	91	-141 808	-99,9%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	3 677	4 241	564	15,3%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**6 589 180**	**6 073 883**	**-515 297**	**-7,8%**
Amortyzacja	359 676	400 095	40 419	11,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	777 629	808 692	31 063	4,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 745 233	1 740 318	-4 915	-0,3%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	2 190 505	1 776 962	-413 543	-18,9%
Usługi przesyłowe	161 472	197 737	36 265	22,5%
Inne usługi obce	348 086	335 399	-12 687	-3,6%
Podatki i opłaty	142 872	156 539	13 667	9,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**5 725 473**	**5 415 742**	**-309 731**	**-5,4%**
Pozostałe przychody operacyjne	60 170	46 136	-14 034	-23,3%
Pozostałe koszty operacyjne	32 311	31 860	-451	-1,4%
Zmiana szacunku rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	20 299	67 049	46 750	230,3%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(104)	(645)	-541	-520,2%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**911 761**	**738 821**	**-172 940**	**-19,0%**
Koszty finansowe	123 242	154 655	31 413	25,5%
Przychody finansowe	98 117	64 843	-33 274	-33,9%
Zyski / (straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	(30 639)	57 228	87 867	286,8%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	8 418	5 262	-3 156	-37,5%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**864 415**	**711 499**	**-152 916**	**-17,7%**
Podatek dochodowy	165 420	162 358	-3 062	-1,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**698 995**	**549 141**	**-149 854**	**-21,4%**
EBITDA	**1 271 437**	**1 138 916**	**-132 521**	**-10,4%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Grupy Enea w III kwartale 2026 r. (spadek o 132,5 mln zł):

(-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 502,8 mln zł wynika głównie ze spadku wolumenu sprzedaży energii, przy jednoczesnym wzroście przychodów z Mocy Bilansujących

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 66,1 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2026 r. oraz wyższego wolumenu dystrybucji energii

(-) spadek przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 28,7 mln zł wynika głównie z niższej sprzedaży ubocznych produktów spalania

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 70,3 mln zł - wyższa ilościowa sprzedaż węgla poza Grupę, przy jednocześnie niższych cenach sprzedaży węgla

(+) wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy o 23,1 mln zł głównie w wyniku waloryzacji ceny obowiązku mocowego

(-) spadek przychodów z tytułu rekompensat o 141,8 mln zł:

zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* [art. 12, ustawa o limitach zużycia] oraz *Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025* [art. 8, ustawa o limitach cen]

- **(-)** w III kwartale 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 141,9 mln zł
- **(+)** w III kwartale 2026 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 0,1 mln zł

(-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 31,1 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw

(+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 413,5 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu zakupu energii

(-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 36,3 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat stałych

(+) spadek kosztów usług obcych o 12,7 mln zł wynika głównie ze zmiany ilości zadań zlecanych firmom zewnętrznym

(-) wzrost kosztów podatków i opłat o 13,7 mln zł wynika głównie z wyższego podatku od nieruchomości

(+) zmiana szacunku rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (wzrost wykorzystania rezerw o 46,7 mln zł):

- **(+) Taryfa G** - w III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na Taryfę G w wysokości 41,9 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2025 r. w wysokości 173,3 mln zł (Taryfa G została zatwierdzona na poziomie średnio 495,16 zł/MWh, czyli na poziomie niepokrywającym koszty zakupu energii, zmienności profilu zużycia i kosztu bilansowania)
- **(+) Prosumenci** (wzrost wykorzystania rezerwy o 4,8 mln zł) - w III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 25,1 mln zł. W III kw. 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 20,3 mln zł

(-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 14,1 mln zł - głównie: w 2025 r. zmiana odpisu aktualizującego uprawnienia do emisji CO_2 (wg wyceny na koniec września 2025 r.), przy jednoczesnym kw./kw. spadku rezerw na potencjalne roszczenia oraz rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

(+) wpływ zmiany wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 87,9 mln zł

4.3. Sytuacja majątkowa Grupy Enea —struktura aktywów i pasywów

Aktywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2025	30 września 2026		
Aktywa trwałe	**24 623 458**	**29 908 318**	**5 284 860**	**21,5%**
Rzeczowe aktywa trwałe	22 174 064	26 463 563	4 289 499	19,3%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	900 234	960 667	60 433	6,7%
Wartości niematerialne	372 573	398 901	26 328	7,1%
Nieruchomości inwestycyjne	13 950	16 139	2 189	15,7%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	118 331	129 888	11 557	9,8%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	776 431	1 323 470	547 039	70,5%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	50 895	68 865	17 970	35,3%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	25 730	345 460	319 730	1242,6%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	10 109	12 644	2 535	25,1%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	865	309	-556	-64,3%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	180 276	188 412	8 136	4,5%
Aktywa obrotowe	**15 262 871**	**13 118 464**	**-2 144 407**	**-14,0%**
Prawa do emisji CO_2	3 622 376	1 024 703	-2 597 673	-71,7%
Zapasy	1 279 712	1 354 620	74 908	5,9%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 746 131	3 431 687	-1 314 444	-27,7%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	16 694	13 926	-2 768	-16,6%
Aktywa z tytułu umów z klientami	412 121	1 425 804	1 013 683	246,0%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	2 020	1 818	-202	-10,0%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	110 860	1 753	-109 107	-98,4%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	30 451	115 335	84 884	278,8%
Inne inwestycje krótkoterminowe	517 667	80 776	-436 891	-84,4%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	4 524 839	5 668 042	1 143 203	25,3%
Razem aktywa	**39 886 329**	**43 026 782**	**3 140 453**	**7,9%**

Główne czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 5 284,9 mln zł):

(+) 4 289,5 mln zł wzrost rzeczowych aktywów trwałych - w tym: wzrost wartości środków trwałych o 4 956,2 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia i odpisów o 666,7 mln zł

(+) 547,0 mln zł wzrost wartości aktywów z tytułu odroczonego podatku - głównie wpływ zmiany wysokości rezerw na uprawnienia do emisji CO_2

(+) 319,7 mln zł wzrost pozycji należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności — głównie wzrost zapłaconych gwarancji bankowych oraz zmiana należności dotyczących rozliczenia transakcji futures zakupu uprawnień do emisji CO_2

Główne czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 2 144,4 mln zł):

(-) 2 597,7 mln zł spadek wartości praw do emisji CO_2 - w tym: wzrost wartości umorzenia i odpisów o 4 556,4 mln zł, przy jednoczesnym nabyciu uprawnień w kwocie 1 958,7 mln zł

(-) 1 314,4 mln zł spadek należności z tytułu dostaw i usług —głównie spadek należności handlowych i należności z tytułu podatków

(-) 436,9 mln zł spadek pozycji innych inwestycji krótkoterminowych —częściowe rozwiązanie lokat z terminem zapadalności powyżej 3 miesięcy

(-) 109,1 mln zł spadek należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego - zmiana rozliczeń z tytułu bieżącego podatku dochodowego

(+) 1 143,2 mln zł wzrost poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów - głównie wzrost środków na rachunku bieżącym oraz zmiana wysokości środków celowych z tytułu handlu prawami do emisji CO_2

(+) 1 013,7 mln zł wzrost wartości aktywów z tytułu umów z klientami – wynika głównie ze zmiany poziomu niezafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej

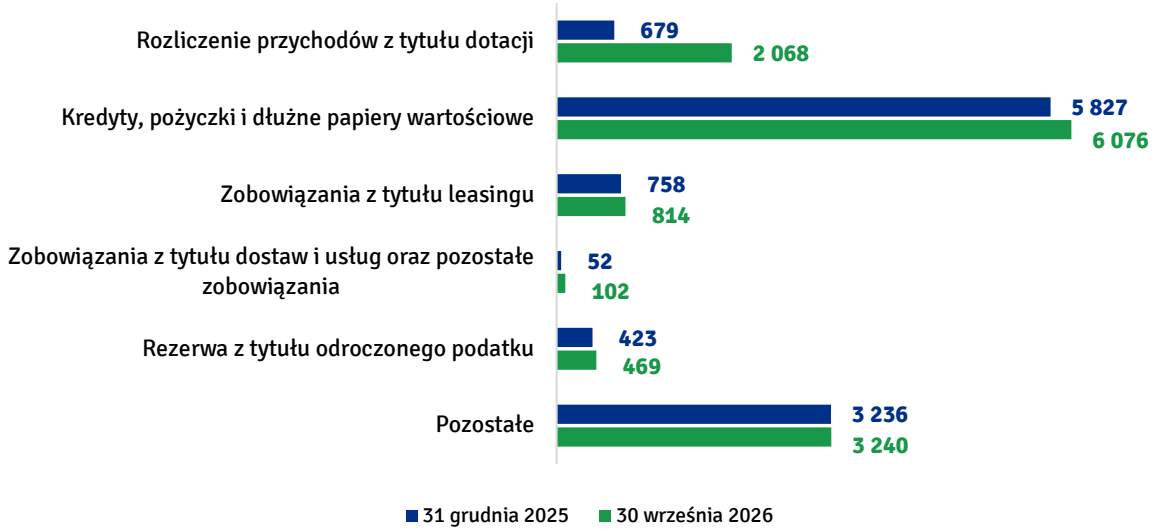
Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2025	30 września 2026		
Razem kapitał własny	**17 738 632**	**19 560 565**	**1 821 933**	**10,3%**
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 348 670	3 348 670	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	-7 273	-7 273	-	-
Kapitał rezerwowy z wyceny instrumentów zabezpieczających	-13 875	-197	13 678	98,6%
Zyski zatrzymane	12 763 368	14 554 367	1 790 999	14,0%
Udziały niekontrolujące	971 436	988 692	17 256	1,8%
Razem zobowiązania	**22 147 697**	**23 466 217**	**1 318 520**	**6,0%**
Zobowiązania długoterminowe	10 974 909	12 768 578	1 793 669	16,3%
Zobowiązania krótkoterminowe	11 172 788	10 697 639	-475 149	-4,3%
Razem pasywa	**39 886 329**	**43 026 782**	**3 140 453**	**7,9%**

Główne czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (wzrost o 1 793,7 mln zł):

(+) 1 389,2 mln zł wzrost rozliczeń przychodów z tytułu dotacji — otrzymane rozliczenie transzy poniesionych nakładów w ramach dofinansowanego projektu przez NFOŚiGW oraz wzrost preferencyjnej pożyczki otrzymanej z BGK ze środków KPO

(+) 249,2 mln zł wzrost pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe —uruchomienie transz kredytu BGK (pożyczka KPO) oraz finansowania project finance z przeznaczeniem na finansowanie budowy elektrowni gazowo parowej CCGT w Elektrowni Kozienice, przy jednoczesnej reklasyfikacji części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe

Struktura zobowiązań długoterminowych [mln zł]



Główne czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 475,1 mln zł):

(-) 1 281,1 mln zł spadek rezerw na zobowiązania i inne obciążenia - głównie spadek rezerw na zakup praw do emisji CO_2

(-) 93,6 mln zł spadek zobowiązań z tytułu umów z klientami —głównie zmiana zaliczek na opłaty przyłączeniowe

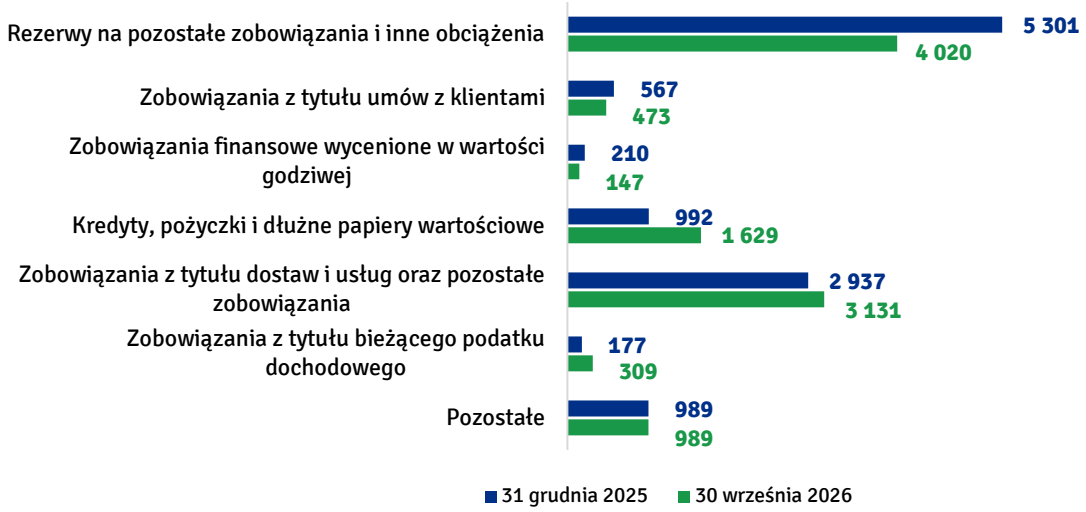
(-) 62,7 mln zł spadek zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie zmiana wyceny kontraktów FX Forward

(+) 637,8 mln zł wzrost pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - reklasyfikacja części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe, przy jednoczesnym wykupie obligacji i spłacie rat kredytowych

(+) 193,8 mln zł wzrost pozycji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań — wzrost wartości zobowiązań z tytułu podatków (z wyłączeniem podatku dochodowego) oraz zobowiązań handlowych, przy jednoczesnym spadku zobowiązań inwestycyjnych

(+) 132,2 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu bieżącego podatku dochodowego - zmiana rozliczeń z tytułu bieżącego podatku dochodowego

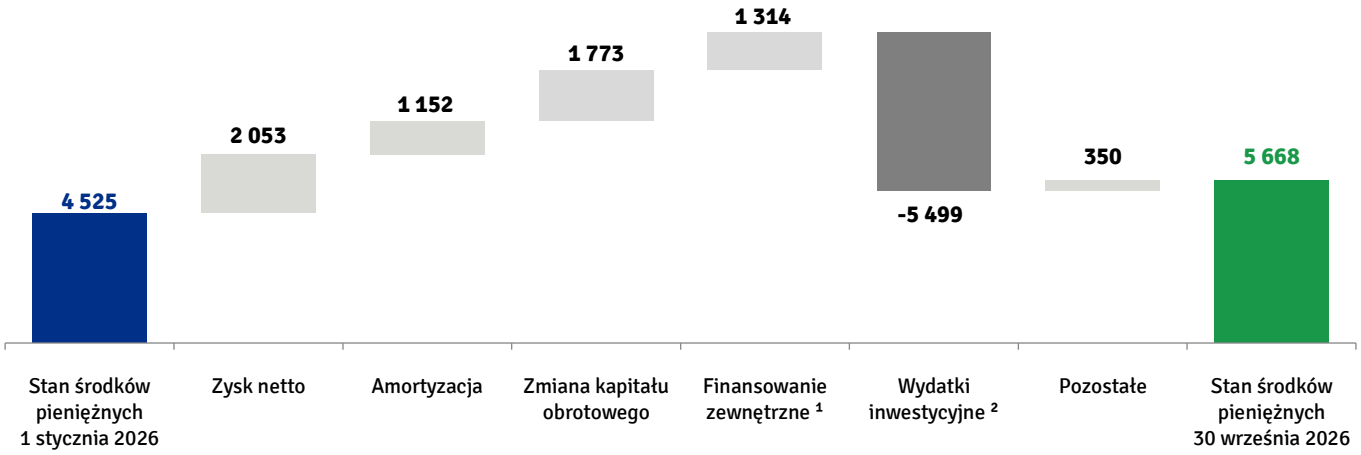
Struktura zobowiązań krótkoterminowych [mln zł]



4.4. Sytuacja pieniężna Grupy Enea

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	9 202 746	4 794 423	-4 408 323	-47,9%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-4 450 540	-3 878 225	572 315	12,9%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-1 387 198	227 005	1 614 203	116,4%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	3 365 008	1 143 203	-2 221 805	-66,0%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	4 412 137	4 524 839	112 702	2,6%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	**7 777 145**	**5 668 042**	**-2 109 103**	**-27,1%**

Przepływy pieniężne w I-III kw. 2026 r. [mln zł]



¹ Otrzymane kredyty i pożyczki, emisja obligacji, spłata kredytów i pożyczek, wykup obligacji
² Nabycie / zbycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabycie / zbycie jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych

4.5. CAPEX –nakłady inwestycyjne Grupy Enea

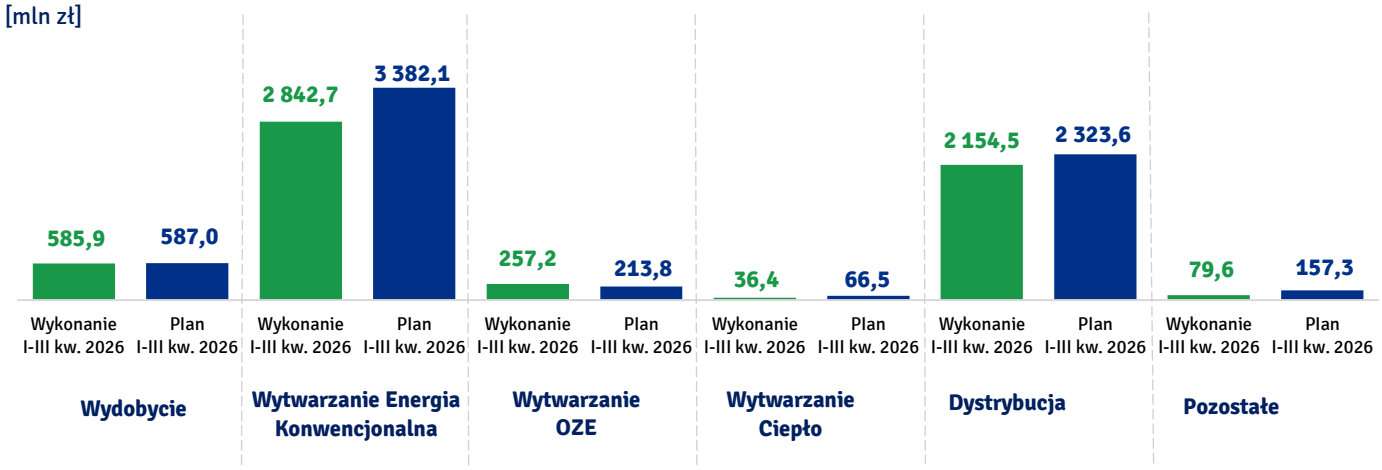
Strategia Grupy Enea zakłada do 2035 r. nakłady inwestycyjne w wysokości 107,5 mld zł, obejmujące bazowy program o wartości 67,1 mld zł oraz ambicję inwestycyjną na poziomie 40,4 mld zł. Program bazowy koncentruje się przede wszystkim na rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnych oraz aktywach niezbędnych do bezpiecznej i efektywnej zmiany miksu wytwórczego. Inwestycje te mają zwiększać możliwość przyłączania nowych źródeł i odbiorców, poprawiać elastyczność systemu oraz wzmacniać stabilność dostaw energii.

Ambicja inwestycyjna obejmuje potencjalne projekty dalszego rozwoju Grupy w obszarze OZE, energetyki gazowej i magazynowania energii, w tym planowany blok gazowo-parowy w Elektrowni Połaniec, kolejne projekty OZE oraz rozbudowę portfela magazynów. Realizacja tych projektów może zwiększyć skalę transformacji Grupy i stanowić dodatkowe źródło tworzenia wartości.

Kolejne projekty aspiracyjne będą uruchamiane po potwierdzeniu ich rentowności, dojrzałości oraz dostępności odpowiedniego finansowania, z uwzględnieniem wpływu na bezpieczeństwo finansowe Grupy. Ich realizacja może wykorzystywać zarówno finansowanie bilansowe, jak i rozwiązania pozabilansowe, w szczególności finansowanie projektowe, partnerstwa Joint Venture, dotacje i preferencyjne instrumenty finansowe. Pozwoli to zwiększać skalę rozwoju przy jednoczesnym ograniczaniu kosztu kapitału, ryzyka projektowego i obciążenia bilansu Enei.

Miarą powodzenia programu nie będzie sama skala CAPEX, lecz terminowa realizacja projektów i ich przełożenie na działające aktywa, wyniki oraz przyszłe przepływy pieniężne. Dyscyplina alokacji kapitału i aktywne zarządzanie portfelem inwestycji mają umożliwić wykorzystanie pełnego potencjału rozwojowego Grupy przy zachowaniu bezpiecznej sytuacji finansowej.

[mln zł]



[mln zł]	Wykonanie I-III kw. 2025	Wykonanie I-III kw. 2026	Wykonanie I-III kw. 2026/ Plan I-III kw. 2026	Wykonanie III kw. 2025	Wykonanie III kw. 2026	Wykonanie III kw. 2026/ Plan III kw. 2026	Plan 2026 r.
Wydobycie	448,3	585,9	99,8%	149,0	213,1	109,4%	819,3
Wytwarzanie Energia Konwencjonalna	284,5	2 842,7	84,1%	99,0	1 789,0	228,8%	4 053,6
Wytwarzanie OZE	2 007,7	257,2	120,3%	65,2	12,6	93,0%	543,0
Wytwarzanie Ciepło	91,0	36,4	54,7%	17,1	24,1	64,1%	116,7
Dystrybucja	1 517,3	2 154,5	92,7%	617,5	732,8	101,4%	3 298,3
Pozostałe	87,3	79,6	50,6%	35,4	27,4	36,3%	250,8
Razem	**4 436,1**	**5 956,3**	**88,5%**	**983,2**	**2 799,0**	**153,3%**	**9 081,7**

Struktura nakładów inwestycyjnych odzwierciedla aktualny etap realizacji *Strategii*. Blisko połowa CAPEX została przeznaczona na Segment Wytwarzanie Konwencjonalne, przede wszystkim w związku z budową bloków gazowo-parowych w Elektrowni Kozienice. Ponad 1/3 nakładów trafiła do Segmentu Dystrybucji, gdzie inwestycje zwiększają możliwość przyłączania nowych źródeł i odbiorców oraz poprawiają odporność sieci. Kolejnym etapem będzie dalsze zwiększanie udziału inwestycji w OZE, magazyny energii i cyfryzację.



Zakładamy realizację nakładów inwestycyjnych w 2026 r. na poziomie zbliżonym do planowanych rekordowych 9,08 mld zł. Przy tak dużej skali programu inwestycyjnego kluczowa jest nie tylko wysokość ponoszonych nakładów, lecz przede wszystkim terminowa realizacja projektów i osiąganie zaplanowanych kamieni milowych. Niższy CAPEX w pierwszym półroczu 2026 r. wynikał głównie z przesunięć dotyczących budowy bloków CCGT w Elektrowni Kozienice oraz zazieleniania bloków w Elektrowni Połaniec. W trzecim kwartale 2026 r. wyraźnie przyspieszyliśmy realizację inwestycji i oczekujemy wykonania rocznego planu na poziomie zbliżonym do budżetu.

Marek Lelątko, Wiceprezes Enei ds. Finansowych



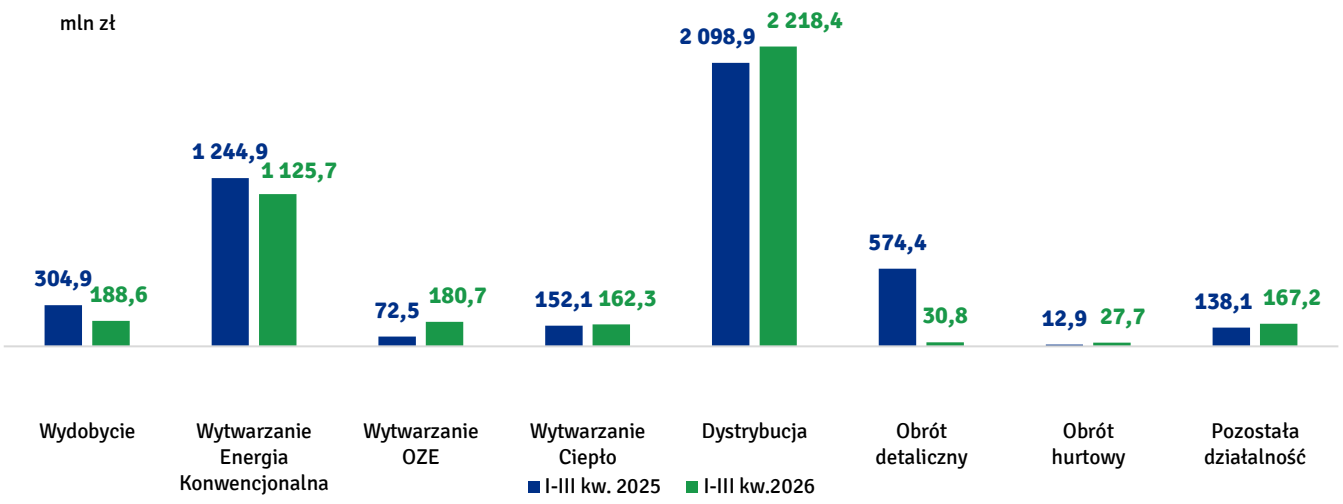
Główne obszary inwestycji związane z ochroną środowiska i klimatu [mln zł]

Wyszczególnienie	Wykonanie I-III kw. 2026	Plan I-III kw. 2026	Plan 2026
Grupa Enea	**2 859,7**	**3 221,5**	**4 104,5**
Zazielenienie bloków węglowych (dostosowanie do wymagań Rynku Mocy, m.in. zmniejszenie emisji CO_2)	187,5	317,1	414,5
Dekarbonizacja Wytwarzania Ciepła	2,0	7,8	37,6
Nowe źródła i rozwój OZE	277,5	244,8	336,0
Wiatr	250,6	211,9	280,0
Fotowoltaika	26,9	32,9	55,0
Biogaz	0,0	0,0	1,0
Magazyny energii	7,8	73,2	328,9
Budowa źródeł niskoemisyjnych	2 368,2	2 559,6	2 962,8
Pozostałe inicjatywy	16,7	19,0	24,7

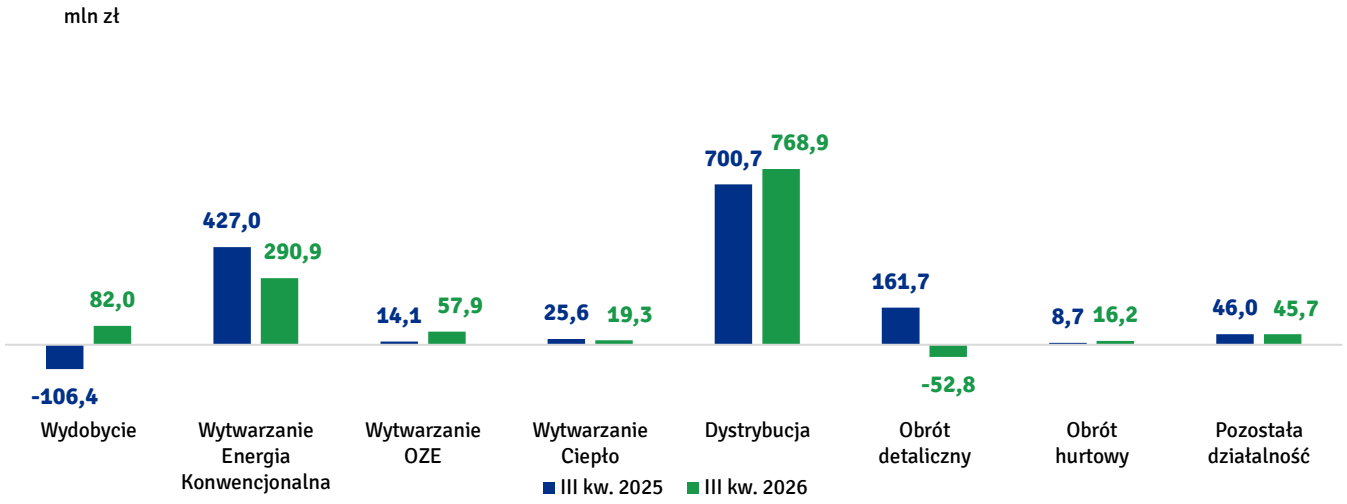
4.6. Dane operacyjne, finansowe i realizacja kluczowych projektów inwestycyjnych w poszczególnych Segmentach działalności

4.6.1. Wyniki finansowe w Segmentach

EBITDA [tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Wydobycie	304 879	188 563	-116 316	-38,2%
Wytwarzanie Energia Konwencjonalna	1 244 869	1 125 681	-119 188	-9,6%
Wytwarzanie OZE	72 491	180 675	108 184	149,2%
Wytwarzanie Ciepło	152 056	162 260	10 204	6,7%
Dystrybucja	2 098 937	2 218 390	119 453	5,7%
Obrót detaliczny	574 419	30 823	-543 596	-94,6%
Obrót hurtowy	12 935	27 732	14 797	114,4%
Pozostała działalność	138 095	167 220	29 125	21,1%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	59 556	-210 232	-269 788	-453,0%
Razem	**4 658 237**	**3 891 112**	**-767 125**	**-16,5%**



EBITDA [tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Wydobycie	-106 416	82 026	188 442	177,1%
Wytwarzanie Energia Konwencjonalna	426 991	290 912	-136 079	-31,9%
Wytwarzanie OZE	14 125	57 931	43 806	310,1%
Wytwarzanie Ciepło	25 573	19 254	-6 319	-24,7%
Dystrybucja	700 739	768 910	68 171	9,7%
Obrót detaliczny	161 708	-52 797	-214 505	-132,6%
Obrót hurtowy	8 678	16 206	7 528	86,7%
Pozostała działalność	45 985	45 677	-308	-0,7%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-5 946	-89 203	-83 257	-1400,2%
Razem	**1 271 437**	**1 138 916**	**-132 521**	**-10,4%**



4.6.2. Segment Wydobycie

Wydobycie - dane za I-III kw. 2026 r.

25,9%	18,9%	6,4 mln ton	189 mln zł
Udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce	Udziału w rynku węgla kamiennego w Polsce	Produkcja netto węgla	EBITDA

Podstawową rolą Segmentu Wydobycia pozostaje zapewnienie bezpiecznych i konkurencyjnych dostaw paliwa dla krajowych jednostek wytwórczych Grupy. Skala działalności będzie dostosowywana do zapotrzebowania elektrowni i sytuacji rynkowej, z równoczesną koncentracją na efektywności operacyjnej, jednostkowym koszcie produkcji oraz właściwym poziomie zapasów.

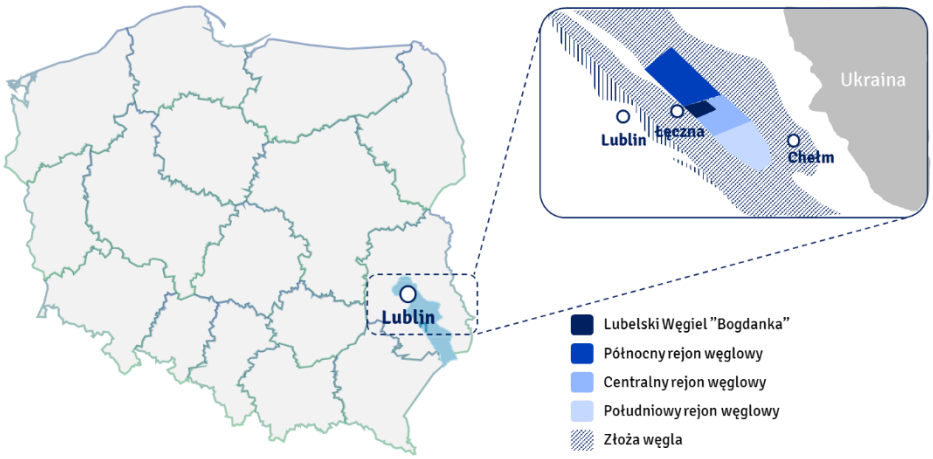
W warunkach presji cenowej na krajowym rynku węgla znaczenie ma utrzymanie konkurencyjności wydobycia i elastyczne dostosowywanie produkcji do potrzeb Grupy. Inwestycje w nowe wyrobiska, infrastrukturę i park maszynowy mają służyć utrzymaniu niezawodności, bezpieczeństwa oraz efektywności operacyjnej Segmentu.



