

**Pozostałe informacje do rozszerzonego
skonsolidowanego raportu
ENEA S.A. za III kwartał 2024 r.**

Poznań, 20 listopad 2024 r.

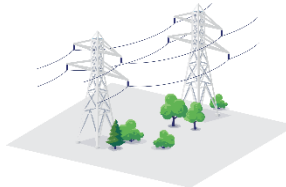
Spis treści

1. Podsumowanie operacyjne trzech kwartałów 2024 r.	3
2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA.....	5
2.1. Zdarzenia w raportowanym okresie oraz do dnia sporządzenia sprawozdania	5
2.2. Struktura Grupy Kapitałowej ENEA – stan na 30 września 2024 r.	7
2.3. Obszary biznesowe GK ENEA.....	8
2.4. Strategia rozwoju	9
2.5. Finansowanie	9
3. Otoczenie rynkowe	12
3.1. Ceny węgla kamiennego na rynku polskim	12
3.2. Rynek węgla energetycznego	12
3.3. Ceny energii na rynku polskim	13
3.4. Ceny uprawnień do emisji CO ₂ oraz praw majątkowych „zielonych”	14
4. Informacje o wynikach operacyjnych i finansowych	16
4.1. Wybrane dane finansowe GK ENEA.....	16
4.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat.....	17
4.3. Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów	21
4.4. Sytuacja pieniężna.....	24
4.5. Analiza wskaźnikowa.....	25
4.6. CAPEX – nakłady inwestycyjne GK ENEA	26
4.7. Dane operacyjne, finansowe i realizacja kluczowych projektów inwestycyjnych w poszczególnych obszarach działalności GK ENEA	27
5. Akcje i akcjonariat.....	48
5.1. Struktura kapitału i akcjonariatu	48
5.2. Notowania akcji ENEA S.A. na Giełdzie Papierów Wartościowych	48
6. Władze	49
6.1. Zdarzenia w raportowanym okresie oraz do dnia sporządzenia sprawozdania	49
6.2. Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.	49
6.3. Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.	50
6.4. Wykaz akcji i uprawnień do akcji ENEA S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących.....	50
7. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji Emitenta.....	51
7.1. Otoczenie regulacyjne	51
7.2. Obowiązujące regulacje w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji.....	52
7.3. Regulacje projektowane, istotne z punktu widzenia sektora elektroenergetycznego	53
7.4. Taryfy dla energii elektrycznej i dla usług dystrybucji energii elektrycznej	55
7.5. Koncesje.....	56
7.6. Zarządzanie ryzykiem.....	56
7.7. Postępowania sądowe i administracyjne	56
7.8. Spory zbiorowe	56
7.9. Prognozy wyników finansowych	56
7.10. Rating	56
7.11. Działania związane z projektem Elektrownia Ostrołęka C.....	56
7.12. Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego	57
7.13. Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych	57
7.14. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu	57
8. Załączniki	59
9. Słownik pojęć i skrótów	66

1. Podsumowanie operacyjne trzech kwartałów 2024 r.

Grupa ENEA w liczbach

ENEA to 18,0 tys. Pracowników



WYDOBYCIE

WYTWARZANIE

DYSTRYBUCJA

OBRÓT

27,0%

udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce

6,2 GW

całkowitej mocy zainstalowanej

2,8 mln

odbiorców usług dystrybucyjnych

2,7 mln

Klientów

18,2%

udziału w rynku węgla kamiennego w Polsce

490 MW

mocy zainstalowanej w OZE

125,1 tys. km

linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami

18,6 TWh

sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego Klientom detalicznym w I-III kw. 2024 r.

5,4 mln ton

produkcji netto węgla w I-III kw. 2024 r.

14,7 TWh

całkowitego wytwarzania energii netto w I-III kw. 2024 r.

14,9 TWh

dostarczonej energii w I-III kw. 2024 r.

33

Biura Obsługi Klienta (w tym 32 stacjonarne i 1 mobilne)

W I-III kwartałach 2024 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wynik EBITDA na poziomie 5 333,1 mln zł (wzrost r/r o 1 893,2 mln zł).

Obszar Wytwarzania odnotował wynik EBITDA na poziomie 2 665,5 mln zł (wzrost r/r o 925,6 mln zł). W Segmencie Elektrowni Systemowych odnotowano wzrost wyniku EBITDA głównie w efekcie wzrostu marży na obrocie, wzrostu przychodów z tytułu Rynku Mocy oraz Mocy Bilansujących, przy jednoczesnym spadku wyniku koncesji na wytwarzanie. W Segmencie OZE odnotowano spadek wyniku EBITDA w związku ze zrealizowaniem niższej marży na Zielonym Bloku (głównie efekt niższych cen energii elektrycznej, przy jednoczesnym spadku jednostkowych kosztów biomasy). W Segmencie Ciepło odnotowano spadek wyniku EBITDA, na co wpłynął m.in. spadek marży jednostkowej, przy jednoczesnym wzroście kosztów stałych. W całym Obszarze Wytwarzanie istotny jest efekt bazy analogicznego okresu roku ubiegłego dotyczący poniesionych kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny.

W obszarze Wydobywania osiągnięta została EBITDA na poziomie 555,9 mln zł (spadek r/r o 118,4 mln zł). Niższy wynik EBITDA jest efektem niższych przychodów ze sprzedaży węgla. Pomimo wzrostu wolumenu sprzedaży węgla, zrealizowano niższą cenę sprzedaży.

Obszar Dystrybucji odnotował wynik EBITDA na poziomie 1 746,2 mln zł (wzrost r/r o 437,1 mln zł). Wzrost wyniku EBITDA jest efektem wyższej zrealizowanej marży z działalności koncesjonowanej. Jednocześnie, odnotowano wzrost kosztów operacyjnych.

Obszar Obrotu odnotował wynik EBITDA na poziomie 232,1 mln zł (wzrost r/r o 299,3 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze wzrostu marżowości na rynku detalicznym. Jednocześnie, odnotowano spadek rozpoznanych przychodów z tytułu rekompensat.

- Nakłady inwestycyjne wyniosły **2 060 mln zł**
- Produkcja węgla handlowego wyniosła **5,4 mln t**
- Sprzedaż węgla handlowego wyniosła **5,7 mln t**
- Grupa wytworzyła ponad **14,7 TWh** energii elektrycznej
- Sprzedaż ciepła w segmencie Wytwarzanie wyniosła **4,0 PJ**
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła **14,9 TWh**
- Wolumen sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym wyniósł **18,6 TWh**

+

- Spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu
- Spadek kosztów zużycia materiałów i surowców
- Brak odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny
- Wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów
- Wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy
- Wzrost przychodów ze sprzedaży węgla
- Wzrost przychodów ze sprzedaży energii cieplnej


-

- Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej
- Spadek przychodów z tytułu rekompensat
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu

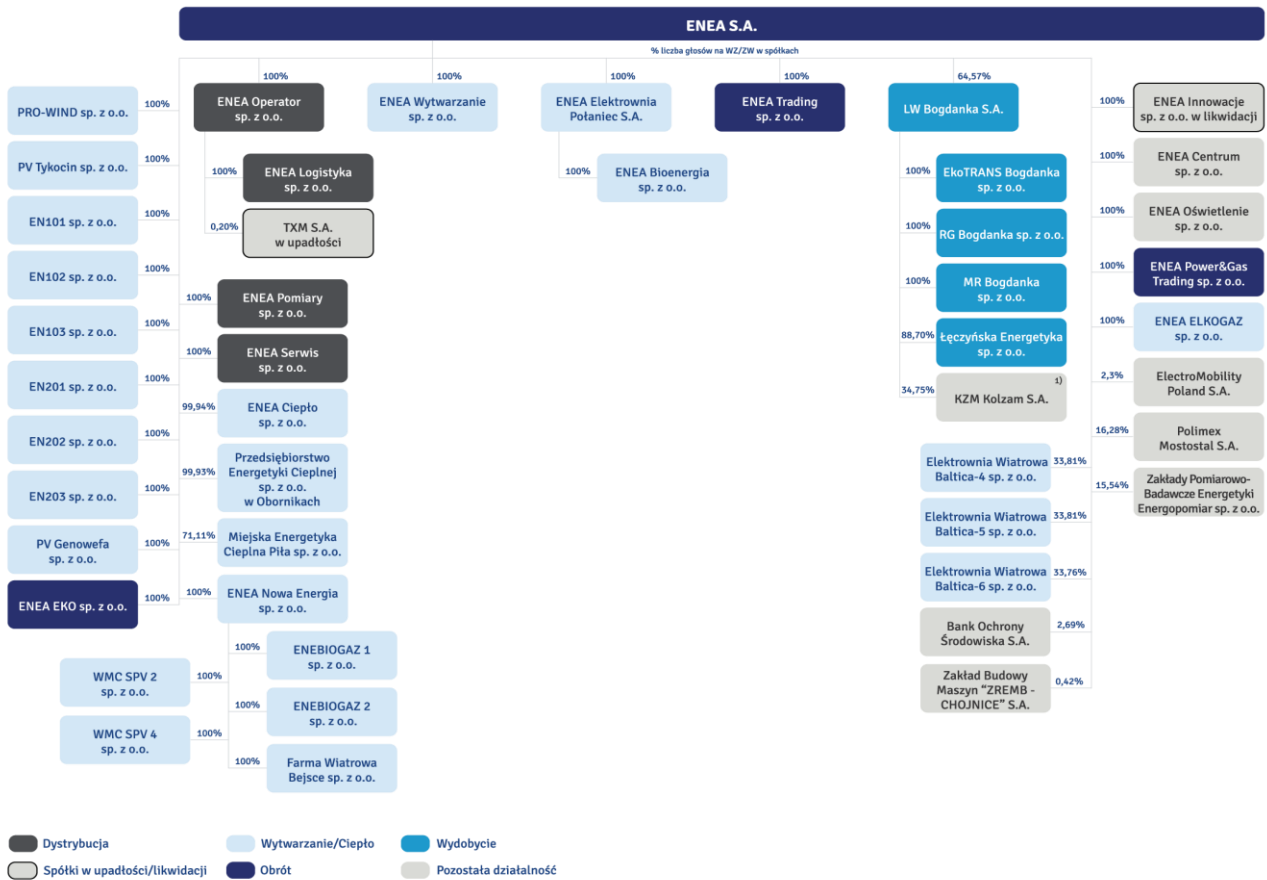
2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA

2.1. Zdarzenia w raportowanym okresie oraz do dnia sporządzenia sprawozdania

- | | |
|-----------------|---|
| styczeń | <ul style="list-style-type: none"> ● 10 stycznia 2024 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 1 000 000,00 zł, tj. z kwoty 484 737 604,00 zł do kwoty 485 737 604,00 zł dopuszczając do obrotu 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S o wartości nominalnej 2,00 zł każda. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej spółki zmniejszył się z 16,22% do 16,19%. 23 stycznia 2024 r. w wyniku realizacji opcji call 11 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,19% do 16,24% zwiększając ilość akcji o 125 000 akcji, tj. z 39 312 524 do 39 437 524 akcji. ● 26 stycznia 2024 r. nastąpiło zawarcie pomiędzy ENEA S.A. a ENERGA S.A. warunkowej umowy sprzedaży przez ENEA S.A. 9 124 822 udziałów spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o., stanowiących 50% kapitału zakładowego spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o., na rzecz spółki ENERGA S.A. za kwotę 42 000 000,00 zł pod warunkiem zawieszającym jakim było niewykonanie przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR) prawa pierwokupu udziałów spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. przysługującego na podstawie art. 3a ust. 1 pkt 1) ustawy z dnia 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego w terminie określonym w art. 3a ust. 4 tej ustawy. W związku ze spełnieniem się wyżej wskazanego warunku zawieszającego, 4 kwietnia 2024 r. nastąpiło zawarcie pomiędzy ENEA S.A. a ENERGA S.A. Umowy przeniesienia udziałów spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. (Umowa Rozporządzająca), zgodnie z którą przejście tytułu prawnego do udziałów zbywanych ze sprzedającego tj. ENEA S.A. na kupującego tj. ENERGA S.A. nastąpiło z chwilą zawarcia Umowy Rozporządzającej. |
| luty | <ul style="list-style-type: none"> ● 14 lutego 2024 r. ENEA Operator zbyła 18 312 akcji w spółce Sfinks Polska S.A. Tym samym ENEA Operator nie jest już akcjonariuszem tej spółki. ● 14 oraz 26 lutego 2024 r. ENEA Operator zbyła 55 046 akcji w spółce Zakład Budowy Maszyn ZREMB - CHOJNICE S.A. Tym samym ENEA Operator nie jest już akcjonariuszem tej spółki. ● 29 lutego 2024 r. zarejestrowano podwyższenie kapitału zakładowego spółki PAD RES Genowefa (aktualnie PV Genowefa) zgodnie z podjętą w dniu 12 grudnia 2023 r. uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników spółki PAD RES Genowefa, o 2 500 000,00 zł do kwoty 2 505 000,00 zł poprzez utworzenie nowych 50 000 udziałów o wartości nominalnej po 50,00 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 2 500 000,00 zł. Wszystkie udziały w podwyższonym kapitale zakładowym spółki zostały objęte przez ENEA S.A. i pokryte wkładem pieniężnym w łącznej kwocie 2 500 000,00 zł. |
| marzec | <ul style="list-style-type: none"> ● 19 marca 2024 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PV Genowefa podjęło uchwałę w sprawie wniesienia dopłat do udziałów spółki, zgodnie z którą ENEA S.A. jako jedyny wspólnik została zobowiązana do wniesienia dopłat w wysokości 75,00 zł na jeden udział tj.: dopłat w łącznej wysokości 3 757 500,00 zł na rachunek bankowy spółki. Dopłaty zostały wniesione. |
| kwiecień | <ul style="list-style-type: none"> ● 17 kwietnia 2024 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 1 500 000,00 zł, tj. z kwoty 485 737 604,00 zł do kwoty 487 237 604,00 zł dopuszczając do obrotu 750 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S o wartości nominalnej 2,00 zł każda. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej spółki zmniejszył się z 16,24% do 16,19%. 30 kwietnia 2024 r. w wyniku realizacji opcji call 12 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,19% do 16,26% zwiększając liczbę akcji o 187 500 akcji, tj. z 39 437 524 do 39 625 024 akcji. |
| maj | <ul style="list-style-type: none"> ● 16 maja 2024 r. zarejestrowano w KRS podwyższenie kapitału zakładowego ENEA ELKOGAZ o kwotę 15 000 000,00 zł, tj. z kwoty 39 000 000,00 zł do kwoty 54 000 000,00 zł. |
| czerwiec | <ul style="list-style-type: none"> ● 5 czerwca 2024 r. ENEA Nowa Energia sp. z o.o. z siedzibą w Radomiu nabyła 100% udziałów w spółce WMC SPV 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Natomiast 24 czerwca 2024 r. nabyła 100% udziałów w spółce WMC SPV 2 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Obydwie nabyte spółki eksploatują farmy fotowoltaiczne. |
| lipiec | <ul style="list-style-type: none"> ● 22 lipca 2024 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 1 000 000,00 zł, tj. z kwoty 487 237 604,00 zł do kwoty 488 237 604,00 zł, dopuszczając do obrotu 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S o wartości nominalnej 2,00 zł każda. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej spółki zmniejszył się z 16,26% do 16,23%. 5 sierpnia 2024 r. w wyniku realizacji opcji call 13 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,23% do 16,28% zwiększając liczbę akcji o 125 000 akcji, tj. z 39 625 024 do 39 750 024 akcji. ● 23 lipca 2024 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Innowacje sp. z o.o. uchwałą nr 1 postanowiło rozwiązać spółkę ENEA Innowacje sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, po przeprowadzeniu procesu likwidacji. |