LW Bogdanka - istotny producent węgla dla **krajowej energetyki**

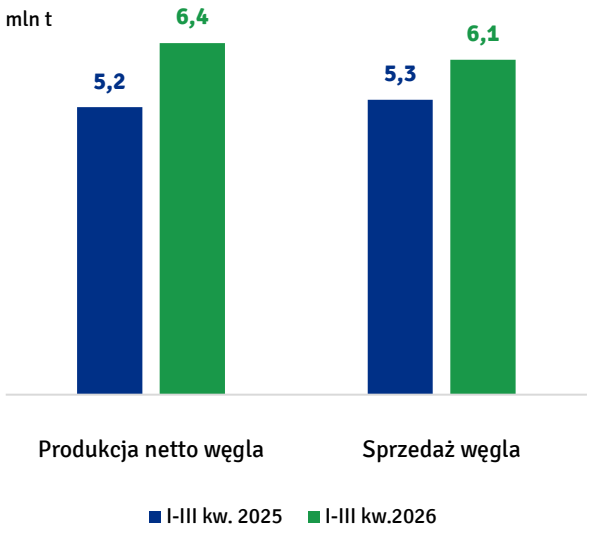
W Grupie Enea działalność wydobywcza prowadzona jest przez spółkę zależną LW Bogdanka, która jest jednym z liderów rynku producentów węgla kamiennego w Polsce, wyróżniającym się na tle branży pod względem osiąganych wyników finansowych, wydajności wydobycia węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych. Głównymi odbiorcami LW Bogdanka są w przeważającej mierze energetyka zawodowa i przemysłowa. Sprzedawany przez LW Bogdanka węgiel kamienny energetyczny stosowany jest przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej, cieplnej i produkcji cementu.

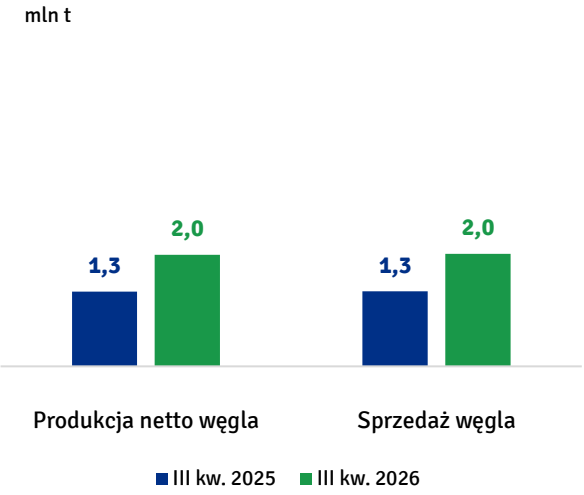
W Obszarze Wydobycia prezentowane są wyniki finansowe Grupy Kapitałowej LW Bogdanka z jednostką dominującą —Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. oraz jej spółkami zależnymi.



Dane operacyjne

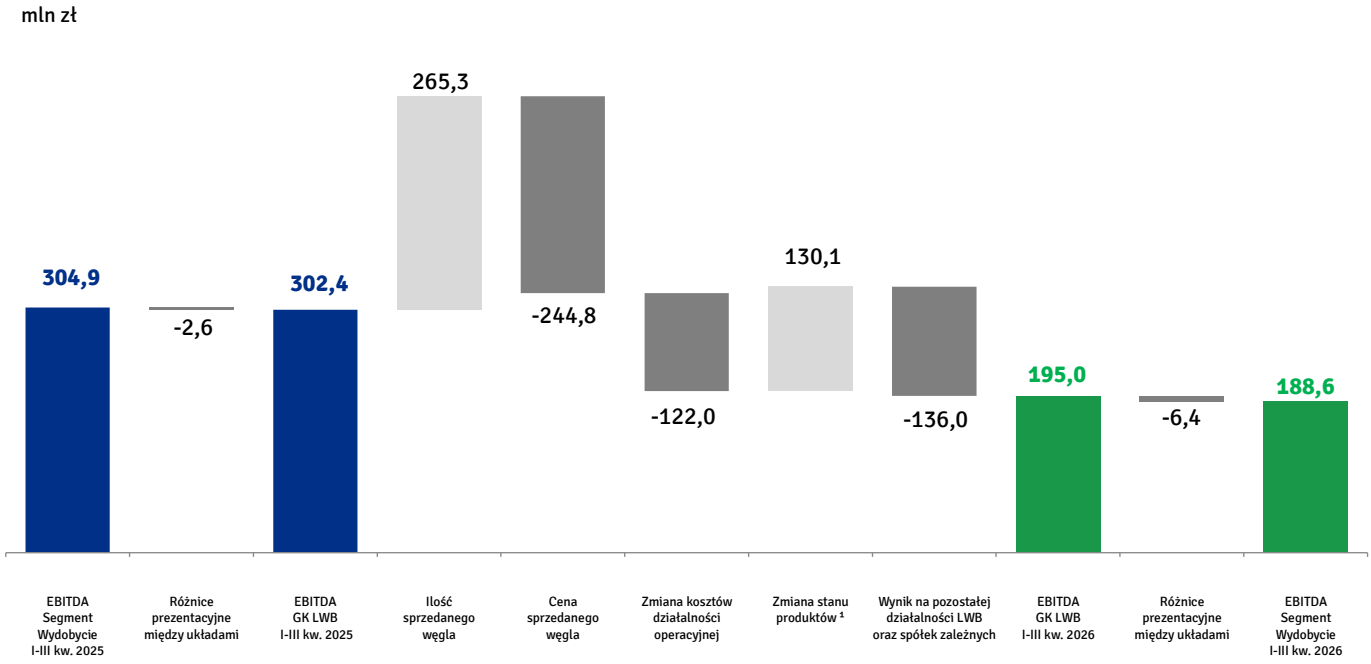
	I-III kw. 2025	I-III kw.2026	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Produkcja netto [tys. t]	5 198	6 360	1 162	22,4%	1 326	1 979	653	49,2%
Sprzedaż węgla [tys. t]	5 332	6 054	722	13,5%	1 330	1 998	669	50,3%
Zapas na koniec okresu [tys. t]	26	381	355	1 365,4%	26	381	355	1 365,4%
Roboty chodnikowe [km]	13,90	18,99	5,09	36,6%	4,95	6,70	1,75	35,4%





Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 000 581	2 038 112	37 531	1,9%
węgiel	1 953 173	1 973 357	20 184	1,0%
pozostałe produkty i usługi	37 038	50 406	13 368	36,1%
towary i materiały	10 370	14 349	3 979	38,4%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	8 659	8 837	178	2,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 009 240	2 046 949	37 709	1,9%
EBITDA	**304 879**	**188 563**	**-116 316**	**-38,2%**
Marża EBITDA	15,2%	9,2%	-6,0 p.p.	-
CAPEX	448 291	585 936	137 645	30,7%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	5,2%	5,3%	0,1 p.p.	-



¹ wpływ na prezentowane koszty = techniczny koszt wytworzenia węgla rozdzielony wg aktualnej struktury * ilościowa zmiana zapasu węgla w analizowanym okresie

Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartałach I-III 2026 r. (spadek o 116,3 mln zł):

(-) w I-III kw. 2025 r. zdarzenie jednorazowe w kwocie 144,85 mln zł - otrzymane odszkodowanie za szkodę powstałą w wyniku wylewu wód podziemnych, która miała miejsce w lutym 2023 r. w ścianie 3/VII/385

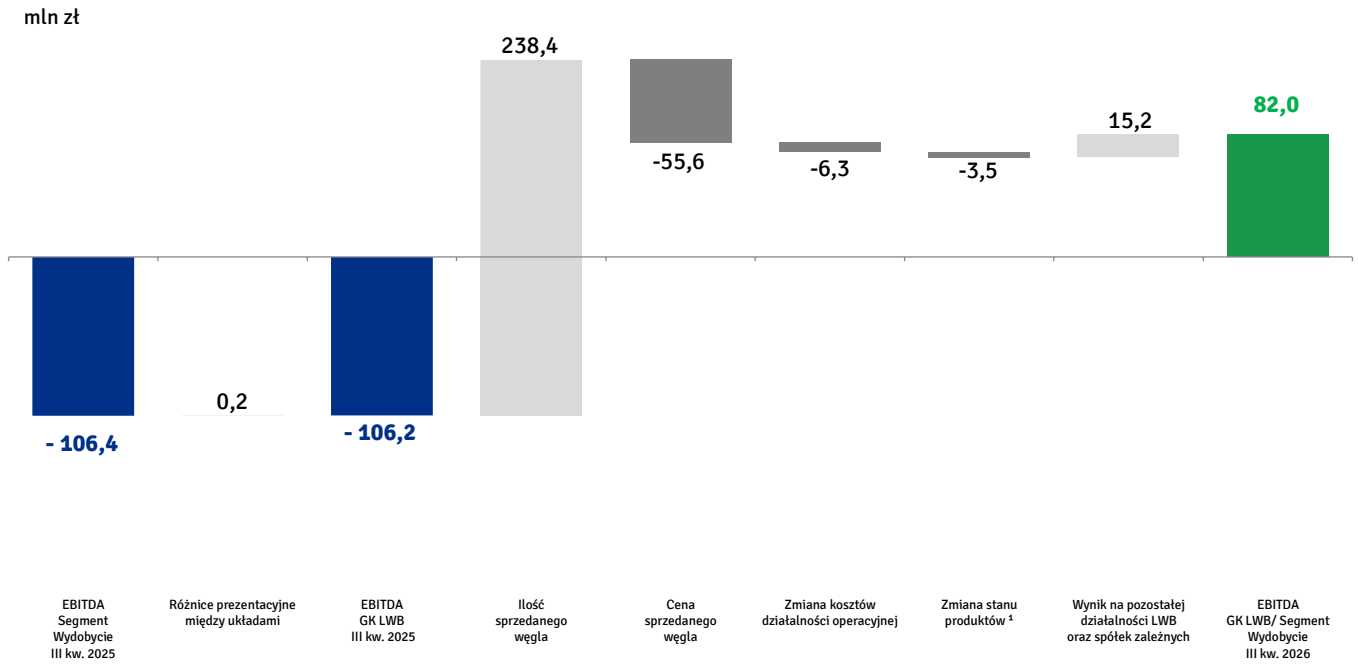
(-) wzrost wartości poniesionych kosztów działalności operacyjnej - wzrost kosztów bezpośrednich

(+) w trakcie I-III kw. 2026 r. wartość zapasów wzrosła o 86,5 mln zł, tj. 306 tys. t (nastąpiło zmniejszenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie I-III kw. 2025 r. wartość zapasów spadła o 43,6 mln zł, tj. 133 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu)

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa ilościowa sprzedaż węgla (+722 tys. t), przy jednocześnie niższych cenach sprzedaży węgla

Różnice prezentacyjne dotyczą sprawozdawczości finansowej Grupy Enea i Grupy Kapitałowej LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	483 721	679 665	195 944	40,5%
węgiel	473 125	656 121	182 996	38,7%
pozostałe produkty i usługi	7 892	16 784	8 892	112,7%
towary i materiały	2 704	6 760	4 056	150,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 932	2 965	33	1,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	486 653	682 630	195 977	40,3%
EBITDA	**-106 416**	**82 026**	**188 442**	**177,1%**
Marża EBITDA	-21,9%	12,0%	33,9 p.p.	-
CAPEX	148 969	213 133	64 164	43,1%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	4,0%	5,8%	1,8 p.p.	-



¹ wpływ na prezentowane koszty = techniczny koszt wytworzenia węgla rozdzielony wg aktualnej struktury * ilościowa zmiana zapasu węgla w analizowanym okresie

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2026 r. (wzrost o 188,4 mln zł):

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa ilościowa sprzedaż węgla (+669 tys. t), przy jednocześnie niższych cenach sprzedaży węgla

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności —głównie wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych towarów, materiałów i usług

(-) wzrost wartości poniesionych kosztów działalności operacyjnej - wzrost kosztów bezpośrednich

(-) w trakcie III kw. 2026 r. wartość zapasów spadła o 3,6 mln zł, tj. 20 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie III kw. 2025 r. wartość zapasów spadła o 0,1 mln zł, tj. 4 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu)

Różnice prezentacyjne dotyczą sprawozdawczości finansowej Grupy Enea i Grupy Kapitałowej LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

CAPEX – realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie	Wykonanie I-III kw. 2026	Plan I-III kw. 2026	Plan 2026
Lubelski Węgiel Bogdanka	**585,9**	**587,0**	**819,3**
park maszynowy (zakup, modernizacja i remonty maszyn, urządzeń i gotowych dóbr)	114,3	151,5	226,0
nowe wyrobiska	358,7	303,5	401,5
modernizacja i przebudowy wyrobisk	54,4	45,7	53,7
pozostałe	58,5	86,2	138,1

4.6.3. Segment Wytwarzanie

Wytwarzanie - dane za I-III kw. 2026 r.

6 415 MW	732 MW	14,9 TWh	1 469 mln zł
Całkowita moc zainstalowana elektryczna	Moc zainstalowana elektryczna w OZE	Produkcja energii elektrycznej netto	EBITDA

W Segmencie Wytwarzanie prezentowane są dane finansowe spółek: Enea Wytwarzanie, Enea Elektrownia Połaniec, Enea Nowa Energia (z uwzględnieniem PV Genowefa, PRO-WIND, PV-Tykocin, WMC SPV 2, WMC SPV 4), Enea Ciepło, MEC Piła, PEC Oborniki, Enea Elkogaz, Enea Bioenergia, Farma Wiatrowa Bejsce, Enea FW Pelplin, Enea FW Skibno, Enea FW Liskowo, Enea FW Pomorze, Enea FW Nowe Miasto Lubawskie, Enea FW Zaklików, Enea PV Gablin, Enea PV Stare Brynki, Enea PV Rydzyna.

Rozwój odnawialnych źródeł energii **istotnym elementem Strategii Grupy**



Dane operacyjne

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW_e]	Moc osiągalna elektryczna [MW_e]	Moc zainstalowana cieplna [MW_t]	Moc zainstalowana w OZE [MW_e]
Elektrownie konwencjonalne	5 743,8	5 678,0	255,4	230,0
Farmy wiatrowe	290,1	287,6	-	290,1
Farmy fotowoltaiczne	94,7	94,7	-	94,7
Biogazownie	3,8	3,8	3,1	3,8
Elektrownie wodne	58,8	55,8	-	58,8
Ciepłownie	-	-	210,4	-
Elektrociepłownie	223,9	175,0	617,6 [1]	55,0
Razem	**6 415,1**	**6 294,9**	**1 086,5**	**732,4**

[1] W tym układ Odzysku Ciepła o mocy 18,7 MW_t znajdującej się w Elektrociepłowni Białystok

Elektrownia Kozienice

Blok	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	230	230	230	230	230	230	230	230	560	560	1 112
Planowany ostatni rok produkcji [1]	2028	2028	2028	2028	2028	2028	2028	2028	2036	2036	2035

[1] Zakłada się, że dniem wyłączenia z eksploatacji będzie 31 grudnia wskazanego roku. Planowany ostatni rok produkcji jest zgodny ze Strategią Rozwoju Grupy Enea do 2035 r. Przewiduje się możliwe przedłużenie pracy bloków nr 9 i 10 do 2036 r. Wskazany planowany ostatni rok produkcji nie należy utożsamiać z okresem technicznej użyteczności bloków. Nie jest to jednoznaczne z tym, że bloki zostaną wyłączone, ani z tym, że ich możliwości techniczne nie pozwolą na dalsze użytkowanie.

Elektrownia Połaniec

Blok	B2	B3	B4	B5	B6	B7	GU (B9)
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	240	240	240	242	240	240	230
Planowany ostatni rok produkcji [1]	2033	2033	2033	2034	2033	2034	2042

[1] Zakłada się, że dniem wyłączenia z eksploatacji będzie 31 grudnia wskazanego roku.

Enea Ciepło

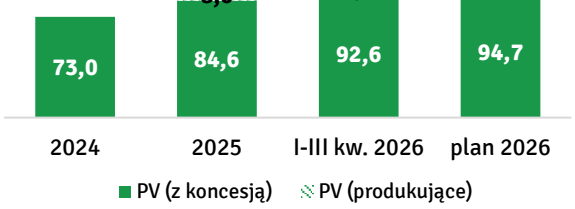
Blok	B1	B2	B3	B4
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	55	55	70	23,5
Planowany ostatni rok produkcji [1]	2039	2055	2065	2065

[1] Zakłada się, że dniem wyłączenia z eksploatacji będzie 31 grudnia wskazanego roku. W związku z zawieszeniem realizacji projektu pn. *Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego w Enea Ciepło sp. z o.o. Oddział Elektrociepłownia Białystok* wydłużono okresy eksploatacji dla każdego z urządzeń wytwórczych. Planowane są inwestycje, które pozwolą na wykorzystanie poszczególnych urządzeń w procesie dekarbonizacji.

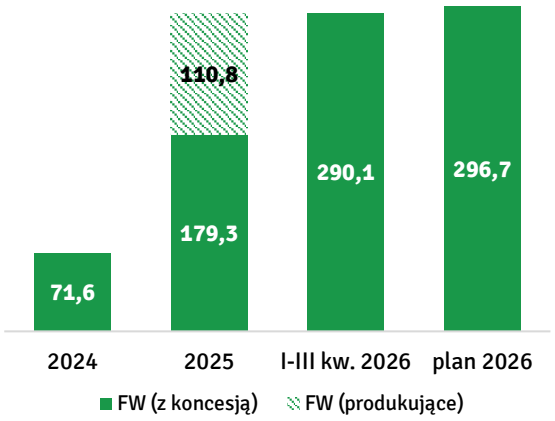
Nowe źródła OZE w 2026 r. i ich postęp zaawansowania

Nazwa i opis projektu		Moc [MW]	Rok zakończenia
PV Dygowo I	budowa instalacji (greenfield)	8,0	koncesja uzyskana w styczniu 2026 r.
PV Lipiny 2	budowa instalacji (greenfield)	2,1	farma produkująca –2026 r.
FW Pelplin	akwizycja SPV posiadających działającą farmę wiatrową	83,2	koncesja uzyskana w styczniu 2026 r.
FW Skibno 10 MW, FW Zaklików 11 MW, FW Nowe Miasto Lubawskie 6,6 MW, FW Jabłonowo Pomorskie 6,6 MW	akwizycja czterech farm wiatrowych będących na różnych etapach rozwoju	34,2	FW Skibno produkująca 10 MW –2026 r. (koncesja uzyskana w lutym 2026 r.) FW Zaklików produkująca 11 MW –2026 r. (posiada koncesję) FW Nowe Miasto Lubawskie produkująca 6,6 MW – 2026 r. (posiada koncesję) FW Jabłonowo Pomorskie nieprodukująca 6,6 MW – 2026 r.

Moce w farmach fotowoltaicznych [MW]



Moce w farmach wiatrowych [MW]



Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepła

	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto [GWh], w tym:	**14 716**	**14 931**	**215**	**1,5%**	**4 547**	**4 458**	**-89**	**-2,0%**
ze źródeł konwencjonalnych	12 580	12 301	-279	-2,2%	3 815	3 479	-336	-8,8%
Enea Wytwarzanie	9 415	10 403	988	10,5%	2 851	2 971	120	4,2%
Enea Elektrownia Połaniec	3 022	1 711	-1 311	-43,4%	949	492	-457	-48,2%
Enea Ciepło	80	116	36	45,0%	1	-	-1	-100,0%
MEC Piła	63	71	8	12,7%	14	15	1	7,1%
z biomasy	1 106	1 001	-105	-9,5%	327	403	76	23,2%
Enea Elektrownia Połaniec	973	875	-98	-10,1%	284	350	66	23,2%
Enea Ciepło	133	127	-6	-4,5%	43	53	10	23,3%
współspalanie biomasy	640	1 100	460	71,9%	247	382	135	54,7%
Enea Elektrownia Połaniec	640	1 100	460	71,9%	247	382	135	54,7%
z odnawialnych źródeł energii	390	529	139	35,6%	157	194	37	23,6%
elektrownie wodne	85	71	-14	-16,5%	23	18	-5	-21,7%
farmy wiatrowe	238	390	152	63,9%	107	149	42	39,3%
farmy PV	67	69	2	3,0%	28	28	-	-
Wytwarzanie ciepła brutto [TJ]	**4 830**	**5 294**	**464**	**9,6%**	**972**	**941**	**-31**	**-3,2%**
Enea Wytwarzanie	308	321	13	4,2%	29	21	-8	-27,6%
Enea Elektrownia Połaniec	1 567	1 595	28	1,8%	511	492	-19	-3,7%
Enea Ciepło	2 407	2 774	367	15,2%	362	362	-	-
PEC Oborniki	76	85	9	11,8%	10	9	-1	-10,0%
MEC Piła	473	519	46	9,7%	59	58	-1	-1,7%
Sprzedaż energii elektrycznej [GWh], w tym:	**17 190**	**16 907**	**-283**	**-1,6%**	**5 290**	**5 054**	**-236**	**-4,5%**
z produkcji	14 648	15 024	376	2,6%	4 479	4 458	-21	-0,5%
z zakupu	2 542	1 883	-659	-25,9%	811	596	-215	-26,5%
Sprzedaż ciepła [TJ]	**4 339**	**4 771**	**432**	**10,0%**	**833**	**807**	**-26**	**-3,1%**

Emisja CO_2, przydział bezpłatnych uprawnień CO_2, koszty z tytułu uprawnień

		Emisja CO_2 [1] [t]	Przydział bezpłatnych uprawnień CO_2 [t]	Koszty z tytułu uprawnień [tys. zł]
Elektrownia Kozienice	I-III kw. 2025	8 478 530	3 576[2]	2 662 460
	I-III kw. 2026	9 383 615	3 196[3]	3 090 120
MEC Piła	I-III kw. 2025	22 987	4 181[2]	5 508
	I-III kw. 2026	27 156	4 914	7 955
Białystok – Elektrociepłownia	I-III kw. 2025	130 589	40 901[2]	36 960
	I-III kw. 2026	182 245	33 835[3]	50 312
Białystok – Ciepłownia Zachód	I-III kw. 2025	8 539	1 788[2]	2 620
	I-III kw. 2026	22 555	1 538[3]	6 235
Elektrownia Połaniec	I-III kw. 2025	3 176 694	68 494[2]	962 723
	I-III kw. 2026	1 802 252	67 680	554 877
Łęczyńska Energetyka [4]	I-III kw. 2025	27 455	9 796[2]	6 380
	I-III kw. 2026	33 148	7 330	10 043
Razem I-III kw. 2025		**11 844 794**	**128 736[2]**	**3 676 651**
Razem I-III kw. 2026		**11 450 971**	**118 493**	**3 719 542**

[1] Wskazano emisyjność dla produkcji energii elektrycznej oraz dla produkcji ciepła łącznie
[2] Darmowe uprawnienia przyznane na 2025 r.
[3] Darmowe uprawnienia przyznane na 2026 r. —wielkość planowana, brak na rachunku uprawnień
[4] Podmiot w GK LW Bogdanka, posiadający uprawnienia do emisji CO_2

Zaopatrzenie w paliwa

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice jest węgiel kamienny w sortymencie miał, a w Elektrowni Połaniec i Elektrociepłowni Białystok dodatkowo także biomasa. W Ciepłowni Zachód do produkcji zużywa się miał węglowy i gaz ziemny.

Dostawy węgla

	Elektrownia Kozienice	Elektrownia Połaniec	Enea Ciepło
Dostawcy węgla w I-III kw. 2026 r.	LW Bogdanka (88,3%) PGG (10,1%) JSW (1,0%) PKW (0,5%) CZW Węglozbyt (0,1%)	LW Bogdanka (77,0%) JSW (23,0%)	LW Bogdanka (90,0%) CZW Węglozbyt (10,0%)
Przewoźnicy realizujący dostawy w I-III kw. 2026 r.	PKP CARGO (60,8%) LW Bogdanka (24,0%) Freightliner Polska (12,5%) PGG (2,1%) PKW (0,5%) CZW Węglozbyt (0,1%)	PKP CARGO (67,0%) CD Cargo Poland (22,7%) LW Bogdanka (10,0%) DB Cargo Polska (0,3%)	LW Bogdanka (90,0%) PKP CARGO (10,0%)

Zakup paliwa

Typ paliwa	Obszar Wytwarzania			
	I-III kw. 2025		I-III kw. 2026	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	5 457	1 962	5 469	1 778
Biomasa	1 449	660	1 798	963
Olej opałowy (ciężki) [1]	10	22	8	26
Olej opałowy (lekki) [2]	5	21	6	31
Gaz [tys. m^3] [3]	17 226	46	19 225	49
Razem		**2 711**		**2 847**

[1] Paliwo rozpałkowe w B1-10 Elektrowni Kozienice i B2-7 Elektrowni Połaniec
[2] Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice, B9 Elektrowni Połaniec, MEC Piła (kotłownia Staszyce, w której jest możliwość zasilania paliwem gazowym i olejem opałowym), Elektrociepłowni Białystok, uwzględniono zakup oleju opałowego lekkiego w I kwartale 2025 r. na potrzeby rozruchu zmodernizowanych kotłów w Ciepłowni Zachód
[3] Używany do produkcji energii elektrycznej i cieplnej w MEC Piła, używany do produkcji ciepła w Ciepłowni Zachód

Istniejące moce wytwórcze pozostają ważnym elementem bezpieczeństwa dostaw energii w okresie transformacji krajowej energetyki. Grupa Enea zwiększa ich elastyczność, aby mogły lepiej odpowiadać na zmieniające się warunki systemowe i rynkowe oraz rosnący udział OZE. Służą temu m.in. działania zmierzające do obniżenia minimalnego poziomu obciążenia jednostek, skracania czasu i ograniczania kosztów rozruchu oraz rozwoju infrastruktury rozruchowej.

Równolegle Grupa realizuje projekty modernizacyjne, których celem jest utrzymanie dyspozycyjności jednostek, ograniczanie ich emisyjności i dostosowanie do wymagań Rynku Mocy. Pozwala to efektywnie wykorzystywać istniejące aktywa, utrzymywać ich rolę w stabilizowaniu systemu oraz przygotowywać portfel wytwórczy do funkcjonowania przy rosnącym udziale źródeł odnawialnych.

Rynek Mocy

Grupa Enea od 2018 r. aktywnie uczestniczy w procesach Rynku Mocy, w tym w certyfikacjach ogólnych oraz aukcjach dodatkowych, uzupełniających i dogrywkowych. Korzystne rozstrzygnięcia aukcji wspierają realizację planu inwestycyjnego Grupy.

Enea Elektrownia Połaniec i Enea Wytwarzanie zawarły umowę o wspólnym przedsięwzięciu w sprawie wspólnego działania na Rynku Mocy i wzajemnego rezerwowania.

W 2026 r. istotnym wydarzeniem dla wytwórców energii elektrycznej była aukcja dodatkowa na kwartały roku dostaw 2027, przeprowadzona 26 marca 2026 r. W jej wyniku Enea Elektrownia Połaniec zawarła dla Bloku Zielonego umowę mocową na 192 MW dla I kwartału 2027 r., a Enea Ciepło dla bloku 1 umowę mocową na 6 MW dla I kwartału 2027 r.

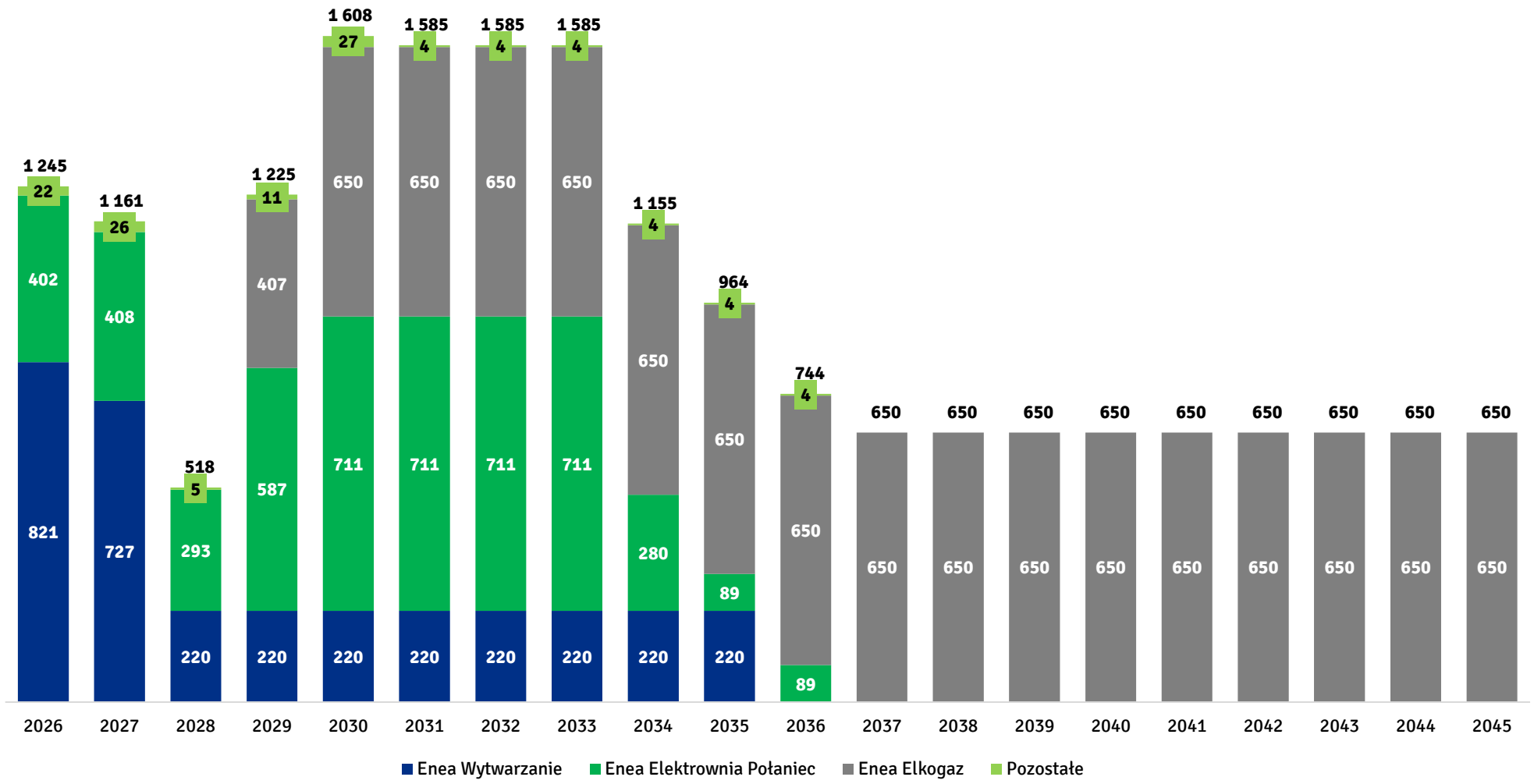
3 września 2026 r. przeprowadzono także aukcję uzupełniającą na rok dostaw 2027. W jej wyniku Enea Wytwarzanie zawarła dla bloków 5, 6, 8, 9 i 10 umowę mocową na 1 557 MW, a Enea Ciepło dla bloku 2 umowę mocową na moc 38 MW.