- 
- sierpień** ● 7 sierpnia 2024 r. ENEA S.A. zawiązała spółkę ENEA Eko sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Kapitał zakładowy zawiązanej spółki wynosi 11 000 000,00 zł. ENEA S.A. objęła w spółce 100% udziałów. Spółka ENEA Eko sp. z o.o. została wpisana do Rejestru Przedsiębiorców KRS w dniu 12 sierpnia 2024 r.
 - wrzesień** ● 12 września 2024 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ENEBIOGAZ 1 podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki o 50 000,00 zł (to jest do kwoty 80 000,00 zł), poprzez utworzenie nowych 1 000 udziałów o wartości nominalnej po 50,00 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 50 000,00 zł. Udziały zostały w całości objęte przez spółkę ENEA Nowa Energia sp. z o.o. i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 50 000,00 zł. Podwyższenie kapitału oczekuje na rejestrację w KRS.
 - 12 września 2024 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ENEBIOGAZ 2 podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki o 35 000,00 zł (to jest do kwoty 65 000,00 zł), poprzez utworzenie nowych 700 udziałów o wartości nominalnej po 50,00 zł każdy i o łącznej wartości nominalnej 35 000,00 zł. Udziały zostały w całości objęte przez spółkę ENEA Nowa Energia sp. z o.o. i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 35 000,00 zł. Podwyższenie kapitału oczekuje na rejestrację w KRS.
 - październik** ● 10 października 2024 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 7 500 000,00 zł, tj. z kwoty 488 237 604,00 zł do kwoty 495 737 604,00 zł, dopuszczając do obrotu 3 750 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S o wartości nominalnej 2,00 zł każda. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej Spółki zmniejszył się z 16,28% do 16,04%. W dniu 21 października 2024 r. w wyniku realizacji opcji call 14 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,04% do 16,41% zwiększając ilość akcji o 937 500 akcji, tj. z 39 750 024 do 40 687 524 akcji. W wyniku transakcji sprzedaży akcji Polimex Mostostal S.A. zrealizowanych w miesiącu październiku 2024 r. w łącznej liczbie 212 500 akcji, na dzień 28 października 2024 r. ENEA S.A. posiadała 40 475 024 akcji, a udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym Polimex Mostostal S.A. wynosił 16,33%.
 - 16 października 2024 r. ENEA S.A. zawarła z ENEA Nowa Energia sp. z o.o. umowę sprzedaży udziałów, na podstawie której ENEA Nowa Energia sp. z o.o. nabyła od ENEA S.A. 100% udziałów w spółkach: 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.

2.2. Struktura Grupy Kapitałowej ENEA – stan na 30 września 2024 r.



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

W obrębie GK ENEA funkcjonuje 8 wiodących podmiotów, tj. ENEA S.A. (obróć energią elektryczną), ENEA Operator sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), ENEA Wytwarzanie sp. z o.o., ENEA Elektrownia Połaniec S.A. i ENEA Nowa Energia sp. z o.o. (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej), ENEA Trading sp. z o.o. i ENEA Power&Gas Trading sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną) oraz LW Bogdanka S.A. (wydobycie węgla). W strukturze Grupy zawarto również pozostałe spółki bezpośrednio i pośrednio zależne od ENEA S.A. oraz spółki, w których ENEA S.A. posiada udziały mniejszościowe.²

² W dalszej części dokumentu nazwy spółek mogą być pokazywane bez skróconej formy organizacyjno-prawnej, a ilekroć jest mowa o „Spółce” lub „Emitencie” rozumie się przez to ENEA S.A.

Istotne zmiany w strukturze i organizacji Grupie Kapitałowej ENEA

W I-III kwartałach 2024 r. miały miejsca poniższe zmiany w strukturze i organizacji GK ENEA:

- likwidacja spółki ENEA Innowacje – GK ENEA zmienia model prowadzenia projektów innowacyjnych w celu zwiększenia efektywności ich wdrożenia. Kompetencje w tym zakresie zostaną alokowane w obszarach biznesowych, będących centrami kompetencji Grupy, zapewniających optymalne zasoby do rozwoju innowacji. Dodatkowo proces będzie koordynowany z poziomu Grupy, która będzie wdrażała nowe, ale jednocześnie sprawdzone technologie,
- uporządkowano rozproszony dotąd obszar OZE, poprzez relokację niezbędnych zasobów do spółki ENEA Nowa Energia. Celem ENEA Nowa Energia będzie dalsze zwiększanie jakości i kompetencji OZE, zapewniając solidne podstawy do realizacji ambitnej strategii rozwoju aktywów OZE.

Istotne zmiany w strukturze i organizacji ENEA S.A.

Struktura organizacyjna Spółki została znacznie uproszczona, pojawiły się nowe jednostki, które będą realizować nowe zadania, m.in. z obszarów ESG, transformacji energetycznej, bezpieczeństwa pracy. Nowe ramy organizacyjne ENEA S.A. przełożą się na efektywniejsze zarządzanie, usprawnią bieżące funkcjonowanie Spółki i całej Grupy Kapitałowej oraz stworzą warunki do rozwoju organizacji w poszczególnych obszarach biznesowych. W opinii Zarządu jest to niezbędny krok w celu dostosowania GK ENEA do wyzwań

rynkowych w perspektywie najbliższych lat dzięki czemu będzie można podejmować trafne decyzje na każdym poziomie zarządzania, które będą wspierać realizację naszych celów i zobowiązań wobec naszych klientów i akcjonariuszy.

W związku z powyższymi założeniami zmieniono Regulamin Jednostek Organizacyjnych ENEA S.A. - od 1 września 2024 r. zaktualizowano istniejące struktury oraz procesy w celu poprawy efektywności strategicznej i operacyjnej. Zmiany obejmują m.in. (i) utworzenie Departamentu Transformacji odpowiedzialnego za efektywne wykorzystanie i transformację energetyczną aktywów Grupy (ii) utworzenie Departamentu ESG odpowiedzialnego za wdrażanie standardów odpowiedzialnego biznesu i zrównoważonego rozwoju organizacji, (iii) utworzenie Departamentu IT odpowiedzialnego za transformację cyfrową Grupy (iiii) utworzenie Departamentu BHP i ochrony środowiska odpowiedzialnego za ochronę środowiska oraz poprawę bezpieczeństwa pracy w Spółce. Jednocześnie, dostosowano Regulamin Zarządu ENEA S.A. do zmniejszonej liczby Członków Zarządu z 6 do 4 oraz wprowadzono nowy podział kompetencji poszczególnych Członków Zarządu celem optymalizacji zarządzania.

Inwestycje kapitałowe

W I-III kwartałach 2024 r. miały miejsce następujące zdarzenia:

- 5 czerwca 2024 r. ENEA Nowa Energia nabyła 100% udziałów w spółce WMC SPV 4 sp. z o.o. oraz 24 czerwca 2024 r. w spółce WMC SPV 2 sp. z o.o.

- 7 sierpnia 2024 r. ENEA S.A. zawiązała spółkę pod firmą: ENEA Eko sp. z o.o. ENEA S.A., mając na uwadze trwający proces transformacji energetycznej, chce rozwijać swoje kompetencje m.in. w obszarze efektywności energetycznej. ENEA Eko będzie odgrywała kluczową rolę w zarządzaniu portfelem nowych produktów i usług transformacji energetycznej dla odbiorców końcowych w segmencie biznesowym. Ponadto, spółka rozwijając relacje z klientami ENEA, będzie kreowała i integrowała procesy biznesowe i organizacyjne w obszarze wytwarzania energii elektrycznej u odbiorców końcowych oraz handlu energią z odnawialnych źródeł energii. Jednocześnie, spółka podejmie zadanie rozwoju i utrzymania systemu zarządzania energią w Grupie Kapitałowej, a także dostarczy takie usługi klientom przemysłowym.

Pozostały opis procesów związanych z inwestycjami kapitałowymi został zamieszczony w *Skróconym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2024 r.*

2.3. Obszary biznesowe GK ENEA

Wytwarzanie

- Wytwarzanie energii w oparciu o węgiel kamienny, biomasę, gaz, wiatr, wodę, biogaz i fotowoltaikę
- Produkcja ciepła
- Przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Obrót energią elektryczną

Wydobycie

- Produkcja węgla kamiennego
- Sprzedaż węgla kamiennego
- Zabezpieczenie bazy surowcowej dla Grupy Kapitałowej

Obrót

Rynek detaliczny:

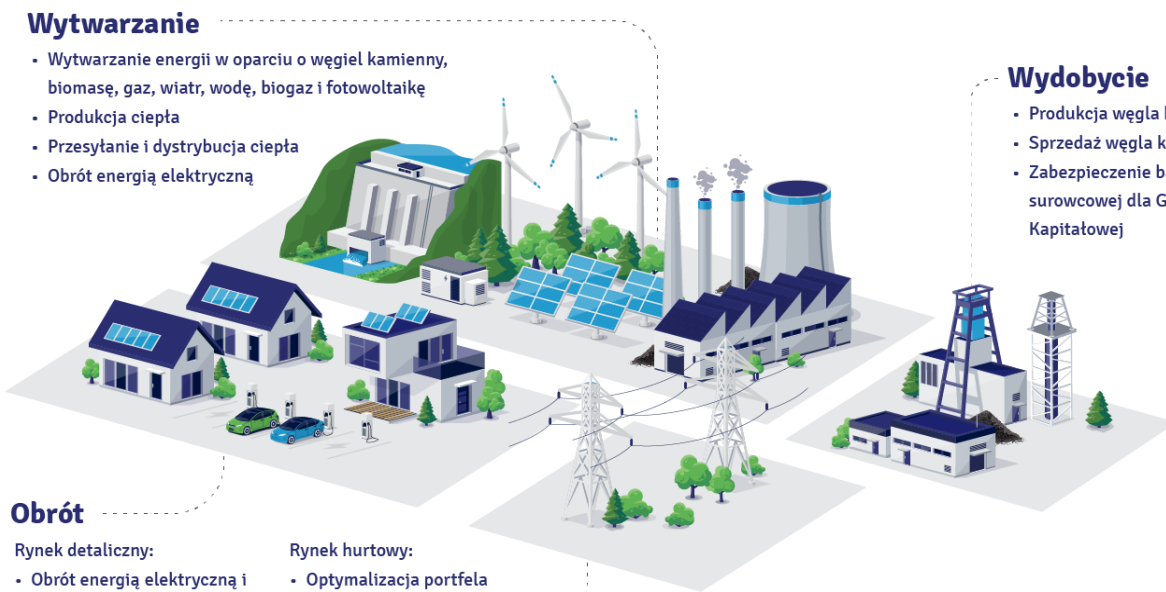
- Obrót energią elektryczną i paliwem gazowym na rynku detalicznym
- Oferta produktowa i usługowa dostosowana do potrzeb Klientów
- Kompleksowa Obsługa Klienta

Rynek hurtowy:

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

Dystrybucja

- Dostarczanie energii elektrycznej
- Planowanie i zapewnianie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, w tym przyłączanie nowych Klientów
- Eksploatacja, konserwacja i remonty sieci dystrybucyjnej
- Zarządzanie danymi pomiarowymi



2.4. Strategia rozwoju

ENE A S.A. finalizuje prace nad aktualizacją strategii rozwoju GK ENEA. Zmodyfikowana strategia wyznaczy nowe kierunki rozwoju Grupy odpowiadające wyzwaniom rynkowym oraz określi ambicje i aspiracje GK ENEA w perspektywie długoterminowej.

2.5. Finansowanie

2.5.1. Finansowanie zewnętrzne – emisje papierów wartościowych, obligacje i kredyty

ENE A S.A. finansuje program inwestycyjny wykorzystując nadwyżki finansowe z prowadzonej działalności gospodarczej oraz zadłużenie zewnętrzne. GK ENEA realizuje model finansowania inwestycji, w którym ENE A S.A. pozyskuje środki finansowe ze źródeł zewnętrznych i dystrybuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach ENE A S.A. będzie koncentrować się na zapewnieniu odpowiedniej dywersyfikacji zewnętrznych źródeł finansowania dla zaplanowanych inwestycji.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2024 r., ENE A S.A. nie zawierała nowych umów programowych dotyczących emisji obligacji. 18 kwietnia 2024 r. Zarząd ENE A S.A. podjął uchwałę o zamiarze przeprowadzenia w II kwartale 2024 r. emisji obligacji w ramach *Umowy dotyczącej programu emisji obligacji do maksymalnej kwoty 5.000.000.000 PLN (Umowa Programu Emisji Obligacji)*, o łącznej wartości nieprzekraczającej 2 000 mln zł, o czym informował raportem bieżącym nr 18/2024, a następnie 10 maja 2024 r. zdecydował o przeprowadzeniu emisji dwóch serii obligacji w ramach *Umowy Programu Emisji Obligacji*, każda o wartości 1 000 mln zł, z terminem wykupu odpowiednio w maju 2027 r. i w maju 2030 r. Papiery wartościowe są oprocentowane według zmiennej stopy procentowej stanowiącej sumę stawki WIBOR dla depozytów 6-miesięcznych oraz marży.

21 maja 2024 r. Spółka zakończyła proces odkupu obligacji serii ENEA0624 („Obligacje”) zarejestrowanych w KDPW S.A. pod numerem ISIN PLENEA000096, od ich posiadaczy. Spółka nabyła 8 276 szt. Obligacji, każda o wartości nominalnej 0,1 mln zł i łącznej wartości wg ceny nabycia 827,6 mln zł. Obligacje zostały nabyte w celu ich umorzenia, zgodnie z art. 76 ust. 1 ustawy z 15 stycznia 2015 r. o obligacjach. Szczegółowe informacje w tej sprawie Spółka zawarła w raporcie bieżącym nr 24/2024.

Zadłużenie nominalne ENE A S.A. z tytułu służących finansowaniu programu inwestycyjnego obligacji oraz kredytów na 30 września 2024 r. wyniosło łącznie 6 076 mln zł, w tym kredyty długoterminowe 3 448 mln zł oraz obligacje 2 628 mln zł.

Niektóre spółki należące do GK ENEA mają zawarte umowy dotyczące finansowania zewnętrznego. Łączna nominalna suma zewnętrznego zadłużenia tych spółek (z wyłączeniem ENE A S.A.) z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek na 30 września 2024 r. wynosiła 17 mln zł. We wrześniu br. spółka PV Genowefa sp. z o. o. dokonała przedterminowej spłaty zewnętrznego zadłużenia finansowego w kwocie blisko 86 mln zł.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2024 r. spółki GK ENEA nie wypowiedziały umów kredytów oraz pożyczek.

2.5.2. Udzielone poręczenia i gwarancje

W okresie trzech kwartałów 2024 r. ENE A S.A. udzieliła trzech zabezpieczeń w formie poręczeń i gwarancji korporacyjnych.

29 kwietnia 2024 r. ENE A S.A. zawarła umowę poręczenia z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. („PSE”) za zobowiązania spółki zależnej ENEA Elektrownia Połaniec S.A. (ENE A Połaniec) do kwoty 20 000 tys. zł. Zobowiązania obejmują wierzytelności pieniężne PSE wobec ENE A Połaniec z tytułu należytego wykonania umowy w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym. Poręczenie obejmuje zobowiązania ENE A Połaniec wobec PSE do 31 grudnia 2025 r.

26 czerwca 2024 r. ENE A S.A. udzieliła gwarancji korporacyjnej na rzecz Shell Energy Europe B.V. za zobowiązania spółki zależnej ENE A Trading sp. z o.o. (ENE A Trading) wynikające z umowy *ISDA 2002 Master Agreement* wraz ze *Schedule to the ISDA 2002 Master Agreement* oraz *Credit Support Annex to the Schedule to the ISDA Master Agreement* do maksymalnej kwoty 70 000 tys. EUR na czas nieokreślony z możliwością jej rozwiązania przez ENE A S.A. z zachowaniem 30-dniowego okresu wypowiedzenia. Zobowiązania obejmują wierzytelności pieniężne Shell Energy Europe B.V. wobec ENE A Trading z tytułu transakcji terminowych związanych z uprawnieniami do emisji CO₂ zawieranymi przez ENE A Trading.

30 września 2024 r. ENE A S.A. zawarła umowę poręczenia z Bankiem Pekao S.A. („Bank”) za zobowiązania spółki zależnej ENE A Trading sp. z o.o. („Spółka Zależna”) do kwoty 1 320 000 tys. zł. Zobowiązania obejmują wierzytelności pieniężne Banku wobec Spółki Zależnej z tytułu umowy ramowej w zakresie współpracy na rynku finansowym zawartej pomiędzy Bankiem a Spółką Zależną, w tym z tytułu transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i transakcji zabezpieczających ryzyko cen towarów, w szczególności transakcji terminowych związanych z uprawnieniami do emisji CO₂, zawieranymi przez Spółkę Zależną. Poręczenie obejmuje zobowiązania Spółki Zależnej wobec Banku istniejące w dacie zawarcia umowy poręczenia i mogące powstać w przyszłości oraz wygasa w dniu 31 grudnia 2031 roku lub w dniu, w którym Spółka Zależna przestanie być jednostką grupy kapitałowej Emitenta na skutek wydzielenia wybranych aktywów tej grupy kapitałowej.

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych przez ENE A S.A. poręczeń oraz gwarancji korporacyjnych na 30 września 2024 r. wynosiła 10 175 725 tys. zł.

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych na zlecenie ENE A S.A. gwarancji bankowych na 30 września 2024 r. wynosiła 79 785 tys. zł.