Szczegółowe informacje o obowiązkach mocowych zakontraktowanych przez spółki Grupy Enea w wyniku przeprowadzonych aukcji Rynku Mocy, według stanu na dzień publikacji niniejszego *Sprawozdania* przedstawiono w poniższej tabeli (obowiązek mocowy na koniec wskazanego roku).

Enea Elektrownia Połaniec i Enea Wytwarzanie zawarły umowę **o wspólnym przedsięwzięciu** w sprawie wspólnego działania na Rynku Mocy i wzajemnego rezerwowania



Szacowane przychody z Rynku Mocy – wartości nieindeksowane [mln zł]


1 245
22
402
821
1 161
26
408
727
518
5
293
220
1 225
11
407
587
220
1 608
27
650
711
220
1 585
4
650
711
220
1 585
4
650
711
220
1 585
4
650
711
220
1 155
4
650
280
220
964
4
650
89
220
744
4
650
89
650
650
650

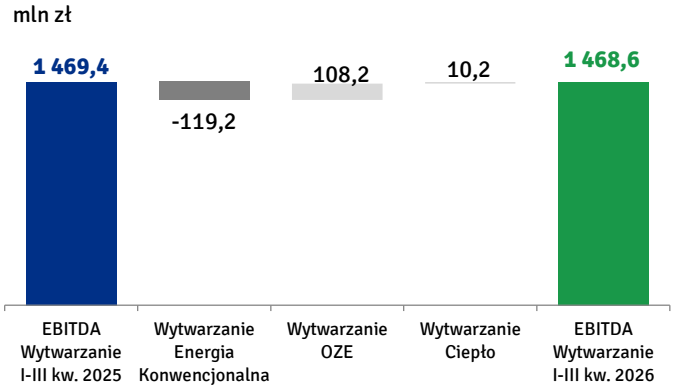
Moc zakontraktowana w Rynku Mocy [MW]

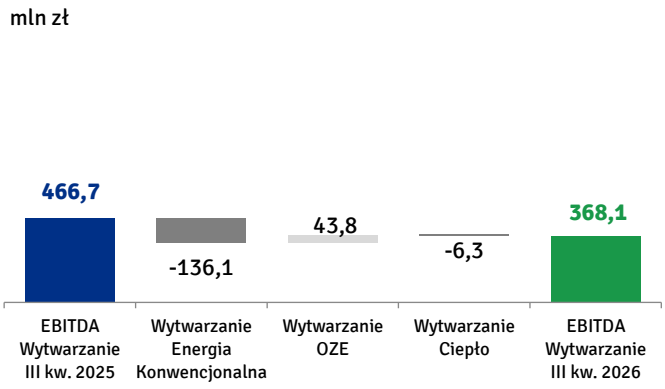
Spółka	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Enea Wytwarzanie																				
Blok 5	195	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 6	192	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 7	186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 8	189	189	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 9	485	485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 10	488	488	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 11	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Elektrownia Połaniec																				
Blok 2	202	202	202	202	202	202	202	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 3	-	-	-	202	202	202	202	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 4	202	202	202	202	202	202	202	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 5	200	200	200	200	207	207	207	207	207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 6	200	200	200	200	200	200	200	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 7	200	200	200	200	204	204	204	204	204	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok Zielony	-	- [1]	191	191	192	192	192	192	192	192	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Ciepło																				
Blok 1	15 [2]	9 [3]	-	9	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 2	-	38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blok 3	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Nowa Energia																				
Koronowo I	12	-	12	12	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koronowo II	12	12	-	12	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koronowo III	12 [4]	12	10	11	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MEC Piła																				
EC-Koszyce	-	-	-	-	9	9	9	9	9	9	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enea Elkogaz																				
BGP1 Kozienice	-	-	-	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
BGP2 Kozienice	-	-	-	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
Razem na koniec roku	**3 733**	**3 548**	**2 132**	**3 573**	**3 600**	**3 551**	**3 551**	**3 551**	**2 745**	**2 334**	**1 419**	**1 218**	**1 218**	**1 218**	**1 218**	**1 218**	**1 218**	**1 218**	**1 218**	**1 218**

[1] Umowa mocowa na rok 2027 obowiązuje dla I kwartału w wysokości 192 MW.
[2] Umowa mocowa na rok 2026 obowiązuje dla I kwartału i IV kwartału w wysokości 15 MW.
[3] Dodatkowo, umowa mocowa na rok 2027 obowiązuje dla I kwartału w wysokości 6 MW.
[4] Umowa mocowa na rok 2026 obowiązuje dla I kwartału i IV kwartału w wysokości 12 MW.

Dane finansowe

Z uwagi na rosnące znaczenie działalności OZE w Grupie, co powiązane jest między innymi z przeprowadzonymi akwizycjami spółek w obszarze farm wiatrowych w trakcie roku 2025 oraz rozbudową potencjału wytwórczego o nowe instalacje ze źródeł odnawialnych, począwszy od wyników za rok 2025 Grupa wprowadziła zmianę prezentacji wyników. Segment Wytwarzanie został podzielony na: Energię Konwencjonalną, OZE i Ciepło. W raporcie za rok 2025 oraz w kolejnych raportach kwartalnych i półrocznych, dla porównywalności wyników okresy za rok ubiegłoroczny zostały zmienione prezentacyjnie.





Wytwarzanie Energia Konwencjonalna – dane za I-III kw. 2026 r.

5 744 MW	230 MW	14,1 TWh	1 126 mln zł
Moc zainstalowana elektryczna	Moc zainstalowana elektryczna w OZE	Produkcja energii elektrycznej netto	EBITDA

Spółki: Enea Wytwarzanie, Enea Elektrownia Połaniec, Enea Elkogaz, Enea Bioenergia.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	9 369 265	9 176 527	-192 738	-2,1%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	1 011	1 270	259	25,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	9 370 276	9 177 797	-192 479	-2,1%
EBITDA	**1 244 869**	**1 125 681**	**-119 188**	**-9,6%**
Marża EBITDA	13,3%	12,3%	-1,0 p.p.	-
CAPEX	284 465	2 842 733	2 558 268	899,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	24,4%	23,8%	-0,6 p.p.	-

Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartałach I-III 2026 r. (spadek o 119,2 mln zł):

(-) spadek marży na obrocie 164,2 mln zł

(-) spadek pozostałych czynników o 168,8 mln zł, w tym głównie spadek sprzedaży ubocznych produktów spalania oraz aktualizacja wyceny CO_2

(+) wzrost wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 119,6 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 60,3 mln zł

(+) spadek kosztów stałych o 33,9 mln zł

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 929 332	2 826 151	-103 181	-3,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	346	462	116	33,5%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 929 678	2 826 613	-103 065	-3,5%
EBITDA	**426 991**	**290 912**	**-136 079**	**-31,9%**
Marża EBITDA	14,6%	10,3%	-4,3 p.p.	-
CAPEX	98 964	1 789 025	1 690 061	1707,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	24,3%	23,9%	-0,4 p.p.	-

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2026 r. (spadek o 136,1 mln zł):

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 37,8 mln zł

(-) spadek marży na obrocie 56,9 mln zł

(-) spadek pozostałych czynników o 81,6 mln zł, w tym głównie spadek sprzedaży ubocznych produktów spalania oraz aktualizacja wyceny CO_2

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 18,1 mln zł

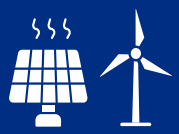
(+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 16,2 mln zł

(+) spadek kosztów stałych o 5,9 mln zł

CAPEX – realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie		Wykonanie I-III kw. 2026	Plan I-III kw. 2026	Plan 2026
Wytwarzanie Energia Konwencjonalna		**2 842,7**	**3 382,1**	**4 053,6**
Enea Wytwarzanie	modernizacje i remonty bloków	92,7	150,7	237,8
	modernizacje i remonty pozostałej infrastruktury	66,6	81,7	126,9
	zazielenienie	1,6	10,9	30,0
	magazyny energii	1,4	20,5	20,9
	pozostałe	0,8	1,4	2,8
Enea Elektrownia Połaniec	modernizacje i remonty bloków	120,0	118,1	121,4
	modernizacje i remonty pozostałej infrastruktury	4,8	10,2	13,9
	zazielenienie	185,9	306,1	384,5
	magazyny energii	1,0	52,5	60,0
	instalacja do produkcji pelletu	0,2	63,0	84,0
	projekt SMR	0,0	2,0	2,0
	inne projekty rozwojowe	-1,6	5,6	6,6
	pozostałe	1,8	3,3	3,4
Enea Elkogaz	budowa bloków gazowo-parowych w Kozienicach	2 362,8	2 556,1	2 959,3
Enea Połaniec Gaz	budowa bloków gazowo-parowych w Połańcu	4,7	0,0	0,0

Wytwarzanie OZE - dane za I-III kw. 2026 r.



95 MW	290 MW	529 GWh	181 mln zł
Moc zainstalowana elektryczna w farmach fotowoltaicznych	Moc zainstalowana elektryczna w farmach wiatrowych	Produkcja energii elektrycznej netto	EBITDA

Spółki: Enea Nowa Energia (z uwzględnieniem PV Genowefa, PRO-WIND, PV-Tykocin, WMC SPV 2, WMC SPV 4), Farma Wiatrowa Bejsce, Enea FW Pelplin, Enea FW Skibno, Enea FW Liskowo, Enea FW Pomorze, Enea FW Nowe Miasto Lubawskie, Enea FW Zaklików, Enea PV Gablin, Enea PV Stare Brynki, Enea PV Rydzyna.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	149 052	281 279	132 227	88,7%
EBITDA	**72 491**	**180 675**	**108 184**	**149,2%**
Marża EBITDA	48,6%	64,2%	15,6 p.p.	-
CAPEX	2 007 679	257 167	-1 750 512	-87,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	0,4%	0,7%	0,3 p.p.	-

Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartałach I-III 2026 r. (wzrost o 108,2 mln zł):

(+) Obszar Wiatr wzrost o 97,9 mln zł —efekt bazy analogicznego okresu roku ubiegłego dotyczącego nabytych w II kwartale 2025 r. nowych źródeł wytwórczych

(+) Obszar Woda wzrost o 10,6 mln zł, głównie wzrost przychodów z Rynku Mocy oraz spadek kosztów stałych

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	47 359	93 189	45 830	96,8%
EBITDA	**14 125**	**57 931**	**43 806**	**310,1%**
Marża EBITDA	29,8%	62,2%	32,4 p.p.	-
CAPEX	65 152	12 633	-52 519	-80,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	0,4%	0,8%	0,4 p.p.	-

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2026 r. (wzrost o 43,8 mln zł):

(+) Obszar Wiatr wzrost o 39,4 mln zł —efekt nabytych w II kwartale 2025 r. nowych źródeł wytwórczych

(+) Obszar Woda wzrost o 4,0 mln zł, głównie wzrost przychodów z Rynku Mocy oraz spadek kosztów stałych

CAPEX – realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie		Wykonanie I-III kw. 2026	Plan I-III kw. 2026	Plan 2026
Wytwarzanie OZE		**257,2**	**213,8**	**543,0**
Enea Nowa Energia (w tym spółki zależne)	nowe źródła i rozwój OZE	250,6	211,9	280,0
	modernizacje i remonty infrastruktury OZE	0,6	1,4	10,3
	magazyny energii	5,4	0,0	247,7
	pozostałe	0,6	0,5	5,0

Wytwarzanie Ciepło - dane za I-III kw. 2026 r.



3,4 PJ	3,0 PJ	313 GWh	162 mln zł
Produkcja ciepła brutto	Sprzedaż ciepła	Produkcja energii elektrycznej netto	EBITDA

Spółki: Enea Ciepło, MEC Piła, PEC Oborniki.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	576 646	645 140	68 494	11,9%
EBITDA	**152 056**	**162 260**	**10 204**	**6,7%**
Marża EBITDA	26,4%	25,2%	-1,2 p.p.	-
CAPEX	90 981	36 355	-54 626	-60,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	1,5%	1,7%	0,2 p.p.	-

Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartałach I-III 2026 r. (wzrost o 10,2 mln zł):

(+) wzrost marży I stopnia o 15,7 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 4,9 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 1,1 mln zł

(-) wzrost kosztów stałych o 11,5 mln zł

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	124 760	130 178	5 418	4,3%
EBITDA	**25 573**	**19 254**	**-6 319**	**-24,7%**
Marża EBITDA	20,5%	14,8%	-5,7 p.p.	-
CAPEX	17 129	24 100	6 971	40,7%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	1,0%	1,1%	0,1 p.p.	-

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2026 r. (spadek o 6,3 mln zł):

(-) spadek marży I stopnia o 6,2 mln zł

(-) wzrost kosztów stałych o 4,1 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 3,5 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 0,5 mln zł

CAPEX – realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie [mln zł]		Wykonanie I-III kw. 2026	Plan I-III kw. 2026	Plan 2026
Wytwarzanie Ciepło		**36,4**	**66,5**	**116,7**
Enea Ciepło	modernizacja i remonty źródeł oraz pozostałej infrastruktury	9,2	15,9	24,3
	modernizacja sieci cieplnych	4,1	9,7	10,5
	przyłączanie odbiorców	5,2	10,1	15,7
	program dekarbonizacji	1,3	5,3	16,1
	magazyny energii	0,1	0,2	0,2
	pozostałe	5,6	10,3	11,2
MEC Piła	modernizacje i remonty źródeł oraz pozostałej infrastruktury	6,0	4,4	8,1
	program dekarbonizacji	0,2	0,0	16,5
	modernizacje sieci cieplnych	4,0	5,2	5,5
	pozostałe	0,2	0,2	0,4
PEC Oborniki	program dekarbonizacji	0,5	2,5	5,0
	pozostałe	0,0	2,8	3,4

4.6.4. Segment Dystrybucja

Dystrybucja - dane za I-III kw. 2026 r.

2,9 mln	127,0 tys. km	15,4 TWh	2 218 mln zł
Odbiorców usług końcowych	Linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami	Dostarczonej energii	EBITDA

Dystrybucja łączy stabilny, regulowany model działalności z rosnącą rolą sieci w rozwoju krajowego systemu energetycznego. Rozbudowa i modernizacja infrastruktury zwiększają możliwości przyłączania nowych odbiorców i źródeł OZE, odpowiadają na wzrost zapotrzebowania na energię oraz zwiększają wartość regulowanych aktywów Grupy.

Cyfryzacja, automatyzacja oraz rozwój usług elastyczności umożliwiają lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury i wspierają ambitną pracę sieci przy rosnącej generacji odnawialnej. Skalę inwestycji zwiększa dostęp do preferencyjnego finansowania, w tym środków przeznaczonych na modernizację sieci oraz rozwój infrastruktury niezbędnej do przyłączania stacji ładowania dużych mocy. Dystrybucja pozostaje dzięki temu nie tylko fundamentem bezpieczeństwa dostaw, lecz także jednym z najważniejszych źródeł stabilnego wyniku i długoterminowego wzrostu wartości Grupy.

Enea Operator odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,9 mln klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km^2. Podstawowym zadaniem Enei Operator jest dostarczanie energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu odpowiednich parametrów jakościowych.

W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe spółek: Enea Operator, Enea Serwis, Enea Pomiary i Enea Logistyka.

114 posterunków energetycznych wspiera niezawodność i bezpieczeństwo **dostaw energii elektrycznej**

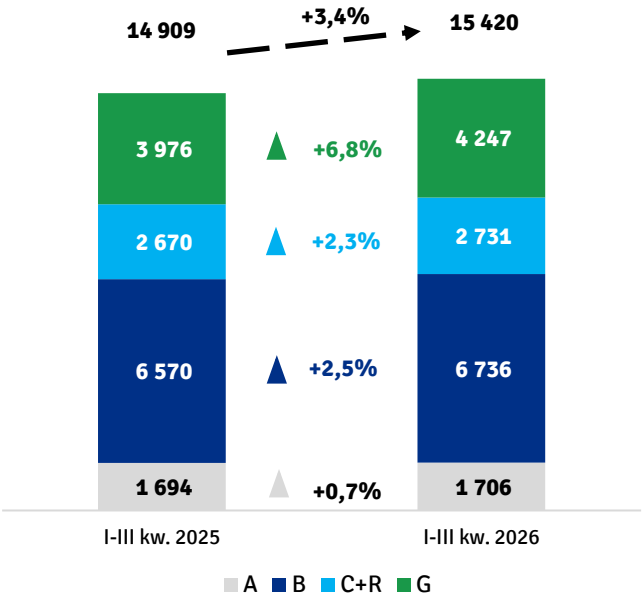


- 5 Oddziałów Dystrybucji
- 31 Rejonów Dystrybucji
- 114 Posterunków Energetycznych

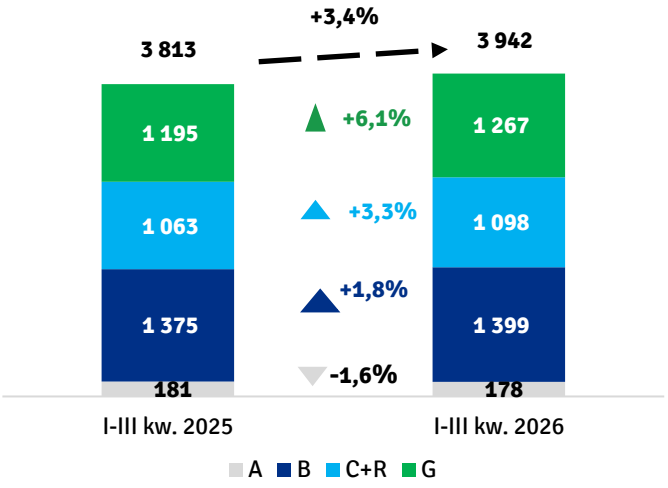
Dane operacyjne

	I-III kw. 2025	I-III kw.2026	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym [GWh]	14 909	15 420	511	3,4%	4 910	4 966	56	1,1%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego) [tys.]	2 857	2 882	25	0,9%	2 857	2 882	25	0,9%

Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Sprzedaż usług dystrybucyjnych [mln zł]



Liczba i długość przyłączy

Wyszczególnienie	2025		I-III kw. 2026	
	Liczba [szt.]	Długość [km]	Liczba [szt.]	Długość [km]
Napowietrzne	361 946	6 885	366 190	6 855
Kablowe	767 347	6 627	773 471	6 612
Razem	**1 129 293**	**13 512**	**1 139 661**	**13 467**

Liczba stacji elektroenergetycznych [szt.]

Wyszczególnienie	2025	I-III kw. 2026
110 kV	269	269
SN	40 520	40 638
Razem	**40 789**	**40 907**

Długość linii [km]

Długość linii w przeliczeniu na jeden tor [km]	2025			I-III kw. 2026		
	WN	SN	nN[1]	WN	SN	nN[1]
linie napowietrzne	5 526	32 118	26 589	5 526	31 743	26 469
linie kablowe	96	15 135	33 319	96	15 604	34 063
Razem	**5 622**	**47 253**	**59 908**	**5 622**	**47 347**	**60 532**

[1] bez przyłączy

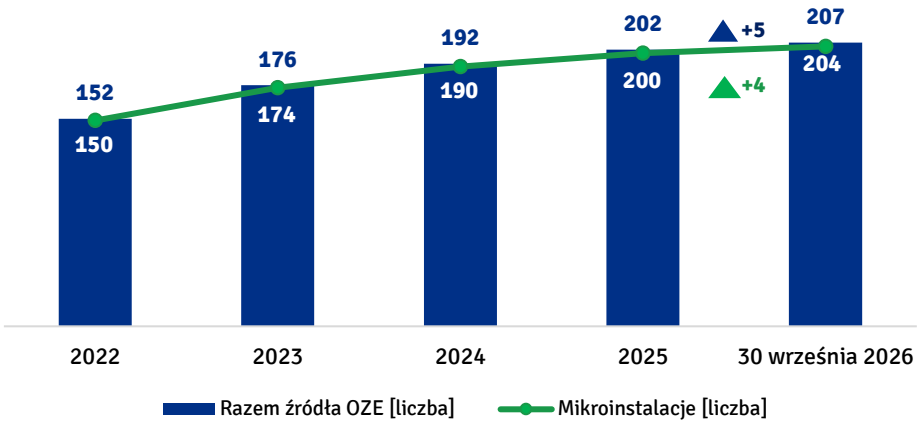
Przyłączone źródła OZE na terenie działania Enea Operator w okresie 2022-2026 r.

14 nowych grup taryfowych wspierających dostosowanie zużycia energii do okresów wysokiej generacji z OZE.

Rok	Liczba przyłączonych źródeł OZE (z wyłączeniem mikroinstalacji), narastająco [szt.]	Liczba przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków, narastająco [szt.]	Liczba przyłączonych źródeł OZE łącznie, narastająco [szt]	Suma mocy przyłączonych źródeł OZE (z wyłączeniem mikroinstalacji), narastająco [MW]	Suma mocy przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków, narastająco [MW]	Suma mocy przyłączonych źródeł OZE łącznie, narastająco [MW]
2022	1 274	150 283	151 557	3 100	1 257	4 357
2023	1 808	174 278	176 086	4 316	1 559	5 875
2024	2 208	189 569	191 777	5 446	1 764	7 210
2025	2 586	199 546	202 132	6 569	1 934	8 503
30.09.2026	**2 797**	**204 451**	**207 248**	**7 022**	**2 057**	**9 079**

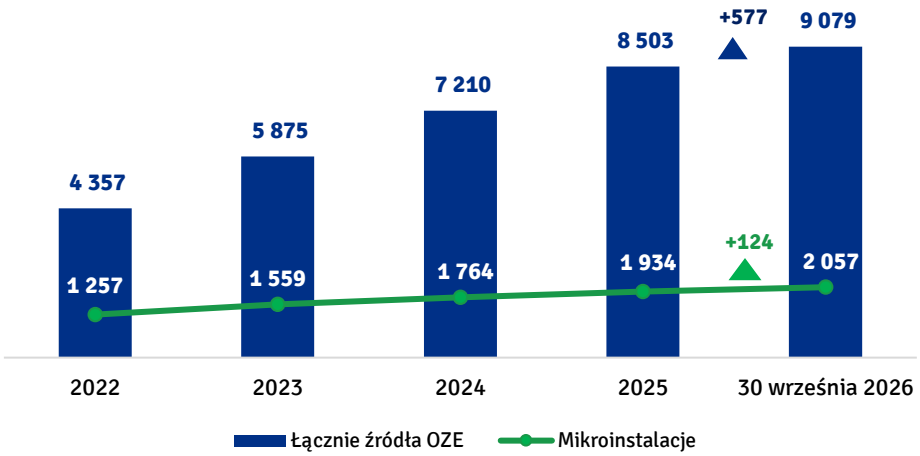
Liczba przyłączonych źródeł OZE w kwartałach I-III 2026 r. wzrosła o **5 tys.** i wynosi **207 tys.**

Liczba przyłączonych źródeł OZE, łącznie z mikroinstalacjami dane narastające [tys. szt.]



Moc przyłączonych źródeł OZE w kwartałach I-III 2026 r. wzrosła o **577 MW** i wynosi **9 079 MW**

Moc przyłączonych źródeł OZE, łącznie z mikroinstalacjami dane narastające [MW]



Enea Operator dostosowuje sieć do pracy w zdecentralizowanym systemie elektroenergetycznym, zachowując **ciągłość i jakość dostaw**

Enea Operator dostosowuje sieć dystrybucyjną do zmian zachodzących w krajowym sektorze energetycznym, w tym rosnącej skali OZE. Na obszarze działania spółki funkcjonuje już ponad 207 tys. odnawialnych źródeł energii, a łączna moc tych instalacji zwiększyła się w ciągu ostatnich dwóch lat o ponad 30%. Wzrost zmienności obciążeń wynikający z transformacji sektora wymaga zwiększenia elastyczności i odporności infrastruktury. Inwestycje realizowane przez spółkę odpowiadają na te potrzeby, wspierając zdolność sieci do zapewnienia odbiorcom stabilnych dostaw wysokiej jakości energii.

WACC na 2026 r. wyniósł łącznie 9,345%, w tym: 7,478% WACC podstawowy i 1,867% premia za reinwestowanie. WACC na 2025 r. wynosił 11,762%, w tym: 7,478% WACC podstawowy i 4,284% premia za reinwestowanie.

Łączna wartość regulacyjna aktywów („WRA") uwzględniona w kalkulacji taryfy na rok 2026 wyniosła: 13 839 661 tys. zł., natomiast dla roku 2025: 12 747 147 tys. zł.

14 grup taryfowych wspierających dostosowanie zużycia energii do warunków pracy sieci i rosnącej generacji z OZE oraz usługi **IDC** i **IRB** wspierające bilansowanie i **bezpieczną pracę sieci**

W okresie I–III kwartału 2026 r. Enea Operator stosowała wprowadzone w 2025 r. rozwiązania taryfowe, stanowiące uzupełnienie działań regulacyjnych na rzecz bezpiecznej i zrównoważonej transformacji sektora elektroenergetycznego. Obejmowały one 14 nowych grup taryfowych dla odbiorców na wszystkich poziomach napięć, a także usługi Interwencyjnej Dostawy Mocy Czynnej („IDC") oraz Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej („IRB"). Mechanizmy te wspierają integrację OZE, bilansowanie pracy sieci oraz efektywniejsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury.

Mechanizmy taryfowe zachęcają odbiorców do przesuwania zużycia energii na okresy zwiększonej generacji z OZE, szczególnie z instalacji fotowoltaicznych. Dostosowanie profilu poboru może zmniejszać przeciążenia sieci i ryzyko ograniczania produkcji z OZE, jednocześnie stabilizując pracę systemu. Przejrzyste i przewidywalne sygnały cenowe sprzyjają elastyczności popytu oraz efektywniejszemu wykorzystaniu infrastruktury sieciowej.

Przewidywalne ramy regulacyjne, rozwój rozwiązań taryfowych, wzrost wartości majątku sieciowego oraz realizacja polityki inwestycyjnej wspierają udział Enei Operator w transformacji energetycznej. Istotnym elementem tego procesu jest regulacja taryfowa, pozwalająca równoważyć interesy odbiorców, inwestorów z potrzebami systemu elektroenergetycznego, zapewniając jednocześnie wysoką jakość, niezawodność i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

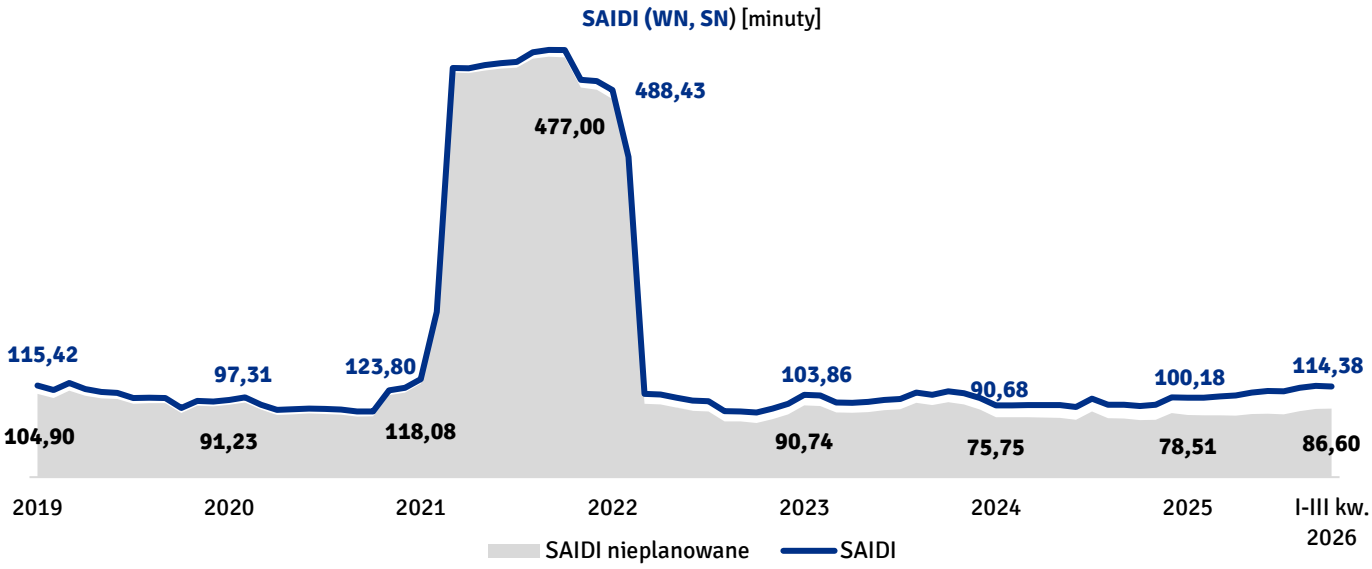


Czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI) oraz częstość przerw (SAIFI)

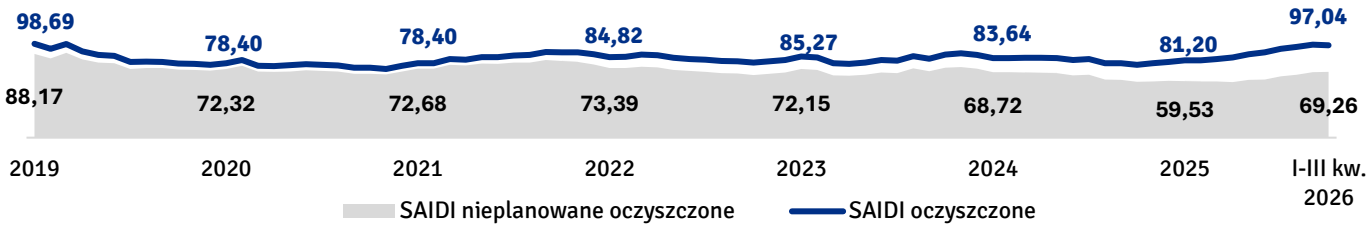
Poniższe porównanie obejmuje zdarzenia, które wystąpiły w sieci wysokiego i średniego napięcia.

Łączne wskaźniki SAIDI i SAIFI liczone zgodnie z metodologią URE są sumą wskaźnika dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz przerw planowanych na wysokim i średnim napięciu.

Wartości wskaźników zostały wyliczone z ostatnich 12 miesięcy.

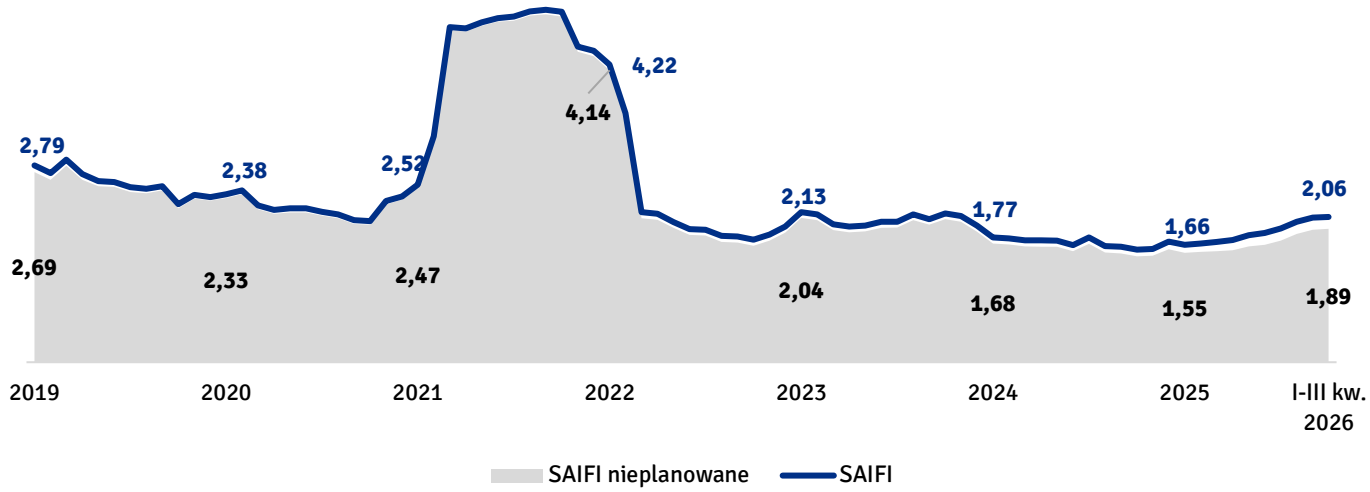


SAIDI oczyszczone (WN, SN) [minuty]

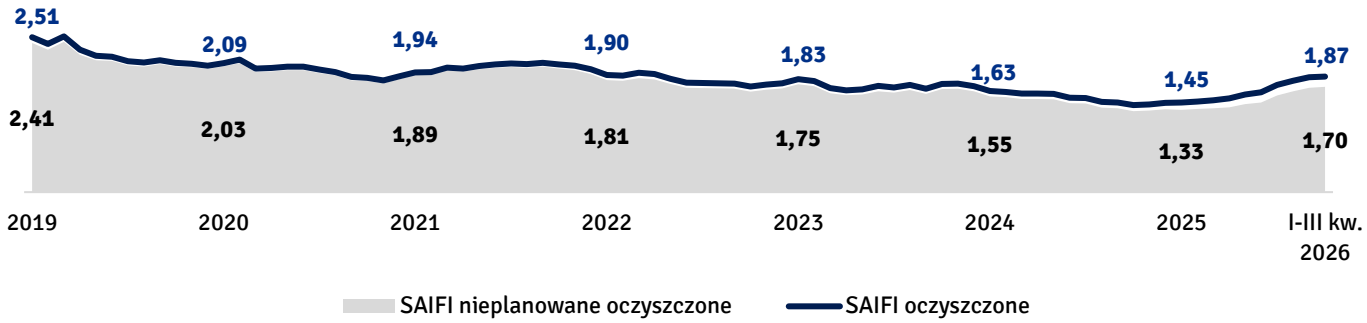


Porównanie wskaźnika SAIDI wyznaczonego zgodnie z metodologią Urzędu Regulacji Energetyki zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2016 – 2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych* (dotycząca operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności) z oczyszczonym wskaźnikiem SAIDI, stanowiącym zagregowaną do poziomu spółki wartość obszarowych wskaźników dotyczących czasu trwania przerw („CTP") w dostarczaniu energii elektrycznej. Wskaźnik CTP został wyznaczony dla obszarów: wieś, miasto oraz miasto na prawach powiatu, zgodnie z metodologią URE zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2018-2022 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*. Oczyszczone wskaźniki CTP stanowią podstawę oceny wykonania przez OSD wskaźników regulacji jakościowej.

SAIFI (WN, SN) [liczba]



SAIFI oczyszczone (WN, SN) [liczba]



Porównanie wskaźnika SAIFI wyznaczonego zgodnie z metodologią Urzędu Regulacji Energetyki zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych* (dotycząca operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności) z oczyszczonym wskaźnikiem SAIFI, stanowiącym zagregowaną do poziomu spółki wartość obszarowych wskaźników dotyczących częstości przerw („CP") w dostarczaniu energii elektrycznej. Wskaźnik CP został wyznaczony dla obszarów: wieś, miasto oraz miasto na prawach powiatu, zgodnie z metodologią URE zawartą w dokumencie *Regulacja Jakościowa w latach 2018-2022 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*. Oczyszczone wskaźniki CP stanowią podstawę oceny wykonania przez OSD wskaźników regulacji jakościowej.

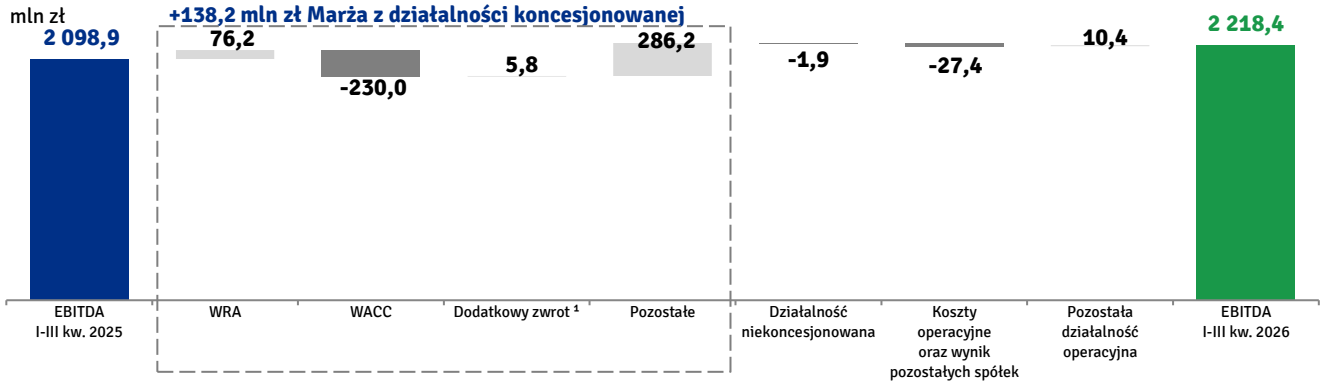


Wyniki wskaźników SAIDI i SAIFI za trzy kwartały 2026 r. potwierdzają potrzebę dalszego przyspieszenia modernizacji i rozwoju sieci. Inwestujemy w jej automatyzację, cyfryzację oraz zwiększenie odporności na ekstremalne zjawiska pogodowe. Naszym celem jest ograniczanie i czasu i częstotliwości przerw w dostawach energii, poprawa jakości obsługi klientów oraz stworzenie warunków do przyłączania nowych źródeł i odbiorców. Nowoczesna i niezawodna sieć jest fundamentem transformacji energetycznej, bezpieczeństwa dostaw i rozwoju polskiej gospodarki.

Marek Lelątko, Wiceprezes Enei ds. Finansowych

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	4 079 043	4 230 416	151 373	3,7%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	3 801 620	3 971 645	170 025	4,5%
opłaty za przyłączenie do sieci	101 656	92 086	-9 570	-9,4%
pozostałe	175 767	166 685	-9 082	-5,2%
Rekompensaty	-1 657	-	1 657	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	4 077 386	4 230 416	153 030	3,8%
EBITDA	**2 098 937**	**2 218 390**	**119 453**	**5,7%**
Marża EBITDA	51,5%	52,4%	0,9 p.p.	-
CAPEX	1 517 252	2 154 524	637 272	42,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	10,6%	11,0%	0,4 p.p.	-



¹ wynagrodzenie inwestycji

Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartałach I-III 2026 r. (wzrost o 119,5 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 138,2 mln zł)

(+) 76,2 mln zł wpływ zmiany WRA

(-) 230,0 mln zł wpływ zmiany WACC

(+) 5,8 mln zł dodatkowy zwrot z kapitału od inwestycji

(+) 286,2 mln zł zmiana pozostałych czynników

Koszty operacyjne oraz wynik pozostałych spółek (spadek o 27,4 mln zł)

(-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 49,6 mln zł

(-) wzrost kosztów usług obcych o 19,9 mln zł

(-) wzrost kosztów podatków i opłat o 19,9 mln zł

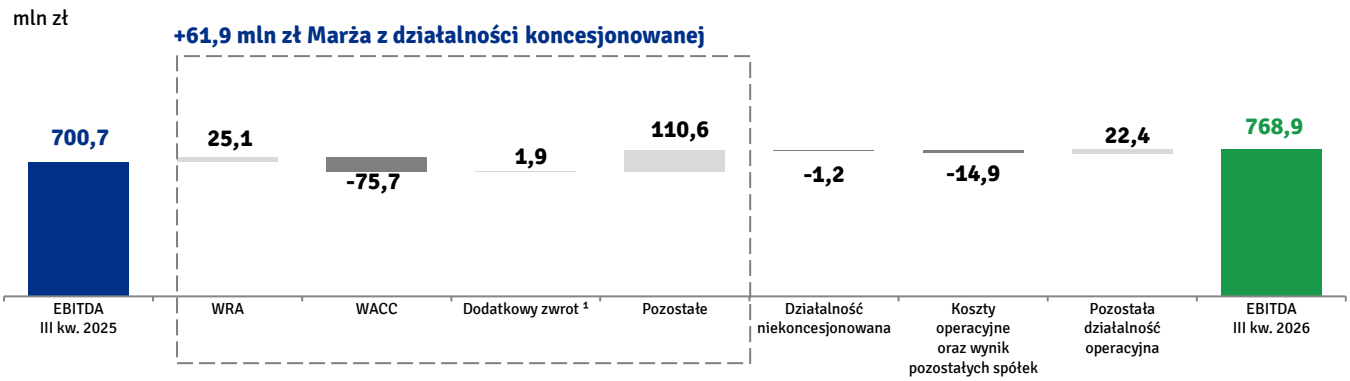
(+) zmiana pozostałych czynników o 62,0 mln zł, głównie wzrost wyniku EBITDA pozostałych spółek z Segmentu

Pozostała działalność operacyjna (wzrost o 10,4 mln zł)

(+) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 8,6 mln zł

(+) zmiana pozostałych czynników o 1,8 mln zł

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	1 339 360	1 411 767	72 407	5,4%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	1 259 785	1 323 478	63 693	5,1%
opłaty za przyłączenie do sieci	22 922	34 298	11 376	49,6%
pozostałe	56 653	53 991	-2 662	-4,7%
EBITDA	**700 739**	**768 910**	**68 171**	**9,7%**
Marża EBITDA	52,3%	54,5%	2,2 p.p.	-
CAPEX	617 494	732 766	115 272	18,7%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	11,1%	11,9%	0,8 p.p.	-



[1] wynagrodzenie inwestycji

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2026 r. (wzrost o 68,2 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 61,9 mln zł)

(+) 25,1 mln zł wpływ zmiany WRA

(-) 75,7 mln zł wpływ zmiany WACC

(+) 1,9 mln zł dodatkowy zwrot z kapitału od inwestycji

(+) 110,6 mln zł zmiana pozostałych czynników

Koszty operacyjne oraz wynik pozostałych spółek (spadek o 14,9 mln zł)

(-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 15,1 mln zł

(-) wzrost kosztów podatków i opłat o 6,4 mln zł

(-) wzrost kosztów usług obcych o 1,0 mln zł

(+) zmiana pozostałych czynników o 7,6 mln zł, głównie wzrost wyniku EBITDA pozostałych spółek z Segmentu

Pozostała działalność operacyjna (wzrost o 22,4 mln zł)

(+) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 15,7 mln zł

(+) zmiana pozostałych czynników o 6,7 mln zł

CAPEX – realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie	Wykonanie I-III kw. 2026	Plan I-III kw. 2026	Plan 2026
Dystrybucja	**2 154,5**	**2 323,6**	**3 298,3**
Enea Operator	**2 149,6**	**2 312,7**	**3 272,8**
modernizacja i odtworzenie majątku	1 153,1	1 200,0	1 821,5
przyłącza nowych odbiorców, źródeł i OSD	589,8	616,6	739,6
liczniki i układy pomiarowe	337,7	363,9	406,4
teleinformatyka	98,9	114,6	150,0
pozostałe	-29,9	17,5	155,4
Pozostałe spółki wspierające segment Dystrybucji	**5,0**	**10,9**	**25,4**

W okresie I-III kwartału 2026 r. Enea Operator realizowała działania ukierunkowane na rzecz rozwoju i bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej, odpowiadające na wyzwania transformacji energetycznej, potrzeby uczestników rynku oraz uwarunkowania regulacyjne i prawne. Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w **Punkcie 5** Sprawozdania – *Strategia: Rozwój i zapewnienie bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej*.

4.6.5. Segment Obrotu

Obrót - dane za I-III kw. 2026 r.

2,8 mln	32	17,3 TWh	59 mln zł
Klientów	Biura Obsługi Klienta (stacjonarne)	Sprzedaży e.e. i paliwa gazowego klientom detalicznym	EBITDA

Zmiany na rynku energii oraz w strukturze zapotrzebowania klientów zwiększają znaczenie efektywnego zarządzania sprzedażą, portfelem klientów i zakupem energii. Koncentracja kompetencji sprzedażowych w Enei Sprzedaż ma umożliwić szybszy rozwój oferty, uproszczenie procesów handlowych i obsługowych oraz większą odpowiedzialność za wynik działalności sprzedażowej. Celem jest sprawniejsze reagowanie na potrzeby klientów B2B i B2C oraz lepsze wykorzystanie potencjału tego obszaru.

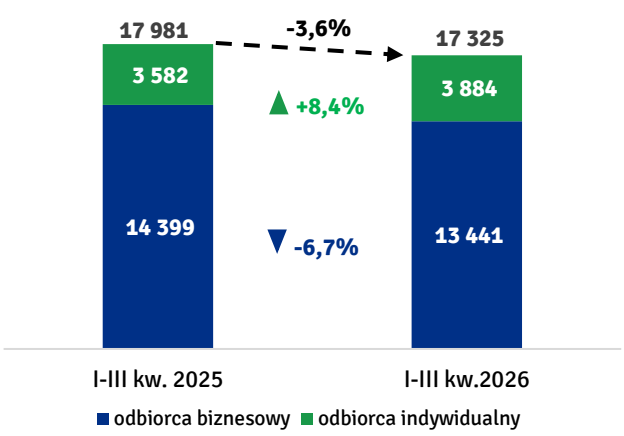
Równolegle rozwijane są narzędzia wspierające krótkoterminowe prognozowanie zapotrzebowania i zakup energii na rynku spotowym. Wykorzystanie danych rynkowych i meteorologicznych, modeli statystycznych oraz uczenia maszynowego pozwala dokładniej planować pozycję handlową, ograniczyć ryzyko niezbilansowania i szybciej reagować na zmieniające się warunki rynkowe. Działania te łączą poprawę efektywności handlowej z rozwojem oferty lepiej dopasowanej do potrzeb klientów.

Zadania Segmentu Obrotu realizuje Enea S.A., Enea Trading, Enea Power&Gas Trading oraz Enea Eko. Do najważniejszych należą: kompleksowa obsługa klientów, obrót energią elektryczną i paliwem gazowym na rynku detalicznym, oferta produktowa i usługowa dostosowana do potrzeb klientów, optymalizacja portfela kontraktów hurtowych energii elektrycznej i paliwa gazowego, działania na rynkach produktowych oraz zapewnienie dostępu do rynków hurtowych. Obsługujemy 2,8 mln klientów i działamy na terenie całego kraju.

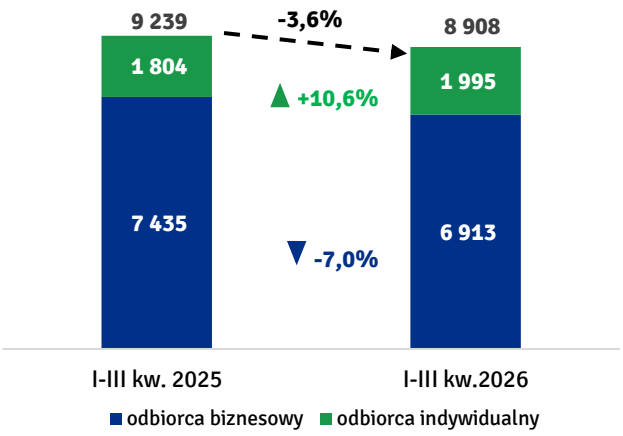
Dane operacyjne

	I-III kw. 2025	I-III kw.2026	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym [GWh]	17 989	17 336	-653	-3,6%	5 939	5 549	-390	-6,6%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii) (stan na koniec okresu sprawozdawczego) [tys.]	2 780	2 805	25	0,9%	2 780	2 805	25	0,9%

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym Enea S.A. [GWh]



Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym Enea S.A. [mln zł]



W trakcie trzech kwartałów 2026 r. łączny wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wyniósł 17,3 TWh i był niższy r/r o blisko 0,7 TWh (-3,6%). Spadek wynikał ze zmiany portfela klientów między latami oraz mniejszego poboru energii elektrycznej.

W segmencie odbiorców biznesowych odnotowano spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 958 GWh, tj. o 6,7%, a w segmencie gospodarstw domowych wzrost wolumenu o 302 GWh, tj. o 8,4%.

Wolumen sprzedaży paliwa gazowego w trakcie trzech kwartałów 2026 r. wyniósł 11 GWh, wzrost r/r o 3 GWh.

Dane finansowe

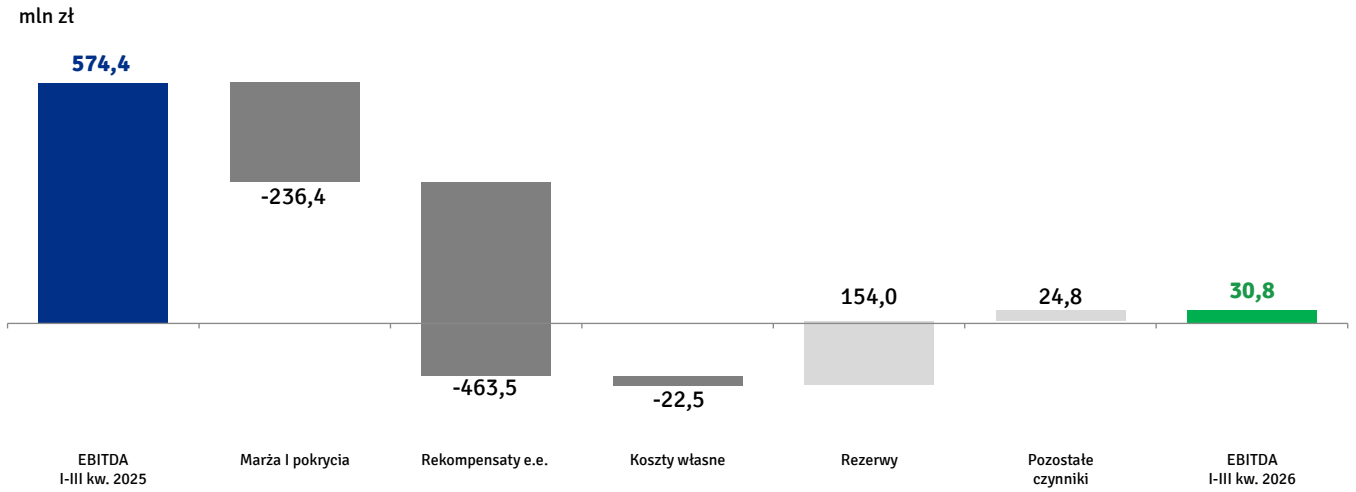
Począwszy od wyników za rok 2025 Grupa wprowadziła zmianę prezentacji wyników w poszczególnych segmentach działalności. Segment Obrót został podzielony na: Obrót detaliczny i Obrót hurtowy. W raporcie za rok 2025 oraz w kolejnych raportach kwartalnych i półrocznych, dla porównywalności wyników okresy za rok ubiegłoroczny zostały zmienione prezentacyjnie.

Segment Obrót detaliczny

Obrót energią elektryczną i paliwem gazowym na rynku detalicznym. Oferta produktowa i usługowa dostosowana do potrzeb klientów. Kompleksowa obsługa klienta.

Spółki: Enea S.A. (obrót energią elektryczną i paliwem gazowym), Enea Eko.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	9 159 666	8 831 024	-328 642	-3,6%
Rekompensaty	463 885	284	-463 601	-99,9%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	9 623 551	8 831 308	-792 243	-8,2%
EBITDA	**574 419**	**30 823**	**-543 596**	**-94,6%**
Marża EBITDA	6,0%	0,3%	-5,7 p.p.	-
CAPEX	-	1 235	1 235	100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	25,0%	22,9%	-2,1 p.p.	-



Główne czynniki zmiany EBITDA w kwartałach I-III 2026 r. (spadek o 543,6 mln zł):

Marża I pokrycia (spadek o 236,4 mln zł)

(-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 2,7%

(-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 3,6%

(+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 7,5%

(-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 0,1%

Rekompensaty dotyczące energii elektrycznej (spadek o 463,5 mln zł)

zgodnie z zapisami ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [art. 12, ustawa o limitach zużycia] oraz ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025 [art. 8, ustawa o limitach cen]

(-) w I-III kw. 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 463,8 mln zł

(+) w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 0,3 mln zł

Koszty własne (wzrost o 22,5 mln zł)

(-) wzrost kosztów bezpośrednich sprzedaży o 18,3 mln zł

(-) wzrost kosztów usług wspólnych o 5,1 mln zł

(+) spadek kosztów ogólnego zarządu o 0,9 mln zł

Rezerwy (wzrost wykorzystania rezerw o 154,0 mln zł)

(+) Taryfa G - w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na Taryfę G w wysokości 133,3 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2025 r. w wysokości 173,3 mln zł (Taryfa G została zatwierdzona na poziomie średnio 495,16 zł/MWh, czyli na poziomie niepokrywającym koszty zakupu energii, zmienności profilu zużycia i kosztu bilansowania)

(+) Prosumenci (wzrost wykorzystania rezerwy o 12,8 mln zł) - w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 61,0 mln zł. W I-III kw. 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 48,2 mln zł

(+) Pozostałe —spadek kosztów rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 7,9 mln zł

Pozostałe czynniki (wzrost o 24,8 mln zł)

(+) w I-III kw. 2026 r. ujęto w przychodach wartość zwrotu z tytułu nadpłaty akcyzy w wysokości 43,4 mln zł (zwrot wynikający z innego wyliczenie umorzeń świadectw pochodzenia energii)

(+) spadek odpisów aktualizujących należności o 10,9 mln zł

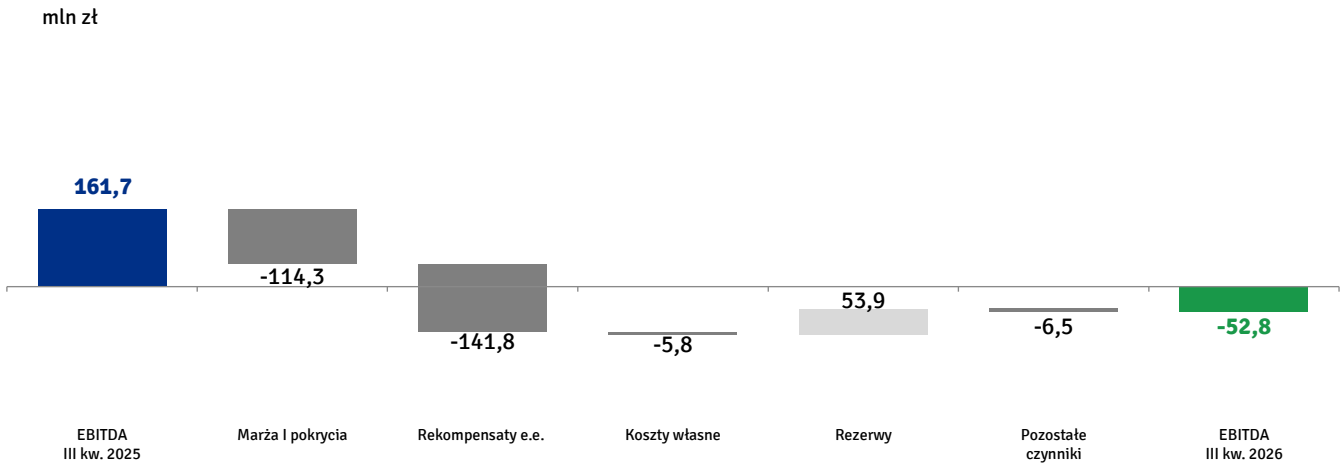
(+) spadek kosztów darowizn o 2,2 mln zł

(+) wzrost zysku ze sprzedaży prawa wieczystego użytkowania gruntu, sprzedaży lokali i innych środków trwałych o 2,1 mln zł

(-) wzrost kosztów usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 30,2 mln zł

(-) wzrost odpisanych należności w koszty o 5,0 mln zł

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 991 359	2 910 950	-80 409	-2,7%
Rekompensaty	141 899	91	-141 808	-99,9%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 133 258	2 911 041	-222 217	-7,1%
EBITDA	**161 708**	**-52 797**	**-214 505**	**-132,6%**
Marża EBITDA	5,2%	-1,8%	-7,0 p.p.	-
CAPEX	-	349	349	100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	25,9%	24,6%	-1,3 p.p.	-



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kwartale 2026 r. (spadek o 214,5 mln zł):

Marża I pokrycia (spadek o 114,3 mln zł)

(-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 8,5%

(-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 6,6%

(+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 9,5%

(+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 4,1%

Rekompensaty dotyczące energii elektrycznej (spadek o 141,8 mln zł)

zgodnie z zapisami ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [art. 12, ustawa o limitach zużycia] oraz ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025 [art. 8, ustawa o limitach cen]

(-) w III kw. 2025 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 141,9 mln zł

(+) w III kw. 2026 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej energii elektrycznej w wysokości 0,1 mln zł

Koszty własne (wzrost o 5,8 mln zł)

(-) wzrost kosztów bezpośrednich sprzedaży o 4,6 mln zł

(-) wzrost kosztów usług wspólnych o 1,6 mln zł

(+) spadek kosztów ogólnego zarządu o 0,4 mln zł

Rezerwy (wzrost wykorzystania rezerw o 53,9 mln zł)

(+) Taryfa G - w III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na Taryfę G w wysokości 41,9 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2025 r. w wysokości 173,3 mln zł (Taryfa G została zatwierdzona na poziomie średnio 495,16 zł/MWh, czyli na poziomie niepokrywającym koszty zakupu energii, zmienności profilu zużycia i kosztu bilansowania)

(+) Prosumenci (wzrost wykorzystania rezerwy o 4,8 mln zł) - w III kw. 2026 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy na stratę wynikającą z rozliczenia przez Enea S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 25,1 mln zł. W III kw. 2025 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 20,3 mln zł

(+) Pozostałe —spadek kosztów rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 7,2 mln zł

Pozostałe czynniki (spadek o 6,5 mln zł)

(-) wzrost kosztów usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 11,4 mln zł

(-) wzrost odpisanych należności w koszty o 1,1 mln zł

(+) spadek odpisów aktualizujących należności o 2,8 mln zł

(+) wzrost przychodów z tytułu opłat licencyjnych związanych z marką Enea o 2,5 mln zł

Segment Obrót hurtowy

Optymalizacja portfela kontraktów hurtowych energii elektrycznej i paliwa gazowego. Działania na rynkach produktowych. Zapewnienie dostępu do rynków hurtowych.

Spółki: Enea Trading, Enea Power&Gas Trading.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	12 061 307	12 754 530	693 223	5,7%	3 834 144	3 615 049	-219 095	-5,7%
EBITDA	**12 935**	**27 732**	**14 797**	**114,4%**	**8 678**	**16 206**	**7 528**	**86,7%**
Marża EBITDA	0,1%	0,2%	0,1 p.p.	-	0,2%	0,4%	0,2 p.p.	-
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	31,4%	33,1%	1,7 p.p.	-	31,8%	30,5%	-1,3 p.p.	-

4.6.6. Segment Pozostała działalność

Segment Pozostała działalność prezentuje dane finansowe spółek: Enea Centrum, Enea Oświetlenie, Enea S.A. (pozostała działalność). W kwartałach I-III 2025 r. uwzględniony jest też wynik spółki Enea Innowacje, która 10 kwietnia 2025 r. została zlikwidowana i wykreślona z KRS.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	546 810	580 243	33 433	6,1%	180 191	179 676	-515	-0,3%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	4 110	5 734	1 624	39,5%	583	1 097	514	88,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	550 920	585 977	35 057	6,4%	180 774	180 773	-1	-
EBITDA	**138 095**	**167 220**	**29 125**	**21,1%**	**45 985**	**45 677**	**-308**	**-0,7%**
Marża EBITDA	25,1%	28,5%	3,4 p.p.	-	25,4%	25,3%	-0,1 p.p.	-
CAPEX	80 732	75 316	-5 416	-6,7%	34 716	26 014	-8 702	-25,1%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	1,4%	1,5%	0,1 p.p.	-	1,5%	1,5%	-	-

4.7. Analiza wskaźnikowa Grupy Enea

		I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	III kw. 2025	III kw. 2026
Wskaźniki rentowności					
ROE - rentowność kapitału własnego [1]	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Kapitał własny	19,4%	14,0%	14,9%	11,2%
ROA - rentowność aktywów [1]	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Aktywa całkowite	9,3%	6,4%	7,1%	5,1%
Rentowność netto	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	13,2%	10,9%	10,6%	9,0%
Rentowność operacyjna	Zysk (strata) z działalności operacyjnej / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	17,6%	14,5%	13,8%	12,2%
Rentowność EBITDA	EBITDA / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	22,5%	20,6%	19,3%	18,8%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej					
Wskaźnik bieżącej płynności	Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe	1,5	1,2	1,5	1,2
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	Kapitał własny / Aktywa trwałe	76,9%	65,4%	76,9%	65,4%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	Zobowiązania ogółem / Aktywa całkowite	52,2%	54,5%	52,2%	54,5%
Dług netto / EBITDA LTM [2]	(Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe długo- i krótkoterminowe + zobowiązania z tyt. leasingu finansowego długo- i krótkoterminowe + zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej długo- i krótkoterminowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty - aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej długo- i krótkoterminowe - dłużne aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie długo- i krótkoterminowe - inne inwestycje krótkoterminowe) / EBITDA LTM	-0,12	0,57	-0,12	0,57
Wskaźniki aktywności gospodarczej					
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach [3]	Średni stan należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe x liczba dni / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	68	68	72	70
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach € [5]	Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	56	70	55	70
Cykl rotacji zapasów w dniach [5]	Średni stan zapasów x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	26	28	26	28

[1] Licznik wskaźnika tj. zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego podlega annualizacji
[2] EBITDA z ostatnich 12 miesięcy
[3] Należności z tytułu dostaw i usług —handlowe, aktywa z tytułu umów z klientami i koszty doprowadzenia do zawarcia umowy
€ Zobowiązania z tytułu dostaw i usług —handlowe, zobowiązania z tytułu umów z klientami
[5] Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów —suma pozycji kosztowych: zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów, zakup energii na potrzeby sprzedaży, usługi przesyłowe, inne usługi obce, podatki i opłaty, podatek akcyzowy

4.8. Prognozy wyników finansowych

Zarząd Enei nie publikował prognoz wyników finansowych na 2026 r.