W tabeli poniżej przedstawiono najistotniejsze kwotowo gwarancje bankowe, udzielone na zlecenie ENE A S.A. w okresie trzech kwartałów 2024 r. w ramach zawartych umów na gwarancje bankowe (próg istotności = lub > 1 mln zł):

Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenia	Cel zawarcia umowy	Forma zabezpieczenia	Udzielona kwota zabezpieczenia [tys. zł]
1 styczeń 2024 r.	31 styczeń 2025 r.	Skarb Państwa – Wojskowy Zarząd Infrastruktury.	Gwarancja należytego wykonania umowy	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 tys. zł	2 913
9 lipiec 2024 r.	11 październik 2024 r.	Zakład Wodociągów i Kanalizacji sp. z o.o.	Gwarancja przetargowa	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 tys. zł	1 000
10 wrzesień 2024 r.	17 styczeń 2025 r.	Miasto Stołeczne Warszawa	Gwarancja przetargowa	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 tys. zł	1 000

2.5.3. Finansowanie wewnątrzgrupowe - obligacje

Aktualnie ENEA S.A. w obszarze Dystrybucja ma zawarte wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji, których początkowa łączna wartość nominalna wynosiła 2 371 mln zł. Programy te są w całości wykorzystane i wykupywane w ratach. Na 30 września 2024 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez ENEA S.A. obligacji wewnątrzgrupowych wynosiło 1 148 mln zł.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2024 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych wewnątrzgrupowych umów programowych emisji obligacji dotyczących finansowania spółek GK ENEA.

2.5.4. Finansowanie wewnątrzgrupowe - pożyczki

W okresie sprawozdawczym zakończonym 30 września 2024 r. spółka ENEA Nowa Energia w ramach zawartej jeszcze w 2023 r. umowy pożyczki na kwotę 200 mln zł uruchomiła dwie transze pożyczki w łącznej kwocie 150 mln zł, tym samym wykorzystując całą dostępną kwotę pożyczki. Spółka PRO-WIND w ramach zawartej w 2023 r. umowy pożyczki na kwotę 17,5 mln zł uruchomiła jedną transzę pożyczki w kwocie 0,8 mln zł, tym samym wykorzystując całą dostępną kwotę pożyczki. W dniu 24 lipca 2024 r. ENEA S.A. zawarła ze spółką PRO-WIND Sp. z o.o. Aneks nr 1 do umowy pożyczki w kwocie do 17,5 mln zł, modyfikujący harmonogram spłaty pożyczki, przy czym ostateczny termin spłaty pożyczki pozostał niezmienny.

ENEA S.A. we wrześniu 2024 r. zawarła dwie nowe umowy pożyczek z PV Genowefa Sp. z o.o. oraz z ENEA Operator sp. z o.o. w kwotach odpowiednio 95 mln zł i 2 000 mln zł. Pożyczka udzielona PV Genowefa Sp. z o.o. została w całości uruchomiona, natomiast ENEA Operator sp. z o.o. uruchomiła jedną transzę pożyczki w kwocie 350 mln zł.

Stan zadłużenia nominalnego spółek z tyt. udzielonych im przez ENEA S.A. pożyczek na 30 września 2024 r. wynosił 7 407 mln zł. Szczegółowe informacje nt. obowiązujących w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2024 r. umów pożyczek, jakie zawarła ENEA S.A. oraz poziomu ich wykorzystania prezentuje poniższa tabela.

Data początku	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Wartość umów w mln zł	Kwota zaciągniętej pożyczki w I-III kw. 2024 r. w mln zł	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczek na 30 września 2024 r. w mln zł
marzec 2020 r.	styczeń 2044 r.	ENEA Operator	6 849	350	Stawka bazowa + marża/stała	4 759
styczeń 2020 r.	grudzień 2026 r.	ENEA Wytwarzanie	2 200	0	Stawka bazowa + marża	1 782
luty 2020 r.	grudzień 2026 r.	ENEA Elektrownia Połaniec	500	0	Stawka bazowa + marża	500
czerwiec 2021 r.	grudzień 2031 r.	Miejska Energetyka Ciepła Piła	15	0	Stawka bazowa + marża	7
lipiec 2023 r.	czerwiec 2028 r.	ENEA ELKOGAZ	20	0	Stawka bazowa + marża	20
sierpień 2023 r.	czerwiec 2039 r.	PRO-WIND	20	1	Stawka bazowa + marża, stałe	19
wrzesień 2023 r.	czerwiec 2030 r.	PV Genowefa	120	95	Stawka bazowa + marża/stała	120
grudzień 2023 r.	grudzień 2034 r.	ENEA Nowa Energia	200	150	Stawka bazowa + marża	200
sierpień 2023 r.	grudzień 2024 r.	ENEA Trading	100 ¹	367 ¹	Stawka bazowa + marża	57 ¹

¹ Pożyczka udzielona w walucie EUR. Saldo zaprezentowane w tabeli powyżej zostało również wykazane w walucie EUR. W okresie sprawozdawczym zakończonym 30 września 2024 r. w ramach umowy pożyczki zawartej w sierpniu 2023 r. pomiędzy ENEA S.A. a ENEA Trading sp. z o.o. na kwotę 100 mln EUR spółka ENEA Trading sp. z o.o. uruchomiła transze pożyczki w łącznej kwocie 367,4 mln EUR, i jednocześnie spłaciła kwotę 309,6 mln EUR. Saldo pożyczki na 30 września 2024 r. wynosiło 57,8.

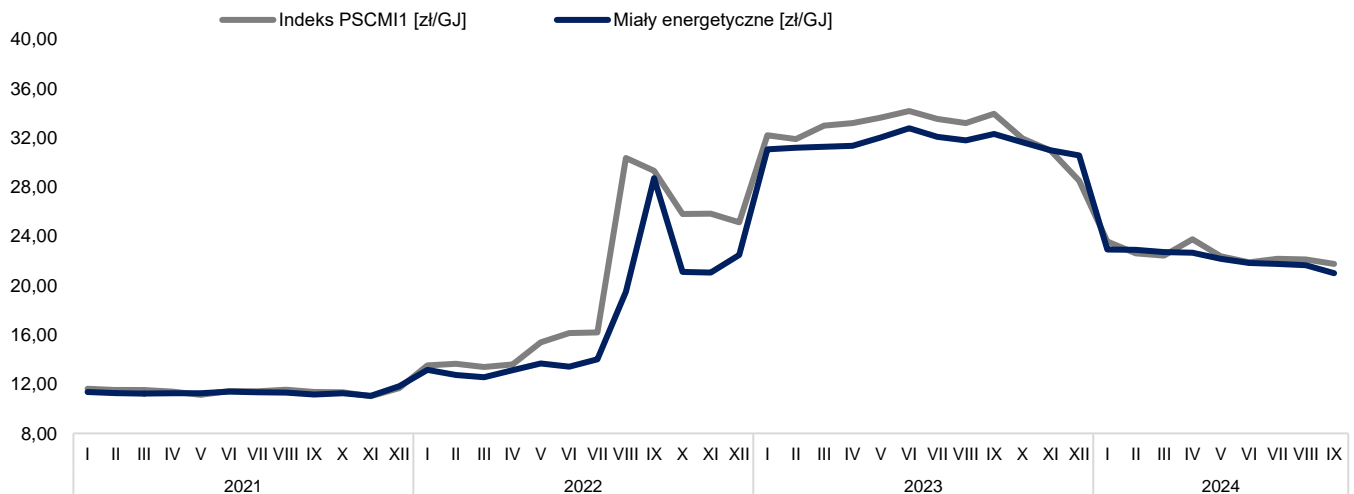
Kwoty zaprezentowane w powyższej tabeli w kolumnach *Wartość umów w mln zł* oraz *Zadłużenie z tyt. pożyczek na 30 września 2024 r. w mln zł* oznaczają sumaryczną wartość wszystkich podpisanych umów pomiędzy ENEA S.A. a daną spółką oraz sumaryczną wartość zadłużenia danej spółki wobec ENEA S.A. na 30 września 2024 r.