Agencja Fitch Ratings potwierdziła rating Enei na poziomie **„BBB”**

4.9. Rating

28 lipca 2026 r. Fitch Ratings potwierdził długoterminowy rating wiarygodności kredytowej Enei S.A. („IDR”) na poziomie „BBB”, z perspektywą stabilną. Pełna treść komunikatu agencji w języku angielskim dostępna jest na stronie internetowej Fitch Ratings:

https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-affirms-poland-enea-at-bbb-outlook-stable-28-07-2026

5. Realizacja Strategii

Realizowane projekty zwiększają odporność Grupy Enea poprzez ochronę potencjału generowania EBITDA oraz ograniczenie ekspozycji na ryzyka.

Kierunki rozwoju

Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej Enea do 2035 roku bazuje na 5 najważniejszych kierunkach rozwoju, ukierunkowanych na utrzymanie pozycji rynkowej Grupy Enea oraz wzrost jej wartości. Działania w tym zakresie obejmują transformację aktywów węglowych, rozwój OZE i magazynowania energii, wzmacnianie bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej, rozwój oferty produktów i usług dla klientów oraz doskonałość operacyjną.

Grupa koncentruje swe inwestycje na aktywach o przewidywalnym i regulowanym profilu zwrotu, wspierających długoterminowy wzrost wartości oraz budowę odpornej i konkurencyjnej organizacji.

5 filarów rozwoju budujących przyszłość **Grupy Enea**





Kierunek inwestycji w polskiej energetyce jest właściwy, jednak dziś kluczowe staje się tempo ich realizacji. System elektroenergetyczny musi nadążać za elektryfikacją gospodarki, rozwojem przemysłu oraz rosnącym zapotrzebowaniem na energię, związanym m.in. z centrami danych. Jednocześnie rosnący udział źródeł odnawialnych wymaga zwiększenia elastyczności systemu i rozwoju stabilnych, dyspozycyjnych mocy. Dlatego, podobnie jak inne największe grupy energetyczne, inwestujemy w bloki gazowe, które będą wspierać bezpieczeństwo dostaw i bilansować produkcję energii z OZE.

Grzegorz Kinelski, Prezes Zarządu Enei

Transformacja aktywów węglowych

Zmiana struktury wytwarzania Grupy Enea prowadzona jest z zachowaniem bezpieczeństwa dostaw i stabilności krajowego systemu elektroenergetycznego. Istniejące jednostki są modernizowane w celu utrzymania ich dyspozycyjności, zwiększenia elastyczności pracy i stopniowego ograniczania emisyjności. Działania prowadzone w Elektrowniach Kozienice i Połaniec obejmują m.in. obniżanie minimalnego poziomu pracy bloków, skracanie czasu i ograniczanie kosztów ich rozruchu oraz zwiększanie wykorzystania biomasy. Wspiera to elastyczność aktywów oraz możliwość spełnienia kryteriów udziału w Rynku Mocy.

Równolegle w Elektrowni Kozienice budowane są dwa bloki gazowo-parowe o łącznej mocy ponad 1,3 GW, mające wspierać regulację systemu, ograniczać emisyjność portfela i pomóc w pokryciu oczekiwanej luki mocowej od 2029 r. Nowe jednostki będą stanowić elastyczne uzupełnienie rosnącego portfela OZE i stopniowo zmieniać strukturę wyników Segmentu Wytwarzania. Rezerwacja mocy w Terminalu FSRU-2 ma natomiast zwiększać elastyczność i dywersyfikację dostaw paliwa dla nowych aktywów gazowych.

Do najważniejszych działań wspierających realizację Strategii w obszarze transformacji aktywów węglowych należy wskazać m.in.:

- realizację projektu budowy dwóch bloków gazowo–parowych („CCGT") w El. Kozienice o mocy brutto 668 MWe każdy, wspierających regulację krajowego systemu elektroenergetycznego przy rosnącym udziale OZE, ograniczenie emisji CO_2 oraz pokrycie luki mocowej od 2029 r. W pierwszych dziewięciu miesiącach 2026 r. prowadzono prace projektowe, kontraktacyjne i budowlane. Zakończono prace palowe dla budynków maszynowni i kotłowni obu bloków oraz kontynuowano działania związane z przyłączeniem inwestycji do sieci gazowej i elektroenergetycznej. Równolegle utrzymano w mocy decyzję środowiskową dla przedsięwzięcia, rozstrzygnięto postępowanie w sprawie wyboru Inżyniera Kontraktu oraz uzyskano decyzję środowiskową dla odcinka gazociągu niezbędnego do zasilania bloków. Pod koniec okresu sprawozdawczego, tj. III kwartału 2026 r. wykonawca rozpoczął montaż zbrojenia i szalunków, przygotowując fundamenty do betonowania. W III kwartale 2026 r. spełniono ponadto wszystkie warunki zawieszające uruchomienie finansowania projektu w formule project finance. Kredyt VAT uruchomiono 22 września 2026 r., a kredyt inwestycyjny 29 września 2026 r.,

#GazoweKozienice to **1,3 GW** nowej **mocy dla Polski**



* wizualizacja inwestycji CCGT



Projekt CCGT wszedł już w etap intensywnych prac budowlanych. Rozpoczęliśmy wykonywanie fundamentów pod główne obiekty i urządzenia, a równolegle, poza placem budowy, trwa produkcja kluczowych elementów technologicznych, w tym turbin w Elblągu i generatorów we Wrocławiu.

Grzegorz Kinelski, Prezes Zarządu Enei

- działania przygotowawcze związane z budową nowoczesnych bloków gazowo-parowych w El. Połaniec. Po unieważnieniu postępowania przetargowego w październiku 2025 r. z uwagi na brak złożonych ofert, w okresie sprawozdawczym kontynuowano analizy dostępnych scenariuszy i możliwych formuł realizacji przedmiotowego przedsięwzięcia,

Redukcja emisyjności bloków energetycznych w **Elektrowni Połaniec** - trwają prace nad **przebudową infrastruktury biomasowej**

- „zazielenienie" bloków węglowych w El. Połaniec poprzez zwiększenie udziału energii z biomasy całkowitym bilansie paliwowym do poziomu 40% dla obniżenia poziomu emisji poniżej 550 g CO_2/kWh. W zakresie infrastruktury pozablokowej zakończono modernizację wywrotnicy wagonowej oraz zabudowę instalacji odpylania na ciągach podawania biomasy. Kontynuowano prace montażowe przy wiacie wysokiego składowania wraz z zapleczem technicznym. Projekt osiągnął wysoki stopień zaawansowania, a jego finalizacja przewidywana jest do końca 2026 r.,

Konsekwentnie rozwijamy OZE, jednocześnie szukając rozwiązań pozwalających ograniczać emisyjność istniejących aktywów. Jednym z nich jest częściowe zastępowanie węgla biomasą, które może umożliwić wybranym blokom spełnienie limitu 550 g CO_2/kWh. Mamy w tym obszarze konkretne doświadczenia z Elektrowni Połaniec, gdzie działa blok wykorzystujący wyłącznie biomasę. Co istotne, w naszych instalacjach nie wykorzystujemy pełnowartościowego drewna, lecz m.in. pellet, odpady z tartaków, gałęzie i zrębki.

Grzegorz Kinelski, Prezes Zarządu Enei

Współspalanie biomasy na blokach klasy **500 MWe** w **Elektrowni Kozienice** - **452 mln zł** planowanych **nakładów inwestycyjnych** do **2029 r.**

- kontynuację „zazielenienia" bloków energetycznych klasy 500 MW w El. Kozienice, obejmującą modernizację dwóch bloków nr 9 i 10 wraz z infrastrukturą i urządzeniami pomocniczymi. Celem inwestycji jest ograniczenie emisyjności jednostek do poziomu poniżej 550 g CO_2/kWh oraz zapewnienie własnych mocy rezerwowych spełniających kryteria udziału w Rynku Mocy, co ograniczy ryzyko finansowe związane z realizacją kontraktów mocowych. W okresie sprawozdawczym kontynuowano prace związane z opracowaniem dokumentacji projektowej oraz pozyskiwaniem wymaganych decyzji administracyjnych i środowiskowych. Prowadzono działania w ramach procedury uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, a także realizowana była umowa dotycząca opracowania projektu budowlanego. Równolegle prowadzono postępowanie na wybór Inżyniera Kontraktu oraz działania związane z modernizacją młynów węglowych, w celu dostosowania ich do mielenia biomasy. Zakończono również określanie zakresu dla układu rezerwowego podawania biomasy i rozpoczęto przygotowania do realizacji tego zadania. Łączne nakłady planowane na realizację projektu w latach 2025-2029 wynoszą 452 mln zł, natomiast prognozowane nakłady inwestycyjne to ok. 5 mln zł. Projekt pozostaje jednym z kluczowych przedsięwzięć wspierających transformację i dekarbonizację aktywów wytwórczych Grupy Enea,

Modernizacja kotłowni rozruchowej i układu zasilania parą bloków 1-10 w **Elektrowni Kozienice** umożliwiająca pracę w trybie **„must run 0"**

- w III kwartale 2026 r. w El. Kozienice kontynuowano dwa powiązane projekty obejmujące modernizację kotłowni rozruchowej wraz z infrastrukturą pomocniczą oraz układu zasilania parą bloków 1-10. Celem inwestycji jest dostosowanie kotłowni do wymagań wynikających z konieczności zmiany Pozwolenia Zintegrowanego, w tym standardów emisyjnych zgodnych z konkluzjami BAT, przy założeniu pracy instalacji powyżej 1 500 godzin rocznie, modernizacja systemu sterowania kotłowni poprzez umożliwienie pełnego nadzoru pracy i sterowania z systemu DCS bloku nr 11 oraz zwiększenie ciśnienia pary z kotłowni rozruchowej. Inwestycja przyczyni się także do zwiększenia elastyczności eksploatacyjnej jednostek oraz skrócenia czasu i ograniczenia kosztów rozruchu bloków węglowych. Realizacja projektów ma umożliwić od kwietnia 2027 r. obniżenie minimalnego poziomu pracy bloków („must run"), w tym pracę w trybie „must run 0". Modernizacja układu zasilania parą dodatkowo umożliwi jednoczesne uruchamianie dwóch bloków z grupy 1-10 przy zachowaniu wymaganych parametrów pary na przyłączach bloków oraz stabilnej i bezpiecznej pracy układu.

  CAPEX na modernizację kotłowni rozruchowej planowany do poniesienia w 2026 r. wynosi ok. 22 mln zł, a łączne nakłady na projekt w latach 2025-2026 to ponad 37 mln zł. W okresie sprawozdawczym uzgodniono z UDT projekt zasadniczy i warunki techniczne modernizacji, zrealizowano wszystkie kluczowe dostawy, zakontraktowano komplet podwykonawców oraz zakończono zasadnicze prace montażowe. Przeprowadzono udane próby funkcjonalne i rozruch technologiczny wszystkich czterech kotłów i części wspólnej oraz uzyskano decyzję UDT zezwalającą na eksploatację instalacji. Kotłownia osiągnęła gotowość do podawania pary o parametrach nominalnych, a obecnie prowadzone są testy optymalizacyjne. Projekt jest realizowany zgodnie z przyjętym harmonogramem i założonym budżetem, bez istotnych odchyleń rzeczowych i finansowych.

  W przypadku modernizacji układu zasilania parą bloków 1-10 CAPEX planowany na 2026 r. wynosi 16 mln zł, a łączne nakłady w latach 2026-2027 to ponad 19 mln zł. W okresie sprawozdawczym wykonano Projekt Architektoniczno-Budowlany, Projekt Zagospodarowania Terenu oraz Projekt Zasadniczy Modernizacji we wszystkich branżach. Uzyskano pozwolenie na budowę oraz przekazano plac budowy. Dostarczono główne elementy rurociągu DN500 oraz kluczową armaturę i aparaturę kontrolno-pomiarową, zakontraktowano podwykonawców i rozpoczęto prace montażowe, w tym wykonano wpięcie do kolektora pary pomocniczej w obrębie bloku nr 11 (etap I) oraz na odcinku za zasuwami na bloku 11 do estakady międzyblokowej (etap II). Pierwszy i drugi etap inwestycji uzyskał pozytywny odbiór UDT CERT. Projekt przebiega zgodnie z harmonogramem i budżetem, a w zakresie rzeczowym i finansowym nie występują istotne odchylenia.

Remonty kapitalne bloków nr 10 i 11 o **łącznej mocy 1,5 GW**, wspierające utrzymanie zdolności wytwórczych **Elektrowni Kozienice**

- w III kwartale 2026 r. w El. Kozienice realizowano remonty kapitalne bloków energetycznych nr 10 klasy 500 MW oraz nr 11 klasy 1 000 MW, prowadzone w ramach czteroletnich cyklów remontowych. Remont bloku nr 10 rozpoczął się we wrześniu 2026 r., a jego zakończenie zaplanowane było na grudzień 2026 r. Pierwotny termin uruchomienia zostanie przesunięty o ok. trzy miesiące. Zmiana harmonogramu wynika głównie z konieczności wykonania dodatkowych prac na częściach przepływowych turbozespołu. CAPEX przewidziany w 2026 r. wynosi ok. 95 mln zł. Remont bloku nr 11 prowadzono od lipca do września 2026 r. i zakończono zgodnie z harmonogramem. CAPEX poniesiony w 2026 r. wyniósł ok. 90 mln zł. Oba remonty mają charakter odtworzeniowo–modernizacyjny i służą wydłużeniu okresu eksploatacji jednostek,

utrzymaniu ich wysokiej dyspozycyjności oraz bezpiecznego i niezawodnego funkcjonowania. Realizacja prac wspiera utrzymanie stabilnych zdolności wytwórczych oraz spełnienie obowiązujących wymagań technicznych, formalnoprawnych i środowiskowych dotyczących tych bloków,

- w El. Połaniec prowadzono postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy EPC kotłowni rozruchowej zasilanej energią elektryczną, co ma umożliwić obniżenie poziomu „must run" od 2028 r. Zawarcie umowy z wybranym wykonawcą planowane jest na grudzień 2026 r.,

Dostęp do FSRU-2 wzmacnia **bezpieczeństwo** i **elastyczność dostaw gazu**

- uzyskanie rezerwacji mocy w Terminalu gazowym FSRU–2, zapewniającym dostęp do infrastruktury umożliwiającej odbiór LNG dostarczanego drogą morską. Działanie to przyczyni się do zwiększenia elastyczności i dywersyfikacji dostaw gazu oraz wzmocnienia bezpieczeństwo energetyczne Grupy i kraju,
- dekarbonizację Segmentu Ciepła, zgodnie ze ścieżkę opracowaną dla Enei Ciepło, MEC Piła i PEC Oborniki. W obszarze Enei Ciepło zawarto umowę z wykonawcą budowy pompy ciepła w układzie wody chłodzącej oraz umowę z NFOŚiGW na dofinansowanie projektu na kwotę ok. 2,9 mln zł. Prowadzono także prace projektowe dotyczące wydłużenia żywotności technicznej turbozespołu TZ1 i kotłów K-5 i K-6. W MEC Piła zawarto umowę na budowę źródła kogeneracyjnego EC- Koszyce II oraz wyłoniono wykonawcę robót budowlanych dla projektu budowy farm fotowoltaicznych. W PEC Oborniki zakontraktowano wykonawcę układu wysokosprawnej kogeneracji gazowej CHP nr 1 w ciepłowni K4.

Rozwój mocy OZE oraz magazynowania energii



Im więcej OZE pojawia się polskim systemie energetycznym, tym większego znaczenia nabiera jego elastyczność. Potrzebujemy nie tylko nowych źródeł odnawialnych, ale również magazynów, które pozwolą przechować nadwyżki energii i wykorzystać je wtedy, gdy rośnie zapotrzebowanie. Uzupełnieniem tego rozwiązania jest aktywne zarządzanie popytem, wspierane m.in. przez taryfy dynamiczne. Te elementy muszą rozwijać się równolegle, jeśli chcemy w pełni wykorzystać potencjał transformacji energetycznej.

Stanisław Tokarski, Wiceprezes Enei ds. Handlowych

Zachowujemy energię, by wzmacniać **odporność** i napędzać **rozwój**

Grupa Enea rozwija OZE jako zintegrowany portfel łączący moce wytwórcze, magazynowanie energii oraz narzędzia zwiększające elastyczność i efektywność zarządzania aktywami. Projekty własne i akwizycyjne o łącznej mocy ponad 293 MW zwiększają skalę działalności w energetyce wiatrowej i fotowoltaicznej, a preferencyjne finansowanie z KPO wspiera realizację projektów PV o mocy ok. 268 MW.

Równolegle rozwijany portfel magazynów energii o łącznej mocy przekraczającej 1,3 GW ma zwiększać zdolność do efektywnej integracji OZE, wspierać bilansowanie oraz umożliwiać świadczenie usług elastyczności. Połączenie rosnących mocy odnawialnych, magazynowania, kompetencji handlowych i cyfrowych narzędzi zarządzania aktywami ma stworzyć portfel zdolny nie tylko zwiększać produkcję energii z OZE, ale również ograniczać koszty bilansowania i tworzyć nowe źródła wyniku. Celem jest budowa rentownego i skalowalnego biznesu OZE, a nie wyłącznie wzrost mocy zainstalowanej.



W ramach tych działań:

Ponad **293 MW** nowych **mocy OZE** z energetyzacją do **2028 r.**

- realizowane są własne i akwizycyjne projekty OZE o łącznej mocy ponad 293 MW, w tym ok. 6,6 MW w energetyce wiatrowej i ok. 287 MW w fotowoltaicznej, z planowaną energetyzacją do 2028 r.,
- zawarto z BGK umowę pożyczki o wartości ponad 417 mln zł, finansowaną ze środków KPO. Pozyskane środki zostaną przeznaczone na budowę i rozwój projektów farm fotowoltaicznych o mocy ok. 268 MW w północno – zachodniej Polsce. Po zakończeniu tych inwestycji oraz projektów będących w realizacji moc Grupy Enea zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych wrośnie do 2028 r. ponad czterokrotnie, osiągając ok. 381 MW,

Ponad **400 MW** mocy w wielkoskalowych **magazynach energii** w **Enei Wytwarzanie** i **Enei Elektrowni Połaniec**

- zakończono proces nabycia dwóch farm wiatrowych: FW Zaklików o mocy 11 MW w województwie podkarpackim oraz FW Nowe Miasto Lubawskie o mocy 6,6 MW, zlokalizowanej w województwie warmińsko –mazurskim. Dodatkowo, w ramach drugiej transakcji pozyskano również projekt magazynu energii („BESS") o mocy 3 MW, z wydanym pozwoleniem na budowę,
- kontynuowano rozwój projektów wielkoskalowych magazynów energii o mocy ok. 200 MW każdy, realizowanych przez Eneę Wytwarzanie i Eneę El. Połaniec, obejmujący kontraktację urządzeń oraz wybór dostawców technologii magazynowania energii. W Enei Wytwarzanie zawarto umowę o przyłączenie bateryjnego magazynu energii elektrycznej do sieci przesyłowej, natomiast w Enei El. Połaniec wyłoniono dostawcę transformatora,

Ponad **1,3 GW** projektów magazynów energii wspierających **elastyczność systemu**

- Grupa Enea realizuje projekty magazynów energii o łącznej mocy ponad 1,3 GW, budując potencjał do zwiększania elastyczności systemu oraz efektywnej integracji OZE,
- prowadzone są działania przygotowujące wybrane aktywa OZE do integracji z budowanym przez Grupę Enea węzłem LFC („Load Frequency Control"). Proces ten umożliwi bezpośrednią komunikację z operatorem systemu przesyłowego, monitoring pracy jednostek w czasie rzeczywistym oraz udział źródeł w rynku bilansującym,

Ok. 60 MW potencjalnej mocy w **projektach biometanowych**

- w październiku 2026 r. Enea i Krajowa Grupa Spożywcza („KGS") podpisały ramowy plan współpracy w zakresie przygotowania i oceny modelu rozwoju portfela biometanowni o potencjalnej łącznej mocy ok. 60 MW. W kolejnym etapie zostaną przeprowadzone studia wykonalności dla sześciu lokalizacji przy siedmiu cukrowniach KGS oraz analizy efektywności ekonomicznej, technologicznej i regulacyjnej projektów, ukierunkowanych na produkcję biometanu wspierającego dekarbonizację energetyki i sektora rolno-spożywczego.

Rozwój i zapewnienie bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej

Sieć dystrybucyjna ma zapewniać bezpieczne, stabilne i wysokiej jakości dostawy energii, a jednocześnie umożliwiać przyłączanie nowych odbiorców, wytwórców, źródeł OZE, magazynów energii oraz infrastruktury ładowania. Jej rozbudowa i modernizacja, wraz z cyfryzacją, automatyzacją oraz wykorzystaniem usług elastyczności tworzą podstawy do aktywnego zarządzania jej pracą w warunkach rosnącej generacji rozproszonej i zmieniającego się profilu zapotrzebowania na energię.

Rozwój sieci dystrybucyjnej jest tym samym jednym z kluczowych warunków dalszej transformacji energetycznej i elektryfikacji gospodarki. Jej niezawodność, zdolności przyłączeniowe i możliwość aktywnego zarządzania przepływami energii pozwalają odpowiadać na rosnące potrzeby w zakresie poboru i wprowadzania energii do sieci, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw.





Sieć dystrybucyjna jest krwioobiegiem współczesnej energetyki. Dlatego jej rozwój i modernizacja to jeden z fundamentów transformacji energetycznej. Wraz z postępującą elektryfikacją gospodarki potrzebujemy infrastruktury, która zapewni stabilne i niezawodne dostawy energii, a jednocześnie umożliwi przyłączanie nowych źródeł OZE i rozwój energetyki rozproszonej. Inwestując w sieci, inwestujemy nie tylko w bezpieczeństwo energetyczne, ale również w konkurencyjność polskiej gospodarki.

Eryk Kosiński, Wiceprezes Enei ds. Korporacyjnych

Rozwój i bezpieczeństwo sieci dystrybucyjnej realizowane są poprzez inwestycje w infrastrukturę sieciową, systemy informatyczne oraz automatykę wspierającą zarządzanie pracą sieci. Inwestycje te zwiększają elastyczność systemu, umożliwiają przyłączanie kolejnych źródeł OZE oraz poprawiają bezpieczeństwo i jakość dostaw energii. W ramach tych działań w okresie sprawozdawczym:

Enea Operator zakończyła modernizacje i rozbudowę **stacji** oraz **linii 110 kV**, zwiększając **potencjał przyłączeniowy** w okolicach Szczecina, Gorzowa Wielkopolskiego, Zielonej Góry, Leszna i Bydgoszczy

- Enea Operator zakończyła inwestycje sieciowe w zachodniej Polsce, obejmujące modernizację stacji elektroenergetycznych oraz rozbudowę infrastruktury dystrybucyjnej. Zmodernizowano stacje 110/15 kV Strzelce Krajeńskie i Sulechów w zakresie rozdzielni SN, rozbudowano stację 110/15 kV Krzywiń o II sekcję oraz kompleksowo zmodernizowano stacje 110/15 kV Bielin, Chojna, Golczewo, Gryfino, Widuchowa i Łobez wraz z zabudową na tych stacjach nowych jednostek transformatorowych o mocy 25 MVA każda. Kompleksowo zmodernizowano również rozdzielnię SN stacji 110/15 kV Chociwel wraz z zabudową nowych jednostek transformatorowych o mocy 25 MVA każda oraz rozdzielnię WN stacji 110/15 kV Przechowo. Inwestycje objęło ponadto budowę pola WN w GPZ Myślibórz w celu przyłączenia farmy fotowoltaicznej Nawrocko, przebudowę linii napowietrznej 110 kV relacji Góra —Wschowa oraz budowę linii napowietrznej 110 kV relacji Rawicz —Góra wraz z budową pól WN w stacji 110/15 kV Rawicz i rozbudową stacji 110/20 kV Góra. Wybudowano także linie napowietrzne 110 kV relacji Koronowo — Świekatowo — Żur wraz budową z RS 110/110 kV Świekatowo.

Zmodernizowana i rozbudowana infrastruktura zwiększa możliwości przyłączania nowych odbiorców oraz źródeł OZE, wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne oraz atrakcyjność inwestycyjną regionu,

Enea Operator zakończyła projekt **modernizacji i rozwoju sieci na obszarach wiejskich** z dofinansowaniem blisko **1,15 mld zł**

- Enea Operator rozwija i modernizuje sieć dystrybucyjną z wykorzystaniem finansowania zewnętrznego. W ramach KPO (komponent REPowerEU) zakończyła realizację projektu *Budowa i przebudowa sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej w celu zwiększenia potencjału przyłączania OZE na obszarach wiejskich,* dofinansowanego kwotą blisko 1,15 mld zł, obejmującego modernizację i rozbudowę sieci na wszystkich poziomach napięć oraz rozwój rozwiązań cyfrowych i systemów inteligentnego zarządzania. Z kolei największe finansowanie pożyczkowe, w wysokości 10,34 mld zł przyznano na realizację projektu *Rozwój elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej na obszarze północno-zachodniej Polski, ukierunkowany na wzrost jakości i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz wsparcie procesu transformacji energetycznej poprzez zwiększenie zdolności sieci elektroenergetycznej Enea Operator do współpracy ze źródłami energii odnawialnej, w tym w oparciu o technologie sieci inteligentnej.* Środki te przeznaczone są na rozbudowę i modernizację sieci WN, SN i nn, z wykorzystaniem technologii sieci inteligentnej („smart grid") w dłuższym horyzoncie czasowym.

Inwestycje w nowoczesną sieć wspierają długoterminową **wartość Enei**

- 15 kwietnia 2026 r. Prezes URE uzgodniła przedłożony przez Eneę Operator projekt Planu Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026 —2031,

600 tys. dostarczonych **liczników zdalnego odczytu** wspiera **cyfryzację infrastruktury Enei Operator**

- realizowano obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu u klientów Enei Operator, wynikających z ustawy *Prawo Energetyczne*. Zakończenie procesu przewidziano do 4 lipca 2031 r.,
- kontynuowano dostawy oraz instalację liczników zdalnego odczytu, dostarczanych przez Apator S.A., konsorcjum Politech sp. z o.o./Iskraemeco d.d oraz Sagemcom Poland. W okresie sprawozdawczym dostarczono 600 tys. urządzeń. Umowy zawarte w ramach partnerstwa innowacyjnego obejmują dostawy do 2031 r. Współpraca z Apator S.A. wspiera realizację idei Local Content poprzez wspólne opracowanie koncepcji innowacyjnego licznika zdalnego odczytu oraz jego produkcję w zakładzie ww. spółki, mieszczącym się w Ostaszewie,



Liczniki zdalnego odczytu są ważnym elementem cyfrowej transformacji energetyki i zmieniają sposób, w jaki klienci korzystają z energii. Dostęp do aktualnych i szczegółowych danych pozwoli odbiorcom lepiej kontrolować zużycie, świadomie planować koszty oraz korzystać z nowych taryf i usług energetycznych. Do końca 2028 r. planujemy objąć zdalnym odczytem 80% klientów, co w Enei oznacza instalację około 2,3 mln urządzeń. To nie tylko duży projekt technologiczny, lecz przede wszystkim fundament nowoczesnej, cyfrowej i bardziej partnerskiej relacji z klientem.

Marek Lelątko, Wiceprezes Enei ds. Finansowych

Interaktywna mapa potencjału przyłączeniowego dla **OZE wspiera decyzje** inwestorów i samorządów

- Enea Operator kontynuowała inicjatywy służące zwiększaniu elastyczności sieci oraz jej zdolności do integracji źródeł OZE, rozwijając usługi Interwencyjnej Dostawy Mocy Czynnej („IDC") oraz Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej („IRB"). Jako pierwszy OSD w Polsce spółka zawarła umowę na świadczenie usługi IRB, a następnie rozszerzała jej wykorzystanie we współpracy z wytwórcami energii. W maju 2026 r. podpisano z PGE Energia Odnawialna dwie umowy na świadczenie usług IRB dla farm wiatrowych PGE Rybice i Resko II. Osiągnięto również gotowość do wdrożenia usługi IRB w trybie pracy kompensatorowej, tj. przy braku generacji mocy czynnej, a także przedłożono w ramach piaskownic regulacyjnych URE projekty zakładające wykorzystanie magazynów energii do optymalizacji funkcjonowania sieci dystrybucyjnej. Na koniec września 2026 r. spółka wdrożyła zasady certyfikacji zasobów na potrzeby świadczenia usług elastyczności. Proces certyfikacji stanowi początkowy etap rozwoju mechanizmu pozyskiwania usług elastyczności, służący w szczególności rozpoznaniu potencjału technicznego zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz zainteresowania uczestników rynku ich wykorzystaniem na potrzeby świadczenia tych usług. Proces obejmuje formalną i techniczną weryfikację zgłaszanych zasobów pod kątem spełnienia określonych wymagań certyfikacyjnych. Pozytywne zakończenie certyfikacji skutkuje wydaniem Certyfikatu

Elastyczności, umożliwiającego udział zasobu w postępowaniach dotyczących zakupu tych usług,

- prowadzono dalsze inicjatywy służące usprawnieniu efektywności i transparentności procesu przyłączania OZE do sieci Enei Operator, cyklicznie aktualizując informacje o dostępnych mocach przyłączeniowych i udziale energii z OZE w formie dynamicznego raportu i interaktywnej mapy, poszerzonej o dane społeczno–gospodarcze (zaludnienie, stopa bezrobocia, średnie wynagrodzenie), wspierające inwestorów i samorządy w ocenie potencjału danej lokalizacji pod kątem nowych inwestycji,

Enea Operator osiągnęła **88%** zaawansowania prac obiektowych w ramach **wdrożenia systemu łączności radiowej TETRA**

- kontynuowano wdrożenie systemu cyfrowej łączności radiowej TETRA. W okresie sprawozdawczym zwiększono budżet projektu o 1,3 mln zł w celu wyposażenia pojazdów Enei Operator w anteny i terminale radiowe. Zakończono dystrybucję zamówionych terminali przenośnych oraz rozbudowywano infrastrukturę TETRA. Zainstalowano 96 stacji bazowych, z których 90 odebrano, a 67 pracuje w trybie operacyjnym. Zakończono prace na 88% nowych i zmodernizowanych obiektach, a na pozostałych, w tym obiektach obcych, kontynuowano roboty budowlane. Zainstalowano również 69% zamówionych terminali stacjonarnych. Przeprowadzono szkolenia dla użytkowników kluczowych, centralnych i lokalnych administratorów systemu oraz kontynuowano integrację TETRA z systemami SCADA,

Enea Operator cyfryzuje zarządzanie majątkiem sieciowym i pracę brygad, wdrażając system w **95 jednostkach terenowych**

- kontynuowano implementację systemu informatycznego wspierającego zarządzanie majątkiem sieciowym, w tym modułu *Zarządzanie Pracą Brygad*, usprawniającego pracę elektromonterów. Wdrożenie i stabilizacja rozwiązania w jednostkach terenowych przebiegają zgodnie z przyjętym harmonogramem. W okresie I-III kwartału 2026 r. proces ten zakończono w 95 jednostkach, a jego finalizację w pozostałych 23 zaplanowano do końca 2026 r.,

Ponad **9 GW** łącznej mocy **OZE** i prawie **205 tys. mikroinstalacji** w obszarze **Enei Operator**

- obszar działalności Enei Operator cechuje się bardzo wysokim nasyceniem źródłami OZE. Na koniec III kwartału 2026 r. łączna moc instalacji przekroczyła 9 GW, osiągając poziom ponad 2,5-krotnie wyższy od maksymalnego zapotrzebowania odbiorców na moc, a liczba mikroinstalacji prosumenckich wyniosła prawie 204,5 tys. W związku z wyzwaniami dla stabilnej i bezpiecznej pracy sieci spółka monitoruje i kontroluje funkcjonowanie mikroinstalacji, identyfikuje niezgodności techniczne oraz podejmuje działania naprawcze we współpracy z klientami,

- 15 lipca 2026 r. Enea Operator podpisała z Towarową Giełdą Energii, Energą Operator i PGE Dystrybucja porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju platformy usług elastyczności. Nowe rozwiązanie ma umożliwić efektywne wykorzystanie zasobów elastyczności, tym aktywnych odbiorców, magazynów energii, źródeł wytwórczych i agregatorów, z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań pracy sieci. Celem projektu jest utworzenie ogólnokrajowego rynku, który umożliwi OSD pozyskiwanie usług elastyczności od podmiotów dysponujących odpowiednimi zasobami,

Ograniczenie strat energii dzięki wymianie ponad **6,5 tys. transformatorów**

- wymieniono ponad 6,5 tys. transformatorów SN/nn na terenach wiejskich, zastępując najstarsze urządzenia w sieci Enei Operator, z których część była eksploatowana od kilkudziesięciu lat. Nowe transformatory spełniają najwyższe standardy efektywności energetycznej i charakteryzują się znacznie niższymi stratami energii,

Centralizacja zarządzania ruchem sieciowym **Enei Operator** w ramach **systemu SCADA/ADMS**

- rozwijano Portal Odbiorcy Enei Operator, rozszerzając jego funkcjonalności w zakresie samoobsługi klientów oraz wykorzystania danych z liczników zdalnego odczytu. Udostępniono Kalkulator Taryf, umożliwiający porównywanie kosztów zużycia energii elektrycznej w wybranych grupach taryfowych, ocenę wpływu zmian profilu zużycia energii w ciągu doby na wysokość opłat oraz uwzględnienie kosztów sprzedaży energii poprzez wprowadzenie cen stosowanych przez wybranego sprzedawcę energii. Uruchomiono również Port HAN („Home Area Network"), pozwalający odbiorcom na aktywację komunikacji licznika z kompatybilnymi urządzeniami, zapewniając bieżący dostęp do danych pomiarowych i możliwość ich wykorzystania w systemach inteligentnego zarządzania energią,

- Enea Operator kontynuuje wdrażanie centralnego systemu SCADA/ADMS, stanowiącego kluczowy element modernizacji obszaru prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej. W 2026 r. prowadzono przygotowania do pilotażowego uruchomienia systemu w OD Gorzów oraz jego dalszego wdrażania w kolejnych oddziałach spółki. Docelowo system zapewni jednolite środowisko do monitorowania i zarządzania pracą sieci w czasie rzeczywistym, wspierając bezpieczeństwo i ciągłość dostaw energii z uwzględnieniem wyzwań związanych z transformacją energetyczną.