2.5.5. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2024 r. ENEA S.A. oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi zawartych przez ENEA S.A. lub jednostkę od niej zależną, znajdują się w nocie 23 w *Skróconym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2024 r.*

3. Otoczenie rynkowe

3.1. Ceny węgla kamiennego na rynku polskim



Dane: ARP

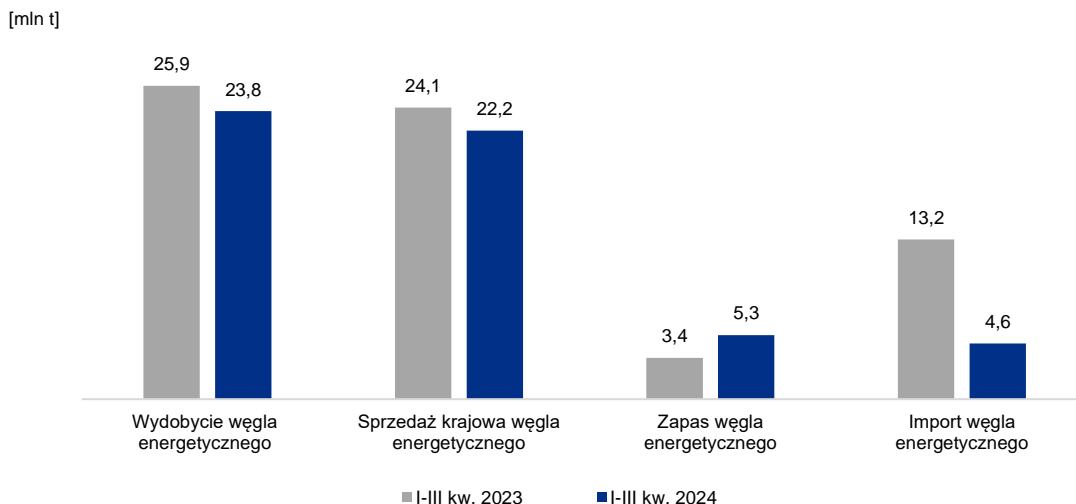
PSCMI1: W I-III kwartałach 2024 r. średnia cena z notowań Polskiego Indexu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) wyniosła 22,53 zł/GJ i była niższa o 32,1% od średniej ceny notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku.

W III kwartale 2024 r. średnia cena węgla energetycznego wyniosła 22,02 zł/GJ vs. 33,56 zł/GJ w III kwartale w 2023 r. odnotowując spadek rzędu 34,4% r/r.

Miały: Średnia cena mialów energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej w I-III kwartałach 2024 r. wyniosła 22,19 zł/GJ i była niższa o 30,1% od średniej ceny notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. Na koniec września 2024 r. koszt zakupu 1 tony mialów energetycznych wyniósł 21,48 zł/GJ, co oznacza spadek o 33,0% r/r.

Trend cen węgla i mialów energetycznych w I-III kwartałach 2024 r. pozostawał stabilny, a ceny oscylowały w przedziale 21-23 zł/GJ i były średnio o 10 zł/GJ niższe aniżeli w analogicznym okresie 2023 r.

3.2. Rynek węgla energetycznego



Dane: ARP

Wydobycie, sprzedaż, zapas i import węgla energetycznego

Wydobycie węgla energetycznego w I-III kwartałach 2024 r. wyniosło 23,8 mln ton wobec 25,9 mln ton w I-III kwartałach 2023 r. Sprzedaż węgla do celów energetycznych wyniosła 22,2 mln ton wobec 24,1 mln ton rok wcześniej. Wydobycie i sprzedaż krajowego węgla energetycznego odnotowały spadki na poziomach 8,1% r/r i 7,9% r/r.

Na koniec września 2024 r. stan zapasu węgla energetycznego przy kopalniach wyniósł 5,3 mln ton wobec 3,4 mln ton rok wcześniej tj. o blisko 55,9% więcej węgla r/r znajdowało się na zwałach krajowych producentów.

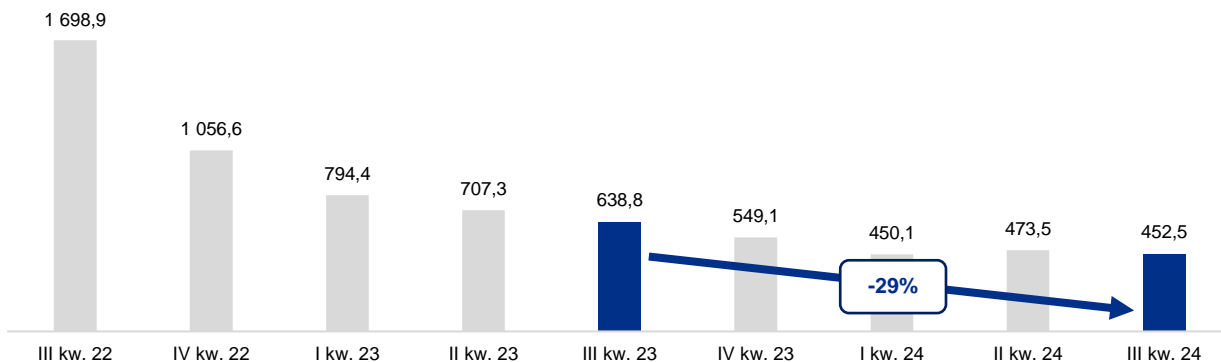
Import węgla energetycznego na teren Polski w I-III kwartałach 2024 r. wyniósł 4,6 mln ton wobec 13,2 mln ton w roku ubiegłym odnotowując spadek około 65,2% r/r.

Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Sytuację polskiego górnictwa utrudnia ambitna polityka klimatyczna UE dążąca do dekarbonizacji i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w energetyce. W sytuacji sukcesywnego spadku zapotrzebowania na węgiel z uwagi na rosnące uzależnienie od odnawialnych źródeł energii i egzekwowanie bardziej rygorystycznych przepisów dotyczących ochrony środowiska, Polska w ciągu najbliższej dekady będzie się mierzyć z koniecznością wypełnienia luki po węglu oraz reorganizacją zatrudnienia w sektorze. Obecnie aktualizacja zapisów wielu ważnych strategicznych dokumentów dotyczących energetyki i klimatu jak np. PEP 2040, KPEiK czy finalny kształt zapisów umowy społecznej między rządem a górnikiem, za którymi podążać będą decyzje, inwestycyjne i regulacje pozostają kluczowe dla kształtu polskiego rynku węgla w najbliższych latach.

3.3. Ceny energii na rynku polskim

BASE_Y_23/24/25 (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

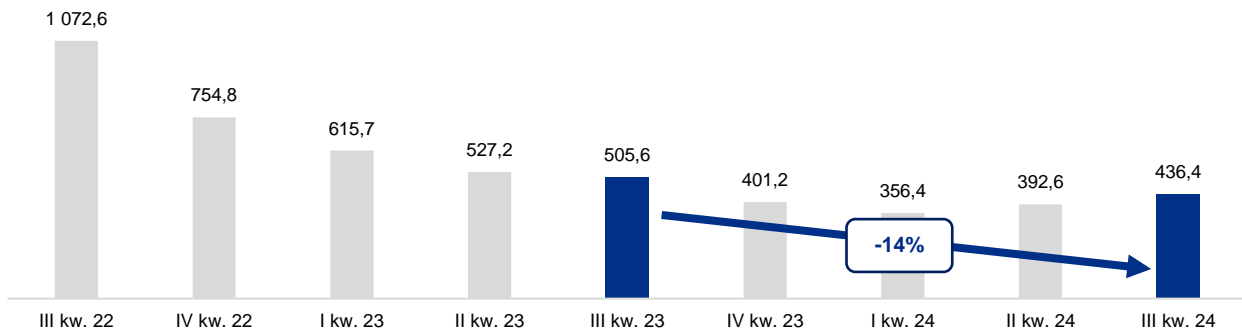
Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej cena produktu BASE Y-25 spada w III kwartale 2024 r. o 29%, do średniego poziomu 452,50 zł/MWh, w stosunku do analogicznego produktu (tj. BASE Y-24) w III kwartale 2023 r.

Rynkowa cena BASE Y-25 w III kwartale 2024 r. charakteryzowała się stosunkowo umiarkowaną zmiennością. Na początku lipca kurs kształtował się na poziomie 475,05 zł/MWh, następnie zaczął spadać (z jednym odbiciem w połowie sierpnia) osiągając na koniec września poziom 436,45 zł/MWh.

Na kształtowanie się ceny BASE Y-25 w III kwartale 2024 r. wpływ miały m.in. zmiany cen na rynku paliw i uprawnień do emisji CO₂.

W III kwartale 2024 r. wolumen obrotu frontowym produktem rocznym tj. BASE Y-25 wyniósł 1 182 MW, co jest porównywalne z wolumenem z III kwartału 2023 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE Y-24 zawarto transakcje opiewające łącznie na 1 198 MW. Średni wolumen kontraktowany na każdej sesji w III kwartale 2023 r. wynosił 18,7 MW, a w III kwartale 2024 r. 18,2 MW.

RDN BASE (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

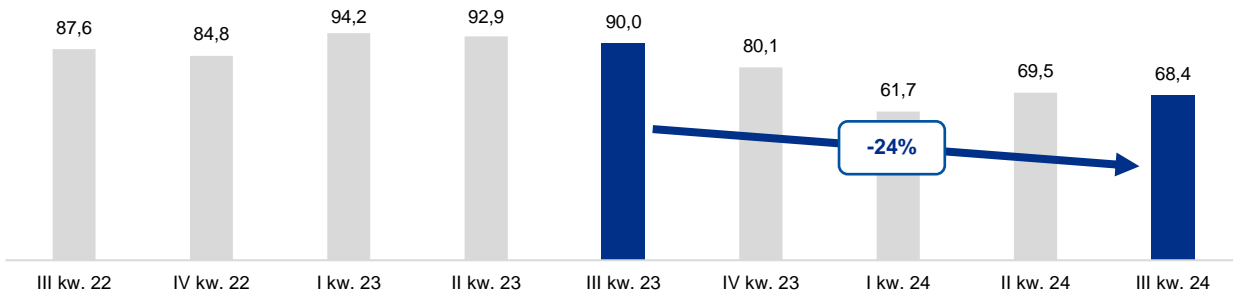
Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2024 r. wyniosła 436,42 zł/MWh i była niższa o 14% w porównaniu do tego samego okresu w 2023 r.

Na poziom cen energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2024 r. wpływ miały m.in. następujące czynniki:

- wprowadzenie zmian na Rynku Bilansującym, min. zniesienie tzw. ceny CWmax, która to poprzez mechanizm jej wyznaczania ograniczała poziomy cen na rynku bilansującym, a w konsekwencji również na RDN,
- wysoka generacja źródeł wytwórczych OZE - PV (czynnik pro-spadkowy),
- wyższe średnie temperatury powietrza (czynnik pro-wzrostowy),
- niskie poziomy cen uprawnień do emisji CO₂ (czynnik pro-spadkowy).

3.4. Ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz praw majątkowych „zielonych”

Uprawnienia do emisji CO₂ (DEC-24) (EUR/t)



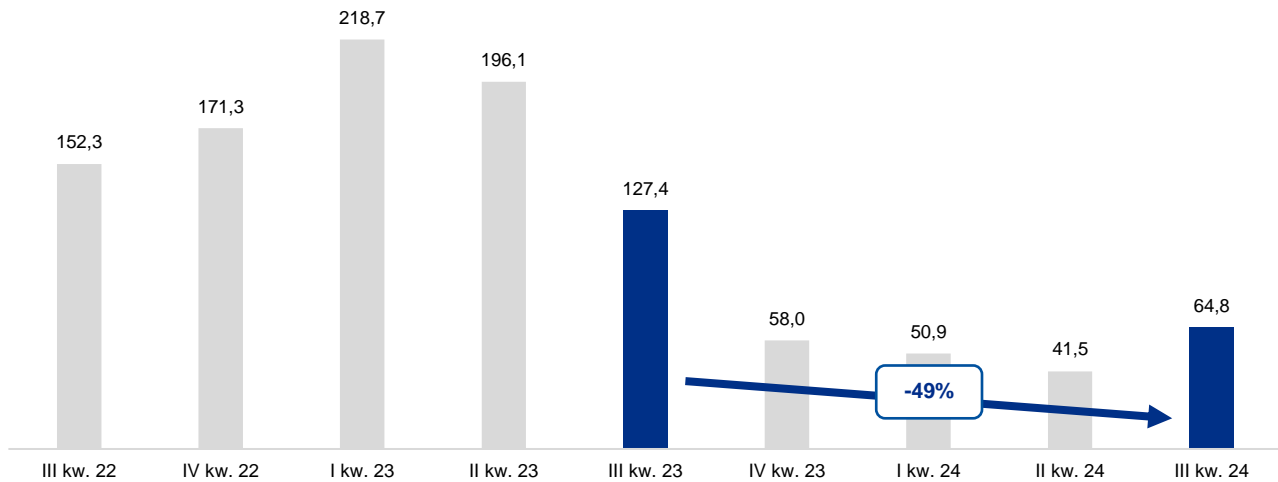
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Pierwsza sesja III kwartału 2024 r. zamknęła się z ceną 68,05 EUR/t. Do 16 lipca 2024 r. ceny zamknięcia DEC-24 mieściły się w zakresie 67,64-70,76 EUR/t. 17 lipca 2024 r. cena zamknięcia wyniosła 66,54 EUR/t i na kolejnych sesjach spadła poniżej 65 EUR/t, do minimalnej ceny zamknięcia w lipcu – 64,72 EUR/t. 22 lipca br. Istotnym czynnikiem spadkowym dla cen uprawnień była silna korelacja z cenami gazu. Od 23 lipca 2024 r. cena uprawnień do emisji CO₂ systematycznie rosła, aby na ostatniej sesji lipca zanotować cenę 69,21 EUR/t, przyczyną wzrostu była ponownie korelacja między cenami uprawnień, a cenami gazu. Pierwsza sierpniowa sesja zamknęła się z ceną 71,18 EUR/t oraz wysokim wolumenem obrotu. Od drugiej sesji sierpniowej do 5 sierpnia 2024 r. nastąpił krótki okres spadkowy, aby od 6 sierpnia 2024 r. ceny DEC-24 zaczęły rosnąć i mieściły się w zakresie 69,96-73,14 EUR/t do 20 sierpnia 2024 r., kiedy sesja zamknęła się z ceną 73,07 EUR/t zaczynając okres spadkowy z niewielkimi korektami. Ostatnia sesja sierpniowa zakończyła się na poziomie 70,30 EUR/t. Po pierwszej sesji wrześniowej, ceny zaczęły spadać z niewielkimi korektami, do najniższej ceny w III kwartale w dniu 19 września 2024 r., która wyniosła 62,82 EUR/t. Ostatnia sesja kwartału zamknęła się z ceną 65,56 EUR/t.

Średnia cena DEC-24 w III kwartale 2024 r. była o 24% niższa, niż średnia cena w analogicznym okresie roku 2023.

Wśród istotnych czynników, które wpływały na ceny uprawnień do emisji CO₂ należy wymienić m.in.: słabą kondycję gospodarczą krajów Unii Europejskiej, wysoką generację energii ze źródeł OZE w Europie, stosunkowo wysoką podaż aukcyjną EUA związaną z realizacją programu REPowerEU, przesunięcie terminu realizacji obowiązku umorzenia EUA z 30 kwietnia na 30 września oraz korelację z cenami gazu ziemnego.

Ceny praw majątkowych „zielonych” (PMOZE_A) (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Prawa majątkowe zielone, na rynku sesyjnym TGE, w III kwartale 2024 r. charakteryzowały się znacznie niższymi cenami w porównaniu do roku 2023 i było to bezpośrednio związane z rozporządzeniem Ministerstwa Klimatu i Środowiska przyjmującym niski 5% poziom obowiązku OZE na rok 2024. Średnioważona cena PMOZE_A na pierwszej sesji w styczniu wyniosła 70,03 zł/MWh.

Pierwsza lipcowa sesja zamknęła się ze średnią dzienną ceną na poziomie 44,70 zł/MWh. Najwyższa wartość w III kwartale odnotowana 30 lipca wynosiła 82,87 zł/MWh, za to najniższa wartość dla wskazanego okresu zamknęła się ceną 39,50 zł/MWh 10 września.

Średnia cena w III kwartale 2024 r. była o 49% niższa, niż średnia cena w analogicznym okresie 2023 r.

W III kwartale 2024 r. zostało wystawione 4 TWh oraz umorzone 0,06 TWh zielonych świadectw pochodzenia, pozostawiając w rejestrze 15 TWh aktywnych uprawnień na koniec września br. (o 2 TWh mniej niż na końcu III kwartału 2023 r.).

Pod koniec lipca br. na stronie Rządowego Centrum Legislacji został opublikowany „Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2025–2027” ustalający procenty obowiązku OZE w latach 2025, 2026 i 2027 odpowiednio na poziomach 12,5%, 12% oraz 11,5%. W ostatecznie przyjętej wersji rozporządzenia określono procent obowiązku umarzania zielonych certyfikatów na poziomie 8,5% i tylko na rok 2025. Natomiast na lata 2026-2027 nie wskazano propozycji poziomu obowiązku.