Nowy wymiar produktów i usług dla klientów

Rozwój oferty produktów i usług koncentruje się na dostosowaniu rozwiązań do zmieniających się potrzeb klientów. W ramach realizowanych inicjatyw:

Bezpieczna fotowoltaika z Fachowcem, EneoPewność, EneoWeekend —rozwiązania **Enei** dla **gospodarstw domowych**, wspierające stabilność cen, bezpieczeństwo i elastyczność

- w styczniu 2026 r. zainicjowano przedsięwzięcie *Opracowanie Modelu Zarządzania Procesem Sprzedaży dla Klientów SOHO,* ukierunkowane na wypracowanie, a następnie wdrożenie kompleksowego modelu zarządzania sprzedażą w tym segmencie klientów,
- do oferty włączono nowy produkt *Bezpieczna Fotowoltaika z Fachowcem* dla klientów indywidualnych posiadających instalacje fotowoltaiczne do 10 kWp, obejmujący również rozwiązania dla użytkowników magazynów energii i domowych stacji ładowania pojazdów elektrycznych,
- wprowadzono ofertę *EneoPewność* dla klientów indywidualnych, obejmującą gwarancję stałej ceny energii oraz pomoc w razie awarii domowej instalacji elektrycznej. W II kwartale 2026 r. okres gwarancji ceny wydłużono z 24 do 36 miesięcy, a w sierpniu 2026 r. sprzedaż oferty wsparto promocją „Do 500 kWh Energii Gratis". Równolegle, we współpracy z partnerami zewnętrznymi, uruchomiono ofertę na sprzedaż magazynów energii,
- wprowadzono nową ofertę dla gospodarstw domowych *EneoWeekend,* wykorzystującą trzy autorskie strefy rozliczeniowe, uwzględniające potrzeby klientów oraz możliwości wynikające z rozwoju infrastruktury liczników zdalnego odczytu,
- wprowadzono ofertę *Ceny dynamiczne* dla posiadaczy magazynów energii bez opłaty handlowej oraz *Ceny Dynamiczne MAX* dla klientów, którzy chcą korzystać z mechanizmu cen dynamicznych w bardziej przewidywalnej formule, ale nie mają możliwości instalacji fizycznego magazynu energii,

Certyfikaty **TÜV SÜD Polska** zapewniają **klientom biznesowym** potwierdzenie pochodzenia energii

- zoptymalizowano model win-back, ukierunkowany na odzyskiwanie klientów,
- kontynuowano współpracę z TÜV SÜD Polska sp. z o.o., jednostką certyfikującą produkty oraz procesy. Od 1 stycznia 2026 r. klienci biznesowi korzystający z ofert EKO otrzymują certyfikaty potwierdzające pochodzenie energii,
- od 1 lutego 2026 r. zapewniono integrację systemów bilingowych Enei z Krajowym Systemem e-Faktur („KSeF"),

Ponad **150 GWh** energii z **farm wiatrowych** zakontraktowane w **formule cPPA**

- Enea Eko rozwija portfel umów na bezpośrednie dostawy energii elektrycznej w formule cPPA. Spółka zawarła kontrakty z trzema pierwszymi klientami przemysłowymi o łącznym wolumenie ponad 150 GWh, obejmujące dostawy energii z farm wiatrowych Grupy Enea, w tym z FW Zaklików, nabytej w 2026 r. Równolegle prowadzone są kolejne rozmowy handlowe dotyczące zawarcia umów w tej formule,
- poszerzono portfolio produktowe o modele dostępu do OZE *PV as a Service* („PVaas") oraz o ofertę na sprzedaż magazynów energii, realizowaną we współpracy z partnerami zewnętrznymi w systemie leadowym,
- wdrożono usługę kompensacji mocy biernej obejmującą cały proces realizacji, od doboru rozwiązania aż po serwis. Usługa pozwala ograniczyć koszty ponadumownego poboru mocy biernej oraz poprawę efektywności i niezawodności instalacji elektrycznych,

Enea Eko przygotowuje do komercjalizacji cyfrowy system zarządzania energią, oparty na **normie ISO 50001**

- Enea Eko rozpoczęła realizację działań związanych z komercjalizacją cyfrowego systemu zarządzania energią na podstawie wymagań normy ISO 50001. W oparciu o pozytywne wyniki pilotażu przeprowadzonego w Enei Ciepło przygotowywana jest oferta dla klientów przemysłowych wspierająca poprawę efektywności energetycznej oraz optymalizację kosztów zużycia energii,
- Enea Eko uruchomiła platformę edukacyjną „Mistrzowie Efektywności", wspierającą klientów indywidualnych i biznesowych w zdobywaniu wiedzy o efektywności energetycznej i dekarbonizacji. Uzupełnieniem platformy są webinary eksperckie poświęcone praktycznym możliwościom poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstw,
- we wrześniu 2026 r. podpisano umowę z wykonawcą na wdrożenie systemu krótkoterminowego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną, wspierającego jej zakup na rynku spotowym. System będzie wykorzystywał dane meteorologiczne, ceny energii i inne istotne

Zakończenie procesu wydzielenia sprzedaży w celu optymalizacji kompetencji i rozwoju oferty **B2B i B2C**

zmienne wpływające na jej zużycie, a także modele statystyczne, metody uczenia maszynowego i wiedzę ekspercką,

- 1 października 2026 r. rozpoczęła działalność Enea Sprzedaż, przejmując odpowiedzialność za sprzedaż energii elektrycznej i gazu do klientów indywidualnych, biznesowych i instytucjonalnych. Nowy model organizacyjny pozwala na koncentrację kompetencji sprzedażowych, sprawniejsze rozwijanie oferty dla klientów oraz zwiększenie efektywności procesów handlowych i obsługowych.

Doskonałość operacyjna

Grupa Enea przyspiesza cyfryzację i automatyzację procesów, traktując technologię jako jeden z kluczowych mechanizmów zwiększania efektywności operacyjnej, produktywności kapitału i wykorzystania zasobów. Standaryzacja procesów w całej Grupie, wspólne środowisko ERP, rozwój platform danych, automatyzacja oraz rozwiązania wykorzystujące sztuczną inteligencję mają prowadzić do obniżania jednostkowych kosztów działalności, skracania czasu realizacji procesów i poprawy jakości decyzji zarządczych.

Kluczowe projekty, takie jak SAP S/4HANA, GRC, *Moja Enea* oraz cyfrowe kanały obsługi klienta wspierają jakość obsługi, bezpieczeństwo procesów i dostęp do spójnych, wiarygodnych danych w całej Grupie. Równolegle rozwijane są narzędzia cyfrowe wspierające sprzedaż, handel energią oraz zarządzanie siecią, źródłami OZE i magazynami energii. Umożliwiają one lepsze prognozowanie, optymalizację pracy aktywów i szybsze podejmowanie decyzji.

Technologia nie jest celem samym w sobie. Przyszła wartość Grupy Enea będzie zależała nie tylko od skali zrealizowanych inwestycji, ale również od zdolności do integracji nowych aktywów, efektywnego zarządzania nimi oraz pełnego wykorzystania ich potencjału ekonomicznego. Coraz większe znaczenie dla przewagi konkurencyjnej ma nie tylko wielkość posiadanego portfela, lecz również zdolność do inteligentnego zarządzania jego poszczególnymi elementami.

W ramach tych działań w okresie sprawozdawczym:

CSIRE: prace nad wdrożeniem. Realizacja działań na rzecz poprawy jakości danych i gotowości operacyjnej

- w III kwartale 2026 r. w ramach przygotowań Grupy Enea do wdrożenia CSIRE rozpoczęto testy Wydania CSIRE 3.0 oraz przeprowadzono ponad 16 tys. testów funkcjonalnych procesów sprzedażowych, pomiarowych, rozliczeniowych i operatorskich. Wykonano również test masowy dla ponad 50 tys. PPE, w ramach którego zidentyfikowano ograniczenia wydajnościowe systemu. Równolegle kontynuowano prace nad poprawą jakości danych i usprawnieniem procesu testowego oraz działania związane z przygotowaniem organizacji do Nowego Modelu Rynku Energii, w tym konwersją umów do GUD-k. W październiku 2026 r. Enea poinformowała o kontynuacji procesów rynku energii po 19 października 2026 r. na dotychczasowych zasadach, kierując się interesem odbiorców energii elektrycznej oraz ryzykiem zakłóceń procesów rynkowych związane z uruchomieniem CSIRE w pełnej skali,
- kontynuowano realizację strategicznego *Programu wdrożenia innowacji i wzrostu efektywności obsługi klienta*, ukierunkowanego na rozwój cyfrowych kanałów sprzedaży i obsługi, obejmującego następujące projekty i inicjatywy:

Wspólna Platforma do logowania umożliwia płynne korzystanie z usług cyfrowych

Ok. 80% umów w obsłudze elektronicznej **w BOK** dzięki cyfryzacji

  - nowe funkcjonalności w aplikacji mobilnej *Moja Enea* oraz uruchomienie *Wspólnej Platformy do logowania* („SSO") umożliwiającej płynne korzystanie z usług cyfrowych Grupy bez konieczności ponownego logowania przy przejściu pomiędzy aplikacją, eUmowami czy eBOK. Trwają prace nad kolejnymi funkcjonalnościami w aplikacji mobilnej, w tym e-wnioskami dotyczącymi nadpłat i płatności ratalnych oraz automatyzacją wznowienia dostaw po odłączeniu windykacyjnym. Finalizowane są również funkcje zgłaszania awarii i sprawdzania planowanych przerw w dostawach energii elektrycznej,
  - wdrożenie platformy eUmowy, zapewniającej klientom indywidualnym oraz jednoosobowym działalnościom gospodarczym zdalną obsługę umów taryfowych i produktowych w trybie 24/7 oraz automatyzację wprowadzania umów do systemu bilingowego,
  - elektroniczna obsługa ok. 80% umów dzięki wykorzystaniu tabletów we wszystkich BOK-ach,
  - wdrożenie sztucznej inteligencji („AI") i cyfryzacja obsługi poprzez wdrożenie BOT-ów AI w Contact Center, w tym chatbota i voicebota, Asystenta AI w aplikacji *Moja*

Enea oraz narzędzi wspierających obsługę reklamacji i pracy konsultantów. Realizowano ponadto projekt Speech Analytics, obejmujący kontrolę jakości ponad 95% kontaktów głosowych z klientami, transkrypcję oraz automatyczne podsumowanie rozmów i zgłoszeń klientów, wspierający doskonalenie procesów oraz standardów obsługi,

Nowa faktura ułatwi gospodarstwom domowym dostęp do **kluczowych informacji**

- uruchomiono projekt wdrożenia skalowalnej platformy Contact Center w celu dalszej profesjonalizacji obsługi klienta,
- prowadzono prace nad wdrożeniem „prostej faktury", mającej zwiększyć czytelność i przejrzystość najistotniejszych informacji, w szczególności dla gospodarstw domowych. Wdrożenie nowej formy faktury przewidziano na IV kwartał 2026 r.,
- uruchomiono projekt *Platforma danych Enea Trading i Enea Nowa Energia,* którego celem jest wdrożenie centralnej platformy integrującej i standaryzującej proces pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych. Rozwiązanie zapewni spójny i bezpieczny dostęp do danych oraz ich integrację z narzędziami BI i AI, wspierając szybsze podejmowanie decyzji, transparentność procesów i rozwój analityki,

Jednolity system GRC zintegruje zarządzanie ryzykiem, compliance, audytem i kontrolą

- uruchomiono projekt *Jednolity system GRC („Governance-Risk-Compliance"),* którego celem jest integracja procesów zarządzania ryzykiem, compliance, ciągłości działania, zarządzania ryzykiem stron trzecich oraz audytu i kontroli w jednym środowisku informatycznym, opartym na wspólnym modelu danych i ujednoliconych procesach dla Grupy Enea. System ma umożliwić analizę powiązań pomiędzy ryzykami, procesami, wymaganiami compliance, kontrolami i ustaleniami audytowymi, a także agregację ryzyk na poziomie spółek, procesów i całej Grupy. Zapewni tym samym Zarządom i Radom Nadzorczym spójny dostęp do aktualnych informacji zarządczych, wspierając nadzór nad ryzykiem, podejmowanie decyzji oraz realizację wymogów regulacyjnych i operacyjnych. W III kwartale 2026 r. zrealizowano istotne etapy projektu, w tym podpisano umowę z wyłonionym dostawcą oraz przygotowano specyfikacje dla obszarów zarządzania ryzykiem („ERM"), audytu i kontroli oraz środowiska systemowego. Projekt stanowi element cyfryzacji procesów zarządczych, zwiększania efektywności nadzoru nad ryzykiem oraz wzmocnienia ładu korporacyjnego w Grupie Enea. W pracach uczestniczą przedstawiciele Enei S.A., Enei Centrum, Enei Operator oraz Enei Wytwarzanie.
- Enea Centrum uruchomiła własną, bezpieczną platformę AI klasy korporacyjnej, udostępniającą kilkanaście modeli dla biznesu, umożliwiającą uruchomienie m.in. Chatbot, Voicebot i Speech Analytics. Wdrożono również portal działający w całości na własnej infrastrukturze oraz pierwsze produkcyjne zastosowania AI w procesach biznesowych. Ponadto uruchomiono „AI Test Platform", automatyzującą testowanie i ocenę asystentów AI,
- wykorzystanie *Kokpitu bankowego,* integrującego system SAP z bankowością elektroniczną wspierało doskonalenie procesów finansowych. Automatyzacja obsługi wyciągów bankowych i płatności pozwoliła na standaryzację procesów w Grupie Enea, skrócenie czasu ich obsługi oraz zwiększenie bezpieczeństwa transakcji finansowych,



Wdrożenie SAP S/4HANA traktujemy jako projekt transformacyjny, a nie wyłącznie informatyczny. Wspólna platforma pozwoli nam ujednolicić i standaryzować kluczowe procesy w całej Grupie Enea oraz zapewnić dostęp do spójnych i wiarygodnych danych. Dzięki temu zwiększymy przejrzystość biznesu, przyspieszymy podejmowanie decyzji i będziemy efektywniej zarządzać kapitałem oraz aktywami Grupy. System tworzy również fundament dalszej automatyzacji procesów i wykorzystania sztucznej inteligencji. Przy skali inwestycji i zmian realizowanych przez Eneę nowoczesne, wspólne narzędzia zarządcze są warunkiem skutecznego wykonania Strategii.

Marek Lelątko, Wiceprezes Enei ds. Finansowych

SAP S/4HANA wesprze uproszczenie procesów, raportowanie i zarządzanie w **Grupie Enea**

- w okresie sprawozdawczym zakończono prace nad koncepcją biznesową SAP S/4HANA dla Grupy Enea, obejmującą procesy, dane, integracje, architekturę oraz model przejścia dla spółek objętych programem transformacji. Formalny odbiór koncepcji nastąpił w październiku 2026 r. Kolejnym etapem jest wybór wykonawcy wdrożenia SAP S/4HANA. Uruchomienie systemu zaplanowano w dwóch etapach: w styczniu 2028 r. oraz styczniu 2029 r. Wdrożenie SAP S/4HANA ma na celu standaryzację i uproszczenie procesów, usprawnienie raportowania

i zarządzania, zwiększenie przejrzystości procesów biznesowych oraz stworzenie podstaw do dalszej automatyzacji i wykorzystania AI. Projekt został zakwalifikowany do grona dziewięciu finalistów SAP Innovation Awards Poland 2026,

- kontynuowano proces standaryzacji środowiska ERP. Jego istotnym etapem było uruchomienie systemu SAP w Enei Wytwarzanie i Enei Logistyka, dzięki czemu ze wspólnych rozwiązań SAP ERP, SAP HR i SAP SRM korzysta blisko 40 spółek Grupy. Wdrożenie systemu w MEC Piła zakończy proces ujednolicania środowiska ERP w Grupie Enea.

Podsumowanie

Pierwsze dziewięć miesięcy 2026 r. pokazuje przejście Grupy Enea od Strategii do realizacji. Grupa utrzymuje zdolność do generowania gotówki, przyspiesza inwestycje, zabezpiecza ich finansowanie, konsekwentnie zmieniając portfel aktywów oraz model działania. Miarą powodzenia tej transformacji będzie nie tylko skala CAPEX, lecz jej przełożenie na bezpieczeństwo dostaw, konkurencyjną ofertę dla klientów, przyszłe przepływy pieniężne i długoterminową wartość Grupy.

Grupa buduje swoją wartość poprzez równoczesny rozwój nowych aktywów, efektywne wykorzystanie istniejącego portfela oraz zwiększanie sprawności całej organizacji. Inwestycje w sieci, OZE, magazyny energii i elastyczne źródła wytwórcze mają wzmacniać bezpieczeństwo dostaw i tworzyć nowe źródła wyniku. Cyfryzacja, standaryzacja procesów i zarządzanie oparte na danych mają natomiast poprawiać efektywność operacyjną oraz produktywność zaangażowanego kapitału.

Realizacja bazowego programu inwestycyjnego o wartości 67,1 mld zł jest połączona z aktywnym rozwijaniem portfela aspiracyjnych projektów o wartości 40,4 mld w OZE, energetyce gazowej i magazynowaniu energii. Umożliwi to Grupie zwiększenie skali transformacji, przy zachowaniu selektywnego podejścia do rentowności projektów, sposobu ich finansowania i wpływu na bilans.

Całość projektów realizowana jest przy zachowaniu dyscypliny inwestycyjnej, bezpiecznej sytuacji finansowej i aktywnego zarządzania ryzykiem. Miarą powodzenia transformacji nie będzie sama skala poniesionych nakładów, lecz terminowe przekształcanie kapitału w działające aktywa, konkurencyjną ofertę dla klientów, przyszłe przepływy pieniężne oraz długoterminową wartość Grupy Enea dla akcjonariuszy i polskiej gospodarki.

Local Content – z energią dla polskiego biznesu



Chcemy, by transformacja energetyczna była kołem zamachowym polskiej gospodarki, dlatego zależy nam na jak największym udziale krajowych firm w naszych inwestycjach. Local Content oznacza dla nas nie tylko pozostawienie jak największej części nakładów inwestycyjnych w kraju, ale również rozwój polskich kompetencji, miejsc pracy i potencjału przemysłowego. Tam, gdzie pozwalają na to dostępne w Polsce technologie, chcemy wykorzystywać możliwości krajowych przedsiębiorstw. Dlatego z wyprzedzeniem komunikujemy nasze potrzeby i harmonogramy inwestycji, zwiększając transparentność i umożliwiając polskim firmom przygotowanie się do udziału w naszych projektach.

Grzegorz Kinelski, Prezes Zarządu Enei

108 mld inwestycji Grupy Enea szansą dla krajowego łańcucha dostaw

W okresie I-III kwartału 2026 r. Grupa Enea kontynuowała realizację Programu Local Content „Enea. Z energią dla polskiego biznesu", którego celem jest zwiększanie udziału przedsiębiorstw działających w Polsce w realizacji strategicznych inwestycji Grupy oraz rozwój krajowych łańcuchów dostaw na potrzeby transformacji energetycznej. Program wspiera realizację *Strategii Grupy Enea do 2035 r.*, zakładającej nakłady inwestycyjne w wysokości ok. 108 mld zł, z zachowaniem zasad konkurencyjności oraz zgodności z prawem krajowym i regulacjami UE.

W I kwartale 2026 r. skoncentrowano się na przygotowaniu założeń operacyjnego wdrożenia Programu, w tym modelu zarządzania, standardów stosowania Local Content, systemu mierników i KPI oraz zasad monitorowania i raportowania. Prace objęły również identyfikację kompetencji niezbędnych do realizacji inwestycji oraz opracowanie rozwiązań pozwalających uwzględniać Local Content już na etapie planowania projektów i postępowań zakupowych.

Local Content zintegrowany z procesami zakupowymi i inwestycyjnymi **Grupy Enea**

W II kwartale 2026 r. sformalizowano podstawowe zasady Programu. W maju 2026 r. przyjęto *Kodeks Dobrych Praktyk* oraz zmieniono *Regulamin udzielania zamówień Grupy Enea* – oba dokumenty obowiązują od czerwca 2026 r. Wdrożone regulacje służą trwałemu uwzględnieniu zasad Local Content w procesach zakupowych i inwestycyjnych Grupy, przy zachowaniu obiektywnych wymagań związanych z przedmiotem zamówienia i bez preferowania wykonawców ze względu na kraj pochodzenia.

Rozwój spójnego systemu **pomiaru, monitorowania** i **raportowania** Local Content

Równolegle rozwijano metodologię pomiaru efektów Programu oraz zestaw strategicznych, operacyjnych i kompetencyjnych wskaźników efektywności. Opracowano założenia systemu monitorowania, harmonogram raportowania oraz strukturę raportów miesięcznych, kwartalnych i rocznych. We współpracy z Ministerstwem Aktywów Państwowych oraz Głównym Urzędem Statystycznym pracowano nad pilotażem metodologii pomiaru Local Content dla dużych projektów inwestycyjnych oraz rozwojem wskaźników pozwalających ocenić wpływ inwestycji Grupy na krajowy potencjał gospodarczy.

Blisko **140 projektów Grupy Enea** udostępnionych przedsiębiorcom na **Elektronicznej Platformie Zakupowej**

W okresie I-III kwartału 2026 r. zwiększano transparentność planów inwestycyjnych Grupy oraz dostęp przedsiębiorców do informacji o przyszłych przedsięwzięciach. Na Elektronicznej Platformie Zakupowej opublikowano informacje o blisko 140 projektach Grupy Enea. Kontynuowano również prace nad Platformą Dostawców i publicznym serwisem Programu, które mają zapewnić dostęp do informacji o planowanych inwestycjach, inicjatywach dla dostawców, dobrych praktykach i możliwościach współpracy. W okresie sprawozdawczym uruchomiono także dedykowaną stronę Local Content w serwisie korporacyjnym Enei, zawierającą informacje o programie, planowanych projektach i możliwościach współpracy z Grupą.

Supplier's Day i **spotkania regionalne** wspierają dialog **Enei** z potencjalnymi **wykonawcami**

Istotnym elementem Programu był dialog z rynkiem. W 2026 r. kontynuowano spotkania z przedsiębiorstwami zainteresowanymi udziałem w budowie bloków gazowo-parowych w El. Kozienice, zorganizowano Suppliers, Day podczas EnergyON & H2POLAND w Poznaniu oraz uczestniczono w regionalnych spotkaniach z przedsiębiorcami w ramach cyklu „Biznes po Wielkopolsku". Działania te służyły prezentacji potrzeb inwestycyjnych Grupy na wczesnym etapie, identyfikacji potencjału krajowych wykonawców i dostawców oraz rozpoznaniu barier ich udziału w postępowaniach.

Spójny model zarządzania wspiera podstawy wdrażania **Local Content** w kolejnych projektach inwestycyjnych

W III kwartale 2026 r. kontynuowano prace nad narzędziami wdrożeniowymi dla projektów inwestycyjnych, w tym standardami, miernikami oraz modelem raportowania Local Content dla projektów magazynowania energii. Rozwijano także współpracę ze środowiskiem naukowym i uczelniami w obszarach związanych z transformacją energetyczną, w szczególności magazynowaniem energii, sieciami elektroenergetycznymi, cyfryzacją, nowymi technologiami oraz rozwojem kompetencji i zaplecza badawczo-rozwojowego.

Do końca III kwartału 2026 r. przygotowano podstawy docelowego modelu zarządzania Programem, określające podział odpowiedzialności, zasady koordynacji działań w spółkach Grupy, rozwój standardów, monitorowania, raportowania oraz współpracy z dostawcami. Dalsze działania obejmują wdrożenie przyjętych zasad w Grupie, rozwój narzędzi informatycznych i zarządczych oraz zastosowanie wypracowanych rozwiązań w kolejnych projektach inwestycyjnych Grupy Enea.



Potencjał transformacji energetycznej powstaje przede wszystkim w regionach, w lokalnych przedsiębiorstwach, a także na uczelniach rozwijających nowe technologie. Cykl spotkań regionalnych, wydarzenie Suppliers, Day, czy rozwijana Platforma Dostawców, pozwalają na konstruktywny dialog z potencjalnymi wykonawcami i zwiększają możliwości współpracy. W ten sposób łączymy ambitną skalę naszych inwestycji z tworzeniem kompetencji i możliwością rozwoju polskiego biznesu oraz nauki.

Adrian Moliński, Wiceprezes Enei ds. Współpracy Regionalnej

6. Zarządzanie ryzykiem

Grupa Enea traktuje zarządzanie ryzykiem jako integralny element realizacji Strategii, alokacji kapitału i ochrony długoterminowej wartości organizacji. Identyfikacja, ocena i monitorowanie ryzyk wspierają podejmowanie decyzji inwestycyjnych oraz zarządczych, pomagając ograniczać potencjalny wpływ zagrożeń na wyniki finansowe, płynność, bezpieczeństwo operacyjne i realizację strategicznych kierunków rozwoju. Przy rosnącej skali inwestycji zarządzanie ryzykiem jest nie tylko mechanizmem kontrolnym, lecz częścią skutecznego zarządzania kapitałem.



Transformacja energetyczna otwiera przed Grupą Enea nowe możliwości, ale jednocześnie zmienia jej profil ryzyka. W centrum naszej uwagi pozostają bezpieczeństwo i odporność infrastruktury krytycznej. Systematycznie aktualizujemy Mapę Ryzyk Strategicznych, by odpowiednio wcześnie identyfikować czynniki mogące wpływać na realizację naszych planów. Skuteczne zarządzanie ryzykiem jest jednym z warunków bezpiecznej realizacji transformacji i długoterminowego rozwoju Grupy Enea.

Przemysław Baszak, Wiceprezes Enei ds. Bezpieczeństwa

W III kwartale 2026 r. przeprowadzono kompleksowy przegląd Ryzyk Strategicznych Grupy Enea w ramach procesu Risk Deep Dive, obejmującego warsztaty w spółkach Grupy, ocenę na poziomie korporacyjnym, dyskusję z *Komitetem ds. Audytu* Rady Nadzorczej Enea S.A. oraz weryfikację przez *Komitet Ryzyka.* Celem procesu była weryfikacja aktualności Mapy Ryzyk Strategicznych z uwzględnieniem zmian w otoczeniu regulacyjnym, postępu transformacji energetycznej oraz nowych wyzwań biznesowych.

Przegląd potwierdził, że profil ryzyka Grupy jest w coraz większym stopniu kształtowany przez tempo transformacji sektora energetycznego, niepewność regulacyjną, dostępność finansowania oraz konieczność zapewnienie bezpieczeństwa i odporności infrastruktury krytycznej. Szczególną uwagę poświęcono ryzykom związanym z realizacją strategicznych programów inwestycyjnych, funkcjonowaniem segmentów Wytwarzania, Dystrybucji i Wydobycia oraz zmianami na rynku energii.

W ramach aktualizacji do Mapy Ryzyk Strategicznych włączono trzy nowe ryzyka.

Kompleksowy przegląd **Ryzyk Strategicznych** wspiera **odporność Grupy Enea** na nowe wyzwania biznesowe

Dodano ryzyko utraty dostępu do kapitału niezbędnego do finansowania transformacji energetycznej, związane z rosnącą skalą nakładów inwestycyjnych niezbędnych do realizacji celów strategicznych oraz niepewnością co do warunków pozyskiwania finansowania w długim horyzoncie. Ograniczona dostępność kapitału lub wzrost jego kosztu mogłyby wpływać na tempo realizacji kluczowych projektów transformacyjnych.

Dodano ryzyko wpływu transformacji energetycznej na segment Dystrybucji. Rozwój OZE, magazynów energii i nowych kategorii odbiorców zwiększa wymagania wobec sieci dystrybucyjnej oraz potrzebę wdrażania odpowiednich rozwiązań regulacyjnych i technicznych wspierających efektywne zarządzanie systemem dystrybucyjnym.

Dodano ryzyko związane z uruchomieniem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii („CSIRE"), wynikające z wyzwań związanych z przygotowaniem rynku do wdrożenia systemu oraz jego znaczenia dla procesów biznesowych realizowanych przez spółki Grupy Enea.

Jednocześnie z Mapy Ryzyk Strategicznych usunięto ryzyko stron trzecich, ryzyko rozwoju inteligentnego opomiarowania oraz ryzyko dotyczące przyłączania do sieci elektroenergetycznej, w związku ze stabilizacją poziomu ekspozycji oraz osiągnięciem dojrzałości procesów zarządczych w tych obszarach. Ryzyka te nadal podlegają monitoringowi i zarządzaniu na poziomie operacyjnym, jednak nie wymagają już raportowania na poziomie strategicznym.

Równolegle zaktualizowano definicje wybranych ryzyk strategicznych, w szczególności dotyczących wpływu transformacji energetycznej na segment wytwórczy i wydobywczy oraz bezpieczeństwa infrastruktury. Zmiany służą lepszemu odzwierciedleniu aktualnych źródeł ekspozycji, zmian rynkowych i nowych wyzwań związanych z transformacją sektora energetycznego.

Pozostałe ryzyka strategiczne Grupy Enea oraz działania mitygujące przedstawione w *Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Enea w I półroczu 2026 r.* pozostają aktualne na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania.

Ponad **200 inicjatyw** w ramach programu **Bezpieczeństwo 2.0**

Współpraca sektora energetycznego wzmacnia **bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej** oraz wymianę informacji o **cyberzagrożeniach** i **incydentach**

Poniżej przedstawiono najważniejsze działania w zakresie bezpieczeństwa, prowadzone przez Grupę Enea w okresie sprawozdawczym:

W odpowiedzi na rosnące ryzyka i zagrożenia geopolityczne w Grupie Enea realizowany jest program *Bezpieczeństwo 2.0*, którego celem jest podnoszenie poziomu dojrzałości w obszarze bezpieczeństwa oraz rozwój systemów ochrony Grupy. Program obejmuje ponad 200 inicjatyw realizowanych w 6 strumieniach: cyberbezpieczeństwo ICT i OT, bezpieczeństwa fizycznego i infrastruktury krytycznej, ciągłości działania, bezpieczeństwa osobowego oraz dostosowania do zmian przepisów prawa. W III kwartale 2026 r. kontynuowano realizację inicjatyw w ramach programu *Bezpieczeństwo 2.0* oraz innych działań w obszarze bezpieczeństwa, w tym projektu *Dostosowania Grupy do Ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa* oraz *Przeglądu cyberbezpieczeństwa projektów OZE w Grupie.* Kontynuowano również program szkoleniowy *Cyberbezpieczni,* skierowany do 10 tys. pracowników posiadających dostęp do sieci korporacyjnej Grupy.

W III kwartale 2026 r. trwały prace nad Porozumieniem intencyjnym dotyczącym współpracy oraz utworzenia sektorowego mechanizmu wymiany informacji o zagrożeniach bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej sektora energetycznego. Zakończyły się one 7 października 2026 r. podpisaniem porozumienia w Ministerstwie Aktywów Państwowych przez Eneę S.A. oraz pozostałe kluczowe spółki energetyczne i wydobywcze. Celem inicjatywy jest zapewnienie sprawnej wymiany informacji o zagrożeniach i incydentach, wypracowanie wspólnych standardów bezpieczeństwa oraz budowanie świadomości sytuacyjnej w branży.

Cyfryzacja energetyki zwiększa możliwości zarządzania systemem i aktywami, ale jednocześnie zwiększa ekspozycję na nowe rodzaje zagrożeń. Dlatego Grupa Enea rozwija zintegrowane podejście do bezpieczeństwa, łączące zarządzanie ryzykiem strategicznym i operacyjnym z ochroną infrastruktury krytycznej, cyberbezpieczeństwem oraz planami ciągłości działania. Monitorowanie ryzyk, zabezpieczenie infrastruktury i współpraca sektorowa zwiększają zdolność Grupy do reagowania na zagrożenia, ochrony wartości aktywów i bezpiecznej realizacji transformacji.

7. Regulacje prawne

7.1. Otoczenie regulacyjne

Działalność Enei i jej spółek zależnych prowadzona jest w otoczeniu regulowanym przepisami prawa krajowego i Unii Europejskiej („UE"), które podlegają częstym zmianom, wynikającym m.in. z decyzji politycznych i działań legislacyjnych na poziomie krajowym i unijnym. Zmiany regulacyjne są związane w szczególności z działaniami Komisji Europejskiej („KE") na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., a także reakcją na uwarunkowania społeczno-gospodarcze i skutki kryzysu energetycznego, wywołanego agresją Federacji Rosyjskiej na Ukrainę.

W konsekwencji identyfikacja i ocena wpływu niektórych zmian regulacyjnych na działalność Grupy Enea może być utrudniona. Enea i jej spółki zależne podlegają również regulacjom m.in. w zakresie prawa podatkowego, ochrony konkurencji i konsumentów, prawa pracy oraz ochrony środowiska. Zmiany przepisów w tych obszarach oraz ich indywidualnych interpretacji mogą stanowić źródła ryzyka dla działalności Grupy Enea.

Projektowane zmiany w **CIT** i **opłacie koncesyjnej** pod monitoringiem **Grupy Enea**

Grupa Enea monitoruje ryzyka związane z procedowanymi zmianami regulacyjnymi, obejmującymi m.in. projektowane zwiększenie obciążeń z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych („CIT") z 19 do 22% dla przedsiębiorstw o przychodach przekraczających 50 mln euro i podatkowych grup kapitałowych, czasowe podwyższenie stawki CIT dla podmiotów prowadzących działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz podniesienie opłaty koncesyjnej w sektorze energetycznym.

Grupa na bieżąco analizuje potencjalny wpływ projektowanych zmian na działalność regulacyjną, sytuację finansową i realizację planów inwestycyjnych. Opis otoczenia regulacyjnego przedstawiony w *Sprawozdaniu z działalności Grupy Kapitałowej Enea w I półroczu 2026 r.* należy czytać z uwzględnieniem poniższych regulacji oraz projektowanych zmian istotnych dla działalności Grupy Enea. Zestawienie obejmuje przepisy, które weszły w życie w III kwartale 2026 r. oraz rozwiązania pozostające w toku legislacyjnym.

Najważniejsze dokumenty i regulacje prawne wdrożone lub przyjęte w okresie sprawozdawczym (oraz do dnia publikacji niniejszego Sprawozdania), wpływające na Grupę Enea obejmują:

1. *Rozporządzenie Ministra Energii z 3 września 2026 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2026 r. poz. 1182).*

   Status: rozporządzenie ogłoszono w Dzienniku Ustaw 4 września 2026 r.; weszło w życie 5 września 2026 r. Zastąpiło dotychczasowe rozporządzenie taryfowe, przy czym dla części rozwiązań przewidziano odrębne terminy stosowania oraz przepisy przejściowe dotyczące obowiązujących taryf i umów.

   Opis regulacji: rozporządzenie określa zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. W taryfach przedsiębiorstw obrotu wyodrębnia cenę energii elektrycznej, kalkulowaną na podstawie kosztów jej zakupu i wskazanych obowiązków ustawowych, oraz opłatę abonamentową pokrywającą uzasadnione koszty działalności w zakresie obrotu, w tym obsługi handlowej i koszty wspólne. Jednocześnie nakazuje przedsiębiorstwom dystrybucyjnym zaprzestanie naliczania opłaty abonamentowej od 1 października 2026 r. Przepisy przejściowe określają obowiązki dostosowania taryf oraz sposób uwzględnienia przychodów z opłaty abonamentowej ujętych w taryfach skalkulowanych i zatwierdzonych na okres do 31 grudnia 2026 r., uwzględnianych w saldzie konta regulacyjnego za okresy regulacji obejmujące lata 2025 i 2026.

   Nowe zasady taryfowe **zmieniają model rozliczeń** w obrocie i dystrybucji energii elektrycznej

   W taryfach obowiązujących od 1 stycznia 2027 r. przewidziano odrębną grupę taryfową oraz obniżone stawki opłat sieciowych dla dostaw do określonych obiektów przemysłowych spełniających określone warunki, które obejmują m.in. pobranie z sieci danego przedsiębiorstwa i zużycie na własne potrzeby obiektu przemysłowego co najmniej 50 GWh energii elektrycznej w roku n-2, z uwzględnieniem wyłączeń określonych w rozporządzeniu. Dla tej grupy przewidziano możliwość obniżenia składnika stałego stawki sieciowej maksymalnie o 10%, a składnika zmiennego maksymalnie o 50%, przy czym rzeczywisty poziom obniżenia wynikać będzie z zatwierdzonej taryfy.

Rozporządzenie przewiduje także zróżnicowanie stawki jakościowej według stref doby i okresów roku, z wyjątkami wskazanymi w przepisach.

Rozporządzenie określa ponadto maksymalny, dwumiesięczny okres rozliczeniowy, z okresem przejściowym dla wcześniejszych umów do końca 2028 r., a także zasady wyboru rozliczeń na podstawie danych pomiarowych przez odbiorców posiadających liczniki zdalnego odczytu. Reguluje również sposób naliczania opłat za usługi sieciowe dla magazynów energii oraz opłat związanych z dostawami energii liniami bezpośrednimi.

Wpływ na Grupę Enea: regulacja wymaga dostosowania taryf, zasad kalkulacji i alokacji kosztów, systemów rozliczeniowych oraz informacji przekazywanych odbiorcom w Segmentach Obrotu i Dystrybucji. Zaprzestanie naliczania opłaty abonamentowej w działalności dystrybucyjnej oraz określenie zasad kalkulacji stawek opłat abonamentowych w działalności obrotowej wpływa na strukturę opłat i sposób rozliczania kosztów poszczególnych działalności. Ocena wpływu finansowego wymaga uwzględnienia zatwierdzonych taryf oraz mechanizmu konta regulacyjnego, z zastrzeżeniem, że w nowej taryfie dystrybucyjnej zaprzestanie naliczania opłaty abonamentowej nie oznaczać będzie rezygnacji z pokrywania kosztów dotychczas uwzględnianych w jej kalkulacji. Koszty te powinny zostać uwzględnione w kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej, co przy zapewnieniu ich pełnego pokrycia oznacza neutralność finansową samej likwidacji opłaty abonamentowej dla działalności dystrybucyjnej.

2. *Ustawa z 18 września 2026 r. o zmianie ustawy - Prawo Energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2026 r., poz. 1348).*

Status: Ustawa podpisana przez Prezydenta RP 15 października 2026 r., ogłoszona 16 października 2026 r.

Opis regulacji: Ustawa przewiduje rozwiązania zapewniające ciągłość procesów rynku energii w przypadku niedostępności CSIRE oraz systemów z nim współpracujących. Określa zasady rozliczeń na podstawie informacji niezarejestrowanych w CSIRE, zgłaszania i usuwania niedostępności systemów, uzupełniania danych oraz korygowania rozliczeń. Ustanawia obowiązek opracowania i stosowania planów ciągłości działania oraz rozwiązania przejściowe w przypadku nierozpoczęcia przez OSD realizacji zadań CSIRE w ustawowym terminie, w tym dotyczące rozliczeń, sprzedaży rezerwowej i zmiany sprzedawcy. Regulacja wprowadza ponadto obowiązki przekazywania danych strukturalnych, grafikowych i czasu rzeczywistego oraz wykonywania poleceń operatorów przez określonych wytwórców, posiadaczy magazynów energii i agregatorów, a także umożliwia czasowe ograniczenie lub wstrzymanie usług sieciowych wobec zasobów rażąco naruszających określone wymagania. Ustawa reguluje również instalowanie liczników zdalnego odczytu na stacjach SN/nN, przesłanki odstąpienia od tego obowiązku oraz związane z nim obowiązki dokumentacyjne i informacyjne. Zmienia także zasady i podstawy prawne ustalania wynagrodzenia za dostosowanie się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Nowe regulacje **wzmacniają ciągłość procesów rynku energii** w przypadku **niedostępności CSIRE**

Wpływ na Grupę Enea: regulacja wymaga dostosowania procedur ciągłości działania, obsługi incydentów informatycznych, wymiany danych oraz rozliczeń w segmentach Dystrybucji i Obrotu. Rozwiązania przejściowe dotyczące CSIRE będą istotne dla obsługi odbiorców przyłączanych do sieci operatorów, którzy nie rozpoczną realizacji zadań w ustawowym terminie, w szczególności w zakresie rozliczeń, sprzedaży rezerwowej i zmiany sprzedawcy. Obowiązki dotyczące danych operacyjnych i wykonywania poleceń operatorów będą miały znaczenie dla działalności wytwórczej i magazynowania energii oraz dla procesów realizowanych przez Eneę Operator. Wymagają zapewnienia prawidłowej wymiany danych oraz dostosowania procedur operacyjnych, a ich niewykonanie może powodować ryzyko kar i czasowego ograniczenia pracy zasobów. Regulacja przewiduje również kwartalne raportowanie przez operatorów stwierdzonych naruszeń do Prezes URE.

3. *Ustawa z 4 września 2026 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2026 r., poz. 1347).*

Zmiany regulacyjne tworzą ramy dla rozwoju **biometanu, magazynów energii** i **spółdzielni energetycznych**

Status: Ustawa podpisana przez Prezydenta RP 15 października 2026 r., ogłoszona 16 października 2026 r.

Opis regulacji: Ustawa przewiduje aukcyjny system wsparcia biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, oparty na prawie do pokrycia ujemnego salda. Określa warunki udziału w aukcjach, wymagania dotyczące instalacji i surowców, okres wsparcia oraz zasady

uwzględniania pomocy inwestycyjnej. Stosowanie przepisów aukcyjnych jest uzależnione od rozstrzygnięcia KE w sprawie pomocy publicznej. Regulacja zmienia również zasady przyłączania instalacji biometanu do sieci gazowych i funkcjonowania gazociągów bezpośrednich do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu. Ustawa doprecyzowuje zakres informacji przekazywanych prosumentom w zakresie rozliczeń i depozycie prosumenckim oraz zasady zwrotu niewykorzystanych środków przy zmianie sprzedawcy. Zmienia również warunki przyłączania mikroinstalacji z magazynami energii, umożliwiając niewliczanie mocy magazynu do mocy mikroinstalacji w określonym trybie przyłączenia, pod warunkiem spełnienia ustawowych ograniczeń dotyczących mocy magazynu i maksymalnej mocy wprowadzanej do sieci. Regulacja obejmuje także zasady obsługi i rozliczania spółdzielni energetycznych, definicje biomasy i instalacji wykorzystujących paliwa odnawialne oraz wybrane zasady wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE, w tym uwzględniania pomocy inwestycyjnej, realizacji zobowiązań aukcyjnych oraz rozliczania wsparcia dla określonych instalacji biogazowych w wysokosprawnej kogeneracji.

Wpływ na Grupę Enea: zapisy Ustawy będą miały znaczenie w przypadku rozwoju segmentu biometanu. Doprecyzowanie aspektów technicznych oraz finansowych może przyczynić się do stabilizacji warunków prowadzenia tej działalności. Regulacja wymaga dostosowania systemów rozliczeniowych i informacji przekazywanych prosumentom oraz procedur obsługi zmiany sprzedawcy w segmencie Obrotu. Zmiany dotyczące mikroinstalacji z magazynami energii wymagają dostosowania procesu przyłączeniowego i weryfikacji zgłoszeń przez Eneę Operator. Rozwiązania dotyczące spółdzielni energetycznych mogą wpływać na zakres obowiązków sprzedawcy, warunki umów oraz zasady rozliczania kosztów bilansowania handlowego.

Regulacje projektowane, istotne z punktu widzenia sektora elektroenergetycznego, wpływające na Grupę Enea obejmują:

1. *Projekt ustawy o zmianie ustawy —Prawo Energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii —UD284*

Projektowane zmiany zakładają **wyższe obligo giełdowe** oraz zmiany rozliczeń **nierynkowego redysponowania OZE**

Opis regulacji: Projekt przewiduje przywrócenie obliga giełdowego dla energii elektrycznej na poziomie 80% energii wytworzonej przez podmioty objęte obowiązkiem, z uwzględnieniem ustawowego katalogu wyłączeń oraz podwyższenie obowiązku giełdowego dla gazu ziemnego wysokometanowego z 55% do 85%. Obejmuje także zmiany zasad rozliczeń w przypadku nierynkowego redysponowania instalacji OZE. Ostateczny zakres regulacji i termin jej stosowania zależą od przebiegu procesu legislacyjnego.

Znaczenie dla Grupy Enea: przyjęcie projektu może wymagać dostosowania strategii sprzedaży energii przez spółki wytwórcze oraz struktury kontraktów i zasad zarządzania portfelem handlowym Grupy. Zwiększenie udziału sprzedaży na rynkach zorganizowanych może ograniczać swobodę zawierania kontraktów bilateralnych w zakresie wolumenu objętego obowiązkiem. Skala wpływu będzie zależała głównie od ostatecznego katalogu wyłączeń i kwalifikacji poszczególnych jednostek wytwórczych. Zmiany dotyczące nierynkowego redysponowania OZE wymagają odrębnej oceny wpływu na rozliczenia i przychody instalacji odnawialnych Grupy.

7.2. Taryfy dla energii elektrycznej i dla usług dystrybucji energii elektrycznej

Enea dostosowuje taryfę dla grup **G** do **nowych wymogów regulacyjnych**

Taryfa Enei dla energii elektrycznej

17 grudnia 2025 r. Prezes URE zatwierdziła taryfę dla energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G (przyłączonych do sieci Enei Operator sp. z o.o., dla których Enea S.A. świadczy usługę kompleksową) na okres do 31 grudnia 2026 r. Decyzja Prezes URE została opublikowana w *Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 266 (4796) z dnia 17 grudnia 2025 r.* Nowa taryfa weszła w życie 1 stycznia 2026 r.

W związku z obowiązkiem wynikającym z *Rozporządzenia Ministra Energii z 3 września 2026 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2026 r. poz. 1182)*, 15 września 2026 r. Enea S.A. złożyła wniosek do Prezes URE o zatwierdzenie obowiązującej taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G. Aktualnie toczy się postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy.

Taryfy Enei Operator dla usług dystrybucji

17 grudnia 2025 r. Prezes URE zatwierdziła taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej Enei Operator na 2026 r. Decyzja Prezesa URE opublikowana została w *Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 272 (4802) z dnia 17 grudnia 2025 r.* Taryfa została zatwierdzona na okres od 1 stycznia 2026 r. do 31 grudnia 2026 r. Zgodnie z uchwałą Zarządu Enei Operator z 22 grudnia 2025 r., taryfa obowiązuje od 1 stycznia 2026 r.

8. Inne informacje istotne do oceny sytuacji Emitenta

8.1. Zatrudnienie

Grupa Enea na 30 września 2026 r. **zatrudniała 17 798 osób** na umowę o pracę

Na 30 września 2026 r. spółki z Grupy Enea (łącznie z Fundacją Enea – Energia Wspólnoty) zatrudniały na umowę o pracę 17 798 osób, w tym Enea S.A. - 394 osoby. Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące zatrudnienia w Grupie, uwzględniające również pracowników czasowo zawieszonych w zatrudnieniu, tj. przebywających na urlopach wychowawczych bądź urlopach bezpłatnych powyżej 30 dni lub otrzymujących świadczenia rehabilitacyjne. Osoby zatrudnione w jednej spółce Grupy i w tym samym czasie zatrudnione na podstawie umowy o pracę w innej spółce w prezentowanym zestawieniu wykazane są jeden raz.

Sektor działalności	Stan na 31 grudnia 2025 r.	Stan na 30 września 2026 r.	Zmiana
Wydobycie	6 058	6 024	-34
Wytwarzanie	3 997	3 991	-6
Dystrybucja	5 485	5 466	-19
Obrót	548	573	25
Pozostała działalność	1 751	1 744	-7
Razem	**17 839**	**17 798**	**-41**

Od 1 października 2026 r. w Grupie Enea rozpoczęła działalność nowa, wydzielona spółka Enea Sprzedaż sp. z o.o. Nowa spółka przejęła od Enea S.A. kompetencje związane ze sprzedażą energii elektrycznej oraz gazu klientom indywidualnym, firmom oraz instytucjom.

Podział Enea S.A. przez wyodrębnienie Obszaru Obrotu i przeniesienie go do Enea Sprzedaż sp. z o.o. skutkuje przejściem części zakładu pracy na nowego pracodawcę w trybie art. 23^1 Kodeksu pracy. Proces objął 181 pracowników wykonujących zadania związane z działalnością Obszaru Obrotu, co ma wpływ na aktualny poziom zatrudnienia w Enea S.A. Na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania liczba pracowników Enea S.A. zatrudnionych na podstawie umowy o pracę wynosiła 213 osób.

8.2. Postępowania sądowe, administracyjne i arbitrażowe

Na dzień przekazania niniejszego Sprawozdania nie toczą się istotne postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby Enea lub jednostka zależna. Szczegółowy opis pozostałych postępowań zamieszczony jest w nocie 25.2 *Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej Enea za okres od 1 stycznia do 30 września 2026 r.*

Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny

5 lutego 2026 r. Spółka otrzymała od Prezes Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE") zawiadomienie o wszczęciu postępowania („Zawiadomienie"), w sprawie wydania decyzji administracyjnej, nakładającej obowiązek przekazania na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny („FWRC") kwoty stanowiącej różnicę pomiędzy odpisem przekazanym przez Spółkę na rzecz FWRC w latach 2023-2025 a kwotą obliczoną przez Prezes URE. Postępowanie wszczęto na podstawie art. 61 § 4 KPA, w związku z art. 28 ust. 7 i ust. 10 *Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025* („Ustawa").

Wraz z Zawiadomieniem Spółka otrzymała protokół pokontrolny dotyczący weryfikacji prawidłowości ustalenia wartości odpisu na FWRC („Protokół"). W Protokole wskazano m.in. kwotę w wysokości 139,9 mln zł, którą, zgodnie z interpretacją *Ustawy* przyjętą przez Prezes URE Spółka powinna przekazać na FWRC w przypadku potwierdzenia jej zasadności w toku postępowania. 12 lutego 2026 r. Spółka wniosła zastrzeżenia do Protokołu, w związku z odmienną niż przyjęta przez Prezes URE interpretacją *Ustawy*.

10 marca 2026 r. Spółka otrzymała od Prezes URE decyzję administracyjną („Decyzja") zobowiązującą do przekazania na rachunek FWRC kwoty 139,9 mln zł, stanowiącej różnicę pomiędzy odpisem wniesionym przez Spółkę na rzecz FWRC w latach 2023-2025 a kwotą obliczoną przez Prezes URE. Zgodnie z Decyzją kwota ta podlegała przekazaniu w terminie 30 dni od dnia jej doręczenia, wraz z odsetkami ustawowymi naliczanymi od dnia otrzymania Decyzji.

18 marca 2026 r. Spółka przekazała na rachunek FWRC kwotę wynikającą z Decyzji wraz z odsetkami, mając na celu ograniczenie ryzyka nałożenia kary lub ograniczenia jej wysokości w związku z wszczętym postępowaniem administracyjnym.

24 marca 2026 r. Enea S.A. złożyła do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów („SOKiK"), odwołanie od Decyzji Prezes URE, z zachowaniem 14-dniowego terminu od odręczenia decyzji Spółce.

Na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania toczy się postepowanie przed SOKiK.

W przypadku niekorzystnego wyroku SOKiK Spółce przysługuje prawo wniesienia apelacji do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Możliwe jest również wniesienie nadzwyczajnego zaskarżenia w postaci skargi kasacyjnej do Sądu Najwyższego i ewentualnego postępowania przed tym Sądem.

Enea Elektrownia Połaniec

26 marca 2026 r. Enea Elektrownia Połaniec otrzymała wyrok Międzynarodowego Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarki Morskiej w Gdyni z 10 marca 2026 r. w sprawie powództwa spółki, przeciwko pozwanemu —Arkan Impex General Trading LLC, dotyczącego sprzedaży i kupna biomasy. Wyrok w całości uwzględnił roszczenie spółki, zasądzając od pozwanego 17 456 106,54 euro należności głównej wraz z odsetkami oraz kwotę 654 655,25 zł tytułem zwrotu kosztów postępowania i zastępstwa procesowego. 4 sierpnia 2026 r. Spółka uzyskała informację o wniesieniu przez Arkan Impex General Trading LLC skargi o uchylenie wyroku sądu polubownego z 10 marca 2026 r., datowanej na 5 czerwca 2026 r. Na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania skarga nie została doręczona do Spółki.

Elektrownia Ostrołęka C

28 grudnia 2023 r. wytoczone zostało powództwo przeciwko byłym członkom organów Spółki o naprawienie szkody związanej z inwestycją w blok węglowy Elektrownia Ostrołęka C oraz przeciwko jednemu z ubezpieczycieli, z którym zawarta była umowa ubezpieczenia dotycząca odpowiedzialności cywilnej członków organów, jak również powództwo z 31 grudnia 2023 r. przeciwko ubezpieczycielom o naprawienie szkody związanej z inwestycją w blok węglowy Elektrownia Ostrołęka C, wyrządzonej przez byłych członków organów Enei. Na moment złożenia pozwów w sprawie, łączna wysokość poniesionej przez Spółkę szkody oszacowana została na kwotę ok. 656 mln zł.

8.3. Spory zbiorowe

11 marca 2026 r. Enea S.A. otrzymała od działających w Spółce organizacji związkowych żądanie na tle płacowym. Spółka odmówiła realizacji wszystkich zgłoszonych żądań. W konsekwencji 19 marca 2026 r. do Okręgowego Inspektora Pracy w Poznaniu złożono zawiadomienie o powstaniu sporu zbiorowego.

Żądania wpłynęły również do innych spółek Grupy Enea, tj.: Enei Elektrowni Połaniec, Enei Bioenergia, Enei Operator, Enei Trading, Enei Power&Gas Trading, Enei Centrum, Enei Serwis, Enei Pomiary, Enei Logistyka, Enei Oświetlenie, Enei Ciepło (Centrala), Enei Wytwarzanie, MEC Piła, Enei Elkogaz oraz Enei Nowa Energia. We wszystkich ww. spółkach (z wyłączeniem Enei Elektrowni Połaniec) wszczęto spory zbiorowe na tle płacowym.

31 marca 2026 r. uzgodniono z organizacjami związkowymi wzorcowy projekt porozumienia. Na jego podstawie spółki Grupy Enea zawarły od 1 kwietnia do 15 czerwca 2026 r. łącznie 15 porozumień płacowych z organizacjami związkowymi, co zakończyło prowadzone spory zbiorowe.

Po 15 czerwca 2026 r. Enea S.A. pozostawała jedyną spółką Grupy Enea objętą sporem zbiorowym. Po zakończeniu etapu rokowań, 9 czerwca 2026 r. spór wszedł w etap mediacji. Strony wspólnie wyznaczyły mediatora, w lipcu 2026 r. odbyły się trzy spotkania mediacyjne.

1 września 2026 r. odbyło się spotkanie przedstawicieli Enei S.A. i wspólnej reprezentacji związków zawodowych w Grupie Enea. W wyniku rozmów prowadzonych z udziałem mediatorów strony uzgodniły wspólne stanowisko i podpisały porozumienie kończące spór zbiorowy w Enei S.A.

Na dzień publikacji niniejszego Sprawozdania żadna ze spółek Grupy Enea nie pozostaje w sporze zbiorowym.

Sprawozdania finansowe **Enei oraz Grupy Enea** zostały sporządzone **zgodnie z MSSF**

8.4. Zasady sporządzania sprawozdań finansowych

Sprawozdania finansowe tj. Skrócone Śródroczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe Enea S.A. oraz Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe Grupy Kapitałowej Enea, obejmujące okres od 1 stycznia 2026 r. do 30 września 2026 r., zostały sporządzone zgodnie z wymogami *Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 – Śródroczna sprawozdawczość finansowa*, który został zatwierdzony przez Unię Europejską i zostały zaakceptowane przez Zarząd Enea S.A.

Sprawozdania finansowe sporządzono przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Nie istnieją okoliczności wskazujące na zagrożenie kontynuowania działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, o ile nie wskazano inaczej, wyrażono w tys. zł. Może wystąpić sytuacja, że poszczególne liczby w przedstawionych tabelach i wykresach nie będą się sumować, a różnice będą wynikać z zaokrągleń.

Informacja dotycząca MSSF 18

Grupa znajduje się w trakcie implementacji MSSF 18 *Prezentacja i ujawnianie informacji w sprawozdaniach finansowych*, który będzie obowiązywać od 1 stycznia 2027 r. Na obecnym etapie Grupa analizuje wpływ nowych wymogów na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, w szczególności na strukturę i sposób prezentacji sprawozdania z całkowitych dochodów, klasyfikację dochodów i kosztów do kategorii operacyjnej, inwestycyjnej i finansowania, sposób prezentacji kosztów operacyjnych, zasady agregacji i dezagregacji informacji oraz prezentację przepływów pieniężnych. Grupa rozważa przejście na układ kalkulacyjny sprawozdania z całkowitych dochodów. Dodatkowo analizowana jest możliwość wyodrębnienia odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości jako odrębnej pozycji w ramach działalności operacyjnej. Analizy obejmują również ocenę sposobu prezentacji mierników wyniku działalności stosowanych w komunikacji zewnętrznej. Zastosowanie MSSF 18 wpłynie przede wszystkim na prezentację i ujawnienia, nie zmieniając zasad ujmowania i wyceny ani wyniku netto Grupy. Projekt pozostaje w toku, a ostateczny kształt zmian, w tym sposób prezentacji poszczególnych pozycji i zakres ujawnień, będzie zależał od wyników dalszych analiz, przyjętych osądów oraz kształtującej się praktyki rynkowej.

8.5. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego Grupy Enea

W okresie I-III kwartału 2026 r., pomijając zdarzenia opisane w pozostałych punktach niniejszego Sprawozdania, nie wystąpiły inne zdarzenia istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego Grupy Enea i ich zmian oraz informacje istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Grupę Enea.

8.6. Czynniki mające wpływ na osiągnięte przez Grupę Enea wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

W perspektywie co najmniej kolejnego kwartału na wyniki finansowe i operacyjne Grupy wpływ będą miały przede wszystkim czynniki rynkowe, regulacyjne i operacyjne związane z prowadzoną działalnością.

Do najistotniejszych czynników należą:

- kształtowanie się cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, w tym na rynku terminowym i rynku SPOT,
- poziom krajowego zużycia energii elektrycznej, eksportu energii oraz generacji, w tym ze źródeł OZE, wpływających na sytuację cenową na rynku energii,
- warunki atmosferyczne, w szczególności poziom temperatur oraz wietrzność, wpływające na zużycie i produkcję energii elektrycznej oraz sytuację na rynku uprawnień do emisji CO_2,
- kształtowanie się cen węgla energetycznego na rynku krajowym i europejskim oraz cen gazu ziemnego,
- kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO_2 oraz praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z OZE,
- realizacja umów mocowych oraz poziom mocy zakontraktowanej na Rynku Mocy,
- poziom taryf dla energii elektrycznej i usług dystrybucji energii elektrycznej, w tym rozstrzygnięcie wniosku Enea S.A. dotyczącego taryfy dla odbiorców w grupach taryfowych G,
- ostateczny kształt projektowanych regulacji dotyczących obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie, mogących wpływać na strategię sprzedaży energii, strukturę kontraktów i zarządzanie portfelem handlowym Grupy,
- ostateczny kształt projektowanych regulacji dotyczących zwiększenia obciążeń z tytułu CIT oraz podwyższenia opłaty koncesyjnej,
- ostateczny kształt zmian zasad rozliczeń w przypadku nierynkowego redysponowania instalacji OZE, mogących wpływać na rozliczenia i przychody instalacji odnawialnych Grupy,
- realizacja programu inwestycyjnego oraz dostępność i warunki zewnętrznych źródeł finansowania,
- sytuacja makroekonomiczna i jej potencjalny wpływ na otoczenie rynkowe i warunki finansowania Grupy,
- sytuacja geopolityczna i jej potencjalny wpływ na rynki energii, paliw i surowców.

Powyższe czynniki mogą wpływać na poziom przychodów, kosztów, marż oraz nakładów inwestycyjnych Grupy Enea, a tym samym na jej wyniki finansowe i operacyjne.

9. Załączniki

Załącznik nr 1 – Rachunek zysków i strat Enea Operator w kwartałach I-III 2026 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	3 815 004	3 942 262	127 258	3,3%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	4 695	4 871	176	3,7%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-13 384	29 383	42 767	-319,5%
Rozliczenie rynku bilansującego	8 249	8 092	-157	-1,9%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	101 656	92 086	-9 570	-9,4%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	13 461	8 539	-4 922	-36,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	33 655	27 346	-6 309	-18,7%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	35 587	41 901	6 314	17,7%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	2 285	6 743	4 458	195,1%
Przychody ze sprzedaży netto	**4 001 208**	**4 161 223**	**160 015**	**4,0%**
Rekompensaty	-1 657	0	1 657	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**3 999 551**	**4 161 223**	**161 672**	**4,0%**
Amortyzacja	624 972	727 815	102 843	16,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	544 923	594 541	49 618	9,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	27 801	28 004	203	0,7%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	339 999	306 690	-33 309	-9,8%
Koszty usług przesyłowych	482 257	540 846	58 589	12,1%
Inne usługi obce	294 090	313 979	19 889	6,8%
Podatki i opłaty	233 999	253 920	19 921	8,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**2 548 041**	**2 765 795**	**217 754**	**8,5%**
Pozostałe przychody operacyjne	53 244	65 929	12 685	23,8%
Pozostałe koszty operacyjne	72 823	75 393	2 570	3,5%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(1 638)	(1 331)	307	18,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**1 430 293**	**1 384 633**	**-45 660**	**-3,2%**
Przychody finansowe	15 016	40 280	25 264	168,2%
Koszty finansowe	299 878	267 834	-32 044	-10,7%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**1 145 431**	**1 157 079**	**11 648**	**1,0%**
Podatek dochodowy	223 714	229 884	6 170	2,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**921 717**	**927 195**	**5 478**	**0,6%**
EBITDA	**2 055 265**	**2 112 448**	**57 183**	**2,8%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Operator w kwartałach I-III 2026 r. (wzrost o 57,2 mln zł):

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 171,7 mln zł wynikają głównie z wyższego wolumenu dostawy energii elektrycznej oraz wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2026 r.

(+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 33,2 mln zł wynikają przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2026 r. oraz niższego zapotrzebowania na energię elektryczną

(+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 10,4 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego

(-) wyższe koszty operacyjne o 89,6 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych, usług obcych oraz podatków i opłat

(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 52,3 mln zł

(-) niższe przychody z tytułu opłat przyłączeniowych o 9,6 mln zł wynikają głównie z mniejszej liczby przyłączonych OZE w II i III grupie przyłączeniowej, przy jednoczesnej większej liczbie przyłączeń OSDn w II i III grupie przyłączeniowej

Załącznik nr 2 – Rachunek zysków i strat Enea Operator w III kwartale 2026 r.

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	1 268 272	1 320 917	52 645	4,2%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 618	1 654	36	2,2%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-8 487	2 561	11 048	-130,2%
Rozliczenie rynku bilansującego	1 283	1 616	333	26,0%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	22 922	34 298	11 376	49,6%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	2 868	2 820	-48	-1,7%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	12 416	9 062	-3 354	-27,0%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	12 445	14 545	2 100	16,9%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	1 160	3 283	2 123	183,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**1 314 497**	**1 390 756**	**76 259**	**5,8%**
Amortyzacja	214 754	251 339	36 585	17,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	168 563	183 652	15 089	9,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	8 483	8 952	469	5,5%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	109 464	102 108	-7 356	-6,7%
Koszty usług przesyłowych	158 500	181 433	22 933	14,5%
Inne usługi obce	103 154	104 160	1 006	1,0%
Podatki i opłaty	76 971	83 327	6 356	8,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**839 889**	**914 971**	**75 082**	**8,9%**
Pozostałe przychody operacyjne	17 794	22 138	4 344	24,4%
Pozostałe koszty operacyjne	26 785	8 096	-18 689	-69,8%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(164)	(780)	-616	375,6%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**465 453**	**489 047**	**23 594**	**5,1%**
Przychody finansowe	4 646	5 105	459	9,9%
Koszty finansowe	99 392	94 574	-4 818	-4,8%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**370 707**	**399 578**	**28 871**	**7,8%**
Podatek dochodowy	70 768	77 729	6 961	9,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**299 939**	**321 849**	**21 910**	**7,3%**
EBITDA	**680 207**	**740 386**	**60 179**	**8,8%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Operator w III kwartale 2026 r. (wzrost o 60,2 mln zł):

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji) o 63,7 mln zł wynikają głównie z wyższego wolumenu dostawy energii elektrycznej oraz wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2026 r.

(+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 22,4 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego

(+) wyższe przychody z tytułu opłat przyłączeniowych o 11,4 mln zł wynikają głównie z większej liczby przyłączonych odbiorców w II i V grupie oraz większej liczby przyłączeń OSDn w II grupie przyłączeniowej, przy jednoczesnej mniejszej liczbie przyłączeń OZE w III grupie przyłączeniowej

(+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 7,7 mln zł wynikają przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2026 r. oraz niższego zapotrzebowania na energię elektryczną

(-) wyższe koszty operacyjne o 22,9 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych oraz podatków i opłat

(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 20,8 mln zł

Załącznik nr 3 – Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie w kwartałach I-III 2026 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 526 663	5 850 206	323 543	5,9%
koncesja na wytwarzanie	4 806 266	5 268 372	462 106	9,6%
koncesja na obrót	393 423	227 409	-166 014	-42,2%
Regulacyjne Usługi Systemowe	967	1 101	134	13,9%
Moce Bilansujące	326 007	353 324	27 317	8,4%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	638 866	677 270	38 404	6,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	42	42	100,0%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	15 527	15 858	331	2,1%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	7 040	15 167	8 127	115,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	145 178	118 237	-26 941	-18,6%
Przychody ze sprzedaży netto	**6 333 274**	**6 676 780**	**343 506**	**5,4%**
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	1 011	1 020	9	0,9%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**6 334 285**	**6 677 800**	**343 515**	**5,4%**
Amortyzacja	71 290	44 750	-26 540	-37,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	335 218	334 002	-1 216	-0,4%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	4 398 775	4 751 207	352 432	8,0%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	511 261	415 867	-95 394	-18,7%
Inne usługi obce	149 561	143 022	-6 539	-4,4%
Podatki i opłaty	67 701	68 522	821	1,2%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**5 533 806**	**5 757 370**	**223 564**	**4,0%**
Pozostałe przychody operacyjne	29 451	16 660	-12 791	-43,4%
Pozostałe koszty operacyjne	9 595	9 122	-473	-4,9%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	(195)	-195	-100,0%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	2 548	(272)	-2 820	-110,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**822 883**	**927 891**	**105 008**	**12,8%**
Przychody finansowe	11 640	23 057	11 417	98,1%
Koszty finansowe	65 448	13 624	-51 824	-79,2%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**769 075**	**937 324**	**168 249**	**21,9%**
Podatek dochodowy	147 610	182 135	34 525	23,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**621 465**	**755 189**	**133 724**	**21,5%**
EBITDA	**894 173**	**972 446**	**78 273**	**8,8%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie w kwartałach I-III 2026 r. (wzrost o 78,3 mln zł):

(+) wzrost wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 143,0 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 38,4 mln zł

(+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 27,3 mln zł

(+) spadek kosztów stałych o 1,9 mln zł

(-) spadek marży na obrocie o 98,2 mln zł

(-) spadek pozostałych czynników o 34,1 mln zł, w tym spadek sprzedaży ubocznych produktów spalania

Załącznik nr 4 – Rachunek zysków i strat Enea Wytwarzanie w III kwartale 2026 r.

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 672 009	1 719 940	47 931	2,9%
koncesja na wytwarzanie	1 455 640	1 528 486	72 846	5,0%
koncesja na obrót	121 221	88 382	-32 839	-27,1%
Regulacyjne Usługi Systemowe	298	306	8	2,7%
Moce Bilansujące	94 850	102 766	7 916	8,3%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	218 692	232 506	13 814	6,3%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	1 622	1 370	-252	-15,5%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	2 533	5 157	2 624	103,6%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	55 370	39 642	-15 728	-28,4%
Przychody ze sprzedaży netto	**1 950 226**	**1 998 615**	**48 389**	**2,5%**
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	346	356	10	2,9%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**1 950 572**	**1 998 971**	**48 399**	**2,5%**
Amortyzacja	24 499	15 269	-9 230	-37,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	101 364	103 984	2 620	2,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 321 362	1 407 193	85 831	6,5%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	155 859	162 064	6 205	4,0%
Inne usługi obce	51 979	47 571	-4 408	-8,5%
Podatki i opłaty	20 515	21 416	901	4,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**1 675 578**	**1 757 497**	**81 919**	**4,9%**
Pozostałe przychody operacyjne	23 981	5 550	-18 431	-76,9%
Pozostałe koszty operacyjne	-14 277	5 941	20 218	141,6%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	2 704	47	-2 657	-98,3%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**315 956**	**241 130**	**-74 826**	**-23,7%**
Przychody finansowe	6 833	6 541	-292	-4,3%
Koszty finansowe	4 365	4 964	599	13,7%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**318 424**	**242 707**	**-75 717**	**-23,8%**
Podatek dochodowy	60 500	46 693	-13 807	-22,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**257 924**	**196 014**	**-61 910**	**-24,0%**
EBITDA	**340 455**	**256 399**	**-84 056**	**-24,7%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Wytwarzanie w III kwartale 2026 r. (spadek o 84,1 mln zł):

(-) spadek marży na obrocie o 41,3 mln zł

(-) spadek pozostałych czynników o 33,9 mln zł, w tym spadek sprzedaży ubocznych produktów spalania

(-) wzrost kosztów stałych o 21,5 mln zł

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 9,1 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 13,8 mln zł

(+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 7,9 mln zł

Załącznik nr 5 – Rachunek zysków i strat Enea Elektrownia Połaniec w kwartałach I-III 2026 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2025	I-III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 617 912	2 089 150	-528 762	-20,2%
koncesja na wytwarzanie	2 307 868	1 877 742	-430 126	-18,6%
koncesja na obrót	199 456	120 695	-78 761	-39,5%
Regulacyjne Usługi Systemowe	4 682	5 117	435	9,3%
Moce Bilansujące	105 906	85 596	-20 310	-19,2%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	270 163	292 100	21 937	8,1%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	18 022	22 718	4 696	26,1%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	71 491	59 535	-11 956	-16,7%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	6 571	7 759	1 188	18,1%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	54 566	30 136	-24 430	-44,8%
Podatek akcyzowy	40	50	10	25,0%
Przychody ze sprzedaży netto	**3 038 685**	**2 501 348**	**-537 337**	**-17,7%**
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	0	250	250	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**3 038 685**	**2 501 598**	**-537 087**	**-17,7%**
Amortyzacja	17 394	13 169	-4 225	-24,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	116 239	118 639	2 400	2,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 218 207	1 803 119	-415 088	-18,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	231 137	214 783	-16 354	-7,1%
Usługi przesyłowe	405	469	64	15,8%
Inne usługi obce	234 982	207 622	-27 360	-11,6%
Podatki i opłaty	34 734	31 145	-3 589	-10,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**2 853 098**	**2 388 946**	**-464 152**	**-16,3%**
Pozostałe przychody operacyjne	2 272	9 421	7 149	314,7%
Pozostałe koszty operacyjne	2 006	1 871	-135	-6,7%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	0	568	568	100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**185 853**	**120 770**	**-65 083**	**-35,0%**
Przychody finansowe	19 395	6 587	-12 808	-66,0%
Koszty finansowe	14 569	8 907	-5 662	-38,9%
Przychody z tytułu dywidend	0	4 324	4 324	100,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**190 679**	**122 774**	**-67 905**	**-35,6%**
Podatek dochodowy	11 759	11 220	-539	-4,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**178 920**	**111 554**	**-67 366**	**-37,7%**
EBITDA	**203 247**	**133 939**	**-69 308**	**-34,1%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Elektrownia Połaniec w kwartałach I-III 2026 r. (spadek o 69,3 mln zł):

(-) spadek marży na obrocie o 66,0 mln zł

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 23,3 mln zł

(-) spadek przychodów z Mocy Bilansujących o 20,3 mln zł

(-) spadek pozostałych czynników o 9,2 mln zł

(-) spadek marży na produkcji energii z OZE o 2,6 mln zł

(-) spadek przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia o 2,1 mln zł

(+) spadek kosztów stałych o 31,9 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 21,9 mln zł

(+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 0,4 mln zł

Załącznik nr 6 – Rachunek zysków i strat Enea Elektrownia Połaniec w III kwartale 2026 r.

[tys. zł]	III kw. 2025	III kw. 2026	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	837 682	680 322	-157 360	-18,8%
koncesja na wytwarzanie	749 021	628 600	-120 421	-16,1%
koncesja na obrót	61 594	18 320	-43 274	-70,3%
Regulacyjne Usługi Systemowe	1 940	15	-1 925	-99,2%
Moce Bilansujące	25 127	33 387	8 260	32,9%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	102 595	106 873	4 278	4,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	-2 476	9 801	12 277	+495,8%
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	23 198	18 956	-4 242	-18,3%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	2 269	2 627	358	15,8%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	16 836	9 573	-7 263	-43,1%
Podatek akcyzowy	12	13	1	8,3%
Przychody ze sprzedaży netto	**980 092**	**828 139**	**-151 953**	**-15,5%**
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	0	106	106	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	**980 092**	**828 245**	**-151 847**	**-15,5%**
Amortyzacja	8 079	5 293	-2 786	-34,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	38 806	38 032	-774	-2,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	697 275	615 088	-82 187	-11,8%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	84 892	46 692	-38 200	-45,0%
Usługi przesyłowe	134	146	12	9,0%
Inne usługi obce	86 993	62 894	-24 099	-27,7%
Podatki i opłaty	10 369	10 323	-46	-0,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	**926 548**	**778 468**	**-148 080**	**-16,0%**
Pozostałe przychody operacyjne	350	2 318	1 968	562,3%
Pozostałe koszty operacyjne	1 007	817	-190	-18,9%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	0	568	568	100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	**52 887**	**51 846**	**-1 041**	**-2,0%**
Przychody finansowe	6 431	1 689	-4 742	-73,7%
Koszty finansowe	572	570	-2	-0,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	**58 746**	**52 965**	**-5 781**	**-9,8%**
Podatek dochodowy	4 067	11 884	7 817	192,2%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	**54 679**	**41 081**	**-13 598**	**-24,9%**
EBITDA	**60 966**	**57 139**	**-3 827**	**-6,3%**

Główne czynniki zmiany EBITDA Enea Elektrownia Połaniec w III kwartale 2026 r. (spadek o 3,8 mln zł):

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 28,7 mln zł

(-) spadek marży na obrocie o 15,6 mln zł

(-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 1,9 mln zł

(-) spadek pozostałych czynników o 1,6 mln zł

(-) spadek przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia o 0,4 mln zł

(+) spadek kosztów stałych o 27,4 mln zł

(+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 8,3 mln zł

(+) wzrost marży na produkcji energii z OZE o 4,4 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 4,3 mln zł

10. Słownik pojęć i skrótów

Poniżej zamieszczono słownik pojęć i wykaz skrótów używanych w treści niniejszego sprawozdania. Definicje alternatywnych pomiarów wyników oraz metodologie ich obliczania są takie same, jak definicje oraz metodologie obliczania tych samych wskaźników w sprawozdaniach z działalności / pozostałych informacjach stanowiących elementy wcześniejszych raportów okresowych Grupy Enea. Wybrane definicje można również znaleźć w słowniku pojęć i skrótów dostępnym na stronie internetowej Spółki https://ir.enea.pl/slownik.

Informacja nt. poszczególnych wskaźników obliczanych dla okresów sprawozdawczych jest cyklicznie monitorowana oraz prezentowana w ramach kolejnych raportów okresowych Spółki. Zaprezentowane wskaźniki są typowymi wskaźnikami stosowanymi w analizie finansowej ze szczególnym uwzględnieniem branż, w których działa Grupa Kapitałowa Enea.

	Wyszczególnienie
API 2	Podstawowy wskaźnik cenowy dla kontraktów na węgiel fizyczny i pozagiełdowy w północno-zachodniej Europie.
BASE-Y-27	Roczny kontrakt na energię elektryczną z dostawą pasmową (tj. dostawą stałej ilości energii w każdej godzinie okresu objętego kontraktem) w 2027 r.
BAT (konkluzje BAT)	(Ang. Best Available Techniques) - dokumenty określające wymagania dotyczące najlepszych dostępnych technik, w tym powiązanych z nimi poziomów emisji i monitoringu, stanowiące podstawę ustalania warunków pozwoleń zintegrowanych.
BESS	(Ang. Battery Energy Storage System) – bateryjny system magazynowania energii, umożliwiający gromadzenie energii elektrycznej i jej wykorzystanie w późniejszym czasie.
CAPEX	(Ang. Capital expenditures) - nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawo do korzystania ze składnika aktywów.
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby.
CCGT	(Ang. Combined Cycle Gas Turbine) – jednostka wytwórcza, w której energia elektryczna jest wytwarzana z wykorzystaniem turbiny gazowej i parowej. Ciepło ze spalin turbiny gazowej jest wykorzystywane do wytwarzania pary napędzającej turbinę parową, co pozwala zwiększyć sprawność wytwarzania energii elektrycznej.
CBAM	(Ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) – Mechanizm Dostosowywania Cen na Granicach z Uwzględnieniem Emisji CO_2 jest instrumentem polityki klimatycznej UE, którego celem jest ograniczanie ryzyka tzw. ucieczki emisji poprzez uwzględnianie kosztu emisji gazów cieplarnianych w cenie wybranych towarów importowanych spoza UE. Stanowi uzupełnienie systemu EU ETS, wspierając realizację celów klimatycznych UE.
CP	Częstość przerw – obszarowy wskaźnik określający częstotliwość przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczany zgodnie z metodologią regulacji jakościowej URE.
cPPA	(Ang. Corporate Power Purchase Agreement) – długoterminowa umowa na dostawy energii elektrycznej z OZE, umożliwiająca odbiorcom przemysłowym zabezpieczenie stabilnych i przewidywalnych kosztów energii.
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii.
EBITDA	Zysk (strata) z działalności operacyjnej + Amortyzacja + Odpis (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych.
ERM	(Ang. Enterprise Risk Management) – system zarządzania ryzykiem korporacyjnym obejmujący identyfikację, ocenę, monitorowanie i raportowanie ryzyk oraz określanie sposobów zarządzania nimi.
EUA	(Ang. European Union Allowances) - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami.
Fundusz Modernizacyjny	Instrument finansowany ze środków pochodzących z systemu EU ETS, wspierający modernizację systemów energetycznych i poprawę efektywności energetycznej w państwach UE o niższych dochodach.
GUD-k	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej – umowa zawierana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej, umożliwiająca świadczenie odbiorcom usługi kompleksowej obejmującej sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej.
HAN	(Ang. Home Area Network) - domowa sieci komunikacyjna umożliwiająca wymianę danych pomiędzy urządzeniami znajdującymi się w obrębie gospodarstwa domowego.
ICT	(Ang. Information and Communication Technology) – systemy i technologie służące do przetwarzania, przechowywania oraz wymiany informacji, obejmujące m.in. infrastrukturę teleinformatyczną, sieci, systemy informatyczne, aplikacje, bazy danych, urządzenia końcowe oraz usługi cyfrowe wspierające działalność organizacji.
IDB	(Ang. Industrial Decarbonisation Bank) – Bank Dekarbonizacji Przemysłu; unijny instrument wsparcia inwestycji w dekarbonizację przemysłu, finansowany ze środków systemu EU ETS.
IDC	Interwencyjna Dostawa Mocy Czynnej to usługa polegająca na czasowym, bezpłatnym zwiększeniu przez odbiorcę poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej (ponad wartość mocy umownej), odbywającym się na polecenie operatora systemu dystrybucyjnego.
IDR	(Ang. Issuer Default Rating) – ocena wiarygodności kredytowej Emitenta, odzwierciedlająca jego zdolność do terminowego wywiązywania się z zobowiązań finansowych. Rating ten stanowi jeden z podstawowych wskaźników ryzyka kredytowego stosowanych przez agencje ratingowe.
Investment Booster	Proponowany przez KE mechanizm wsparcia finansowego inwestycji w dekarbonizację przemysłu, stanowiący pierwszy etap planowanego Banku Dekarbonizacji Przemysłu („Industrial Decarbonisation Bank").
IRB	Interwencyjna Regulacja Mocy Biernej to usługa polegająca na interwencyjnej zmianie poboru albo wprowadzenia mocy biernej do sieci dystrybucyjnej, wykraczającej poza standardowe parametry wynikające z umowy dystrybucyjnej lub

	Wyszczególnienie
	współczynnika mocy. Usługa ta służy zwiększeniu elastyczności sieci oraz utrzymaniu właściwych poziomów napięć, zwłaszcza w warunkach wysokiej generacji energii ze źródeł odnawialnych.
Klient SOHO	Segment małych przedsiębiorstw (small office/home office). W kontekście sektora energetycznego oznacza odbiorców biznesowych o niskim zużyciu energii, dla których opracowywane są dedykowane taryfy i oferty.
Koncesja na wytwarzanie	Marża na wytwarzaniu z uwzględnieniem marży na Rynku Bilansującym.
Koszty operacyjne	Amortyzacja, Koszty świadczeń pracowniczych, Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów, Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży, Usługi przesyłowe, Inne usługi obce, Podatki i opłaty.
Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE)	Zbiór urządzeń przeznaczony do wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą funkcjonalnie w system umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany.
kWp (kilowatopik)	Jednostka określająca szczytową moc instalacji fotowoltaicznej lub modułów fotowoltaicznych w standardowych warunkach testowych.
LFC	(Ang. Load Frequency Control) – system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy w systemie elektroenergetycznym, umożliwiający utrzymanie stabilności pracy systemu elektroenergetycznego poprzez bieżące bilansowanie podaży i popytu energii oraz wspierający świadczenie usług związanych z elastycznością bilansowania systemu.
LRF	(Ang. Linear Reduction Factor) - liniowy współczynnik redukcji; wskaźnik stosowany w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), określający tempo corocznego zmniejszania ogólnej puli uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w UE.
Marża na cieple	Marża na sprzedaży ciepła, kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży ciepła a jego zmiennymi kosztami wytworzenia.
Marża na obrocie	Różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami energii zakupionej w ramach obrotu.
Marża na produkcji energii z OZE	Marża na sprzedaży energii i produkcji zielonych certyfikatów z Zielonego Bloku, kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży energii i z wyceny wyprodukowanych certyfikatów a kosztami zmiennymi ich wytworzenia.
Marża z działalności koncesjonowanej	Pozycja uwzględniająca przychody i koszty związane z działalnością gospodarczą polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na określonym terenie. Są to przede wszystkim: przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym, koszty usług przesyłowych i dystrybucyjnych, koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych, przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci Enei Operator.
Marża I pokrycia	Marża na obrocie detalicznym energią elektryczną i paliwem gazowym realizowana przez Enea S.A.
Mikroinstalacje prosumenckie	Mikroinstalacje odnawialnego źródła energii, w których prosumenci wytwarzają energię elektryczną z OZE na własne potrzeby.
Moce Bilansujące	Moce dostępne dla operatora systemu przesyłowego w celu zapewnienia możliwości bilansowania systemu elektroenergetycznego.
MSR	(Ang. Market Stability Reserve) – rezerwa stabilności rynkowej; unijny mechanizm regulacyjny w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), mający na celu równoważenie popytu i podaży na uprawnienia do emisji CO_2 i stabilizowanie ich cen.
Must run	Minimalny poziom obciążenia jednostki wytwórczej niezbędny do jej bezpiecznej, stabilnej i zgodnej z wymaganiami technicznymi eksploatacji. Niższy poziom „must run" zwiększa elastyczność pracy jednostki, umożliwiając dostosowanie produkcji energii do zmieniających się warunków systemowych i rynkowych.
nN	Sieć niskiego napięcia, dostarczająca indywidualnym odbiorcom prąd przemienny o częstotliwości 50 Hz, pod napięciem fazowym 230 V.
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
OD	Oddział Dystrybucji – jednostka organizacyjna Enei Operator, odpowiedzialna za działalność związaną z dystrybucją energii elektrycznej na określonym obszarze działań spółki.
OT	(Ang. Operational Technology) - systemy i urządzenia służące do monitorowania i sterowania procesami technologicznymi oraz urządzeniami fizycznymi.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego.
PJ	Petadżul, jednostka energii równa 10^{15} dżuli (J), stosowana do wyrażania dużych ilości energii, m.in. wielkości produkcji, sprzedaży lub zużycia energii i ciepła.
Piaskownica regulacyjna URE	Kontrolowane środowisko testowe, umożliwiające przedsiębiorstwom sprawdzanie innowacyjnych rozwiązań w energetyce na czasowo złagodzonych zasadach regulacyjnych, pod nadzorem Prezes URE.
Port HAN	(Ang. Home Area Network) – interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu, umożliwiający udostępnianie odbiorcy danych pomiarowych z licznika do urządzeń lub systemów zewnętrznych.
PPE	Punkt poboru energii – miejsce w sieci elektroenergetycznej, w którym energia elektryczna jest pobierana przed odbiorcę i dla którego prowadzone są pomiary oraz rozliczenia zużycia energii.
Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne.
PMOZE_A	Instrument obejmujący prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z OZE, tzw. „zielonych certyfikatów".
Prosument	Osoba, która wytwarza energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby za pomocą mikroinstalacji, a jednocześnie może ją magazynować i przekazywać nadwyżkę do sieci energetycznej.
PSCMI1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1. Odzwierciedla poziom cen miałów energetycznych klasy 20-23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej.

	Wyszczególnienie
RDN	Rynek Dnia Następnego (RDN) funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. Jest rynkiem SPOT dla energii elektrycznej w Polsce. Od początku notowań ceny na RDN stanowią odniesienie dla cen energii w kontraktach bilateralnych w Polsce. RDN przeznaczony jest dla tych spółek, które chcą w sposób aktywny i bezpieczny na bieżąco domykać swoje portfele zakupów/sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby.
RRF	(Ang. Recovery and Resilience Facility) – Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, unijny instrument finansowy stanowiący główny element NexGenerationEU, z którego finansowane są reformy i inwestycje ujęte w krajowych planach odbudowy i zwiększania odporności, w Polsce w ramach KPO.
Rynek EUA	Rynek wtórny Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS), na którym prowadzony jest handel unijnymi uprawnieniami do emisji (European Union Allowances), gdzie jedno EUA upoważnia do emisji jednej ceny CO_2 równoważnika. To największy na świecie regulowany rynek instrumentów finansowych związanych z redukcją emisji gazów cieplarnianych.
Rynek Mocy	Mechanizm służący zapewnieniu odpowiedniej dostępności mocy w systemie elektroenergetycznym i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
Rynek SPOT	Rynek krótkoterminowego obrotu energią elektryczna, obejmujący transakcje zawierane w okresie poprzedzającym jej dostawę.
SAIDI	(Ang. System Average Interruption Duration Index) - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na klienta).
SAIFI	(Ang. System Average Interruption Frequency Index) - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na klienta).
SAP S/4/HANA Cloud	Chmurowy system klasy ERP służący do integracji i zarządzania kluczowymi procesami biznesowymi przedsiębiorstwa w ramach jednej platformy informatycznej. Umożliwia standaryzację procesów, zapewnia spójność danych oraz wspiera raportowanie, automatyzację procesów i podejmowanie decyzji zarządczych.
SCADA/ADMS	(Ang. Supervisory Control and Data Acquisition / Advanced Distribution Management System) – zintegrowany system informatyczny służący do monitorowania, sterowania i zarządzania pracą sieci elektroenergetycznej.
Środowisko ERP	(Ang. Enterprise Resource Planning Enviroment) – zintegrowane środowisko systemów informatycznych wspierających zarządzanie kluczowymi procesami biznesowymi, zapewniające spójność danych, standaryzację procesów oraz wsparcie raportowania i podejmowania decyzji w organizacji.
SN	Sieć średniego napięcia, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 1 kV do 60 kV.
System GRC	(Ang. Governance, Risk and Compliance) – system wspierający zintegrowane zarządzanie ładem korporacyjnym ryzykiem oraz zgodnością działalności z regulacjami i wewnętrznymi zasadami organizacji.
Taryfa G	Grupa taryfowa stosowana przede wszystkim dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych.
TETRA	(Ang. TErrestial Trunked RAdio), europejski standard cyfrowej łączności dyspozytorskiej, zapewniający szyfrowaną łączność głosową i transmisję danych.
TGE	Towarowa Giełda Energii – giełda towarowa prowadząca rynki obrotu m.in. energią elektryczną, gazem ziemnym i prawami majątkowymi.
TTF (Dutch TTF)	(Ang. Title Transfer Facility) - europejski hub obrotu gazem ziemnym zlokalizowany w Holandii, stanowiący punkt odniesienia (benchmark) dla cen gazu ziemnego.
UDT-CERT	Nazwa, pod którą Urząd Dozoru Technicznego prowadzi działalność w zakresie oceny zgodności, certyfikacji i ekspertyz technicznych.
URE	Urząd Regulacji Energetyki.
Win-back	Kompleks działań marketingowych mających na celu ponowne pozyskanie klientów, którzy wcześniej rozwiązali umowy.
WACC	(Ang. Weighted Average Cost of Capital) – średni ważony koszt kapitału, odzwierciedlający koszt finansowania przedsiębiorstwa kapitałem własnym i dłużnym.
WN	Sieć wysokiego napięcia. Elektroenergetyczna sieć przesyłowa, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 60 do 200 kV (w Polsce 110 kV). Sieć do przesyłania energii elektrycznej na duże odległości.
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów, stanowiąca podstawę do kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału w działalności regulowanej.
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	Wynik na pozycjach: Pozostałe przychody operacyjne, Pozostałe koszty operacyjne, Zysk (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów.

Podpisy Zarządu

Data zatwierdzenia i publikacji *Pozostałych informacji do rozszerzonego skonsolidowanego raportu Enea S.A. za III kwartał 2026 r. – 18 listopada 2026 r.*

Podpisy:

Prezes Zarządu — Grzegorz Kinelski

Signed by / Podpisano przez:
Grzegorz Damian Kinelski
Date / Data: 2026-11-18 08:47

Członek Zarządu ds. Bezpieczeństwa — Przemysław Baszak

Podpisano przez/ Signed by:
Przemysław
Baszak
Data/ Date: 18.11.2026 11:35
mSzafir

Członek Zarządu ds. Korporacyjnych — Eryk Kosiński

Signed by / Podpisano przez:
Eryk Kosiński
Date / Data: 2026-11-18 09:06

Członek Zarządu ds. Finansowych — Marek Lelątko

Signed by / Podpisano przez:
MAREK LELĄTKO
Date / Data: 2026-11-18 08:16

Członek Zarządu ds. Współpracy Regionalnej — Adrian Moliński

Signed by / Podpisano przez:
Adrian Eugeniusz Moliński
Date / Data: 2026-11-18 08:39

Członek Zarządu ds. Handlowych — Stanisław Tokarski

Signed by / Podpisano przez:
STANISŁAW TOKARSKI
Date / Data: 2026-11-18 09:31