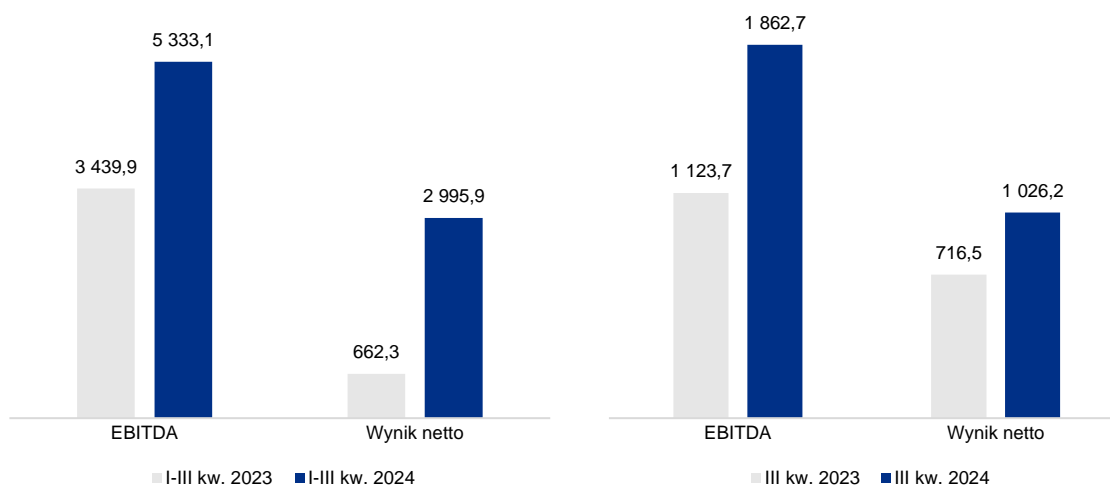
4. Informacje o wynikach operacyjnych i finansowych

4.1. Wybrane dane finansowe GK ENEA

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	35 902 788	24 161 342	-11 741 446	-32,7%	11 881 205	8 019 341	-3 861 864	-32,5%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	1 426 271	4 221 727	2 795 456	196,0%	702 644	1 477 691	775 047	110,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	775 512	3 752 013	2 976 501	383,8%	899 077	1 319 915	420 838	46,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	662 310	2 995 862	2 333 552	352,3%	716 459	1 026 165	309 706	43,2%
EBITDA	3 439 856	5 333 075	1 893 219	55,0%	1 123 660	1 862 654	738 994	65,8%
CAPEX	2 324 335	2 060 451	-263 884	-11,4%	857 748	728 214	-129 534	-15,1%
Dług netto	1 732 921	194 267	-1 538 654	-88,8%	1 732 921	194 267	-1 538 654	-88,8%
Ekonomiczny dług netto ¹	6 078 968	4 242 313	-1 836 655	-30,2%	6 078 968	4 242 313	-1 836 655	-30,2%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	558 438	3 251 515	2 693 077	482,3%	702 690	970 789	268 099	38,2%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	529 731 093	529 731 093	-	-	529 731 093	529 731 093	-	-
Zysk / (strata) netto na akcję [zł]	1,05	6,14	5,09	484,8%	1,33	1,83	0,50	37,6%
Rozwodniony zysk / (strata) na akcję [zł]	1,05	6,14	5,09	484,8%	1,33	1,83	0,50	37,6%

¹ Zadłużenie skorygowane o przyszłe płatności i rozliczenia za CO₂

mln zł



[tys. zł]	31 grudnia 2023	30 września 2024	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	39 110 745	38 428 458	-682 287	-1,7%
Zobowiązania razem	23 671 146	20 031 899	-3 639 247	-15,4%
Zobowiązania długoterminowe	8 703 088	9 531 091	828 003	9,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	14 968 058	10 500 808	-4 467 250	-29,8%
Kapitał własny	15 439 599	18 396 559	2 956 960	19,2%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Wartość księgową na akcję [zł]	29,15	34,73	5,58	19,1%
Rozwodniona wartość księgową na akcję [zł]	29,15	34,73	5,58	19,1%

4.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w I-III kw. 2024 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	27 551 879	17 188 050	-10 363 829	-37,6%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	406 675	457 153	50 478	12,4%
Przychody ze sprzedaży gazu	92 131	166	-91 965	-99,8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	3 452 317	3 468 762	16 445	0,5%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	102 689	132 944	30 255	29,5%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	14 987	7 523	-7 464	-49,8%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	137 856	299 906	162 050	117,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	129 859	136 058	6 199	4,8%
Przychody ze sprzedaży węgla	278 802	370 309	91 507	32,8%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	713 769	816 929	103 160	14,5%
Przychody ze sprzedaży netto	32 880 964	22 877 800	-10 003 164	-30,4%
Rekompensaty	3 010 233	1 270 064	-1 740 169	-57,8%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	11 591	13 478	1 887	16,3%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	35 902 788	24 161 342	-11 741 446	-32,7%
Amortyzacja	1 225 501	1 127 967	-97 534	-8,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	2 250 703	2 500 692	249 989	11,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	11 097 180	7 295 396	-3 801 784	-34,3%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	15 131 886	7 265 970	-7 865 916	-52,0%
Usługi przesyłowe	500 885	469 866	-31 019	-6,2%
Inne usługi obce	883 212	883 126	-86	-
Podatki i opłaty	2 579 916	409 058	-2 170 858	-84,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	33 669 283	19 952 075	-13 717 208	-40,7%
Pozostałe przychody operacyjne	249 807	154 513	-95 294	-38,1%
Pozostałe koszty operacyjne	237 034	139 326	-97 708	-41,2%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	12 223	20 682	8 459	69,2%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(44 146)	(40 028)	4 118	9,3%
Odpis / (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	788 084	(16 619)	-804 703	-102,1%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	1 426 271	4 221 727	2 795 456	196,0%
Koszty finansowe	377 841	399 133	21 292	5,6%
Przychody finansowe	148 536	204 940	56 404	38,0%
Zyski / (straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	(423 127)	(234 942)	188 185	44,5%
Przychody z tytułu dywidend	93	14	-79	-84,9%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	5 901	-40 593	-46 494	-787,9%
Odpis / (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości inwestycji w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych	4 321	0	-4 321	-100,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	775 512	3 752 013	2 976 501	383,8%
Podatek dochodowy	113 202	756 151	642 949	568,0%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	662 310	2 995 862	2 333 552	352,3%
EBITDA	3 439 856	5 333 075	1 893 219	55,0%

Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w I-III kw. 2024 r. (wzrost o 1 893,2 mln zł):

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 10 363,8 mln zł wynika głównie ze spadku średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 50,5 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 92,0 mln zł w wyniku niższego wolumenu sprzedaży (czasowe zaprzestanie sprzedaży paliwa gazowego w 2024 r.)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 16,4 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat przenoszonych, przy jednocześnie niższym wolumenie dystrybucji energii
- (+) wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 30,3 mln zł wynikają głównie z większej ilości przyłączonych OSDn i OZE w II grupie przyłączeniowej oraz odbiorców w grupie III
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 162,1 mln zł wynika głównie z wyższej sprzedaży ubocznych produktów spalania
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 91,5 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży węgla, przy jednocześnie niższej średniej cenie sprzedaży
- (+) wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy o 103,2 mln zł głównie w wyniku waloryzacji ceny obowiązku mocowego
- (-) spadek przychodów z tytułu rekompensat o 1 740,2 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 [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 2023 r. oraz w 2024 r. [ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji:
 - (-) w I-III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 3 010,2 mln zł
 - (+) w I-III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 1 257,3 mln zł
 - (+) w I-III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej usług dystrybucji energii elektrycznej w wysokości 12,2 mln zł
 - (+) w I-III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 250,0 mln zł spowodowany głównie wyższymi kosztami wynagrodzeń wraz z narzutami oraz wzrostem średniego zatrudnienia
- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 3 801,8 mln zł wynika ze spadku kosztów emisji CO₂, kosztów zużycia węgla oraz kosztów zużycia biomasy dla całego Obszaru Wytwarzania
- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 7 865,9 mln zł wynika głównie z niższych średnich cen zakupu oraz niższego wolumenu zakupu
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 31,0 mln zł wynika głównie z niższych kosztów z tytułu rozliczeń z prosumentami
- (+) spadek kosztów podatków i opłat o 2 170,9 mln zł wynika głównie z braku rozpoznawanych kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w 2024 r.
- (+) wpływ zmiany rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia o 8,5 mln zł:
 - (+) w I-III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok
 - (+) w I-III kw. 2024 r. ujęto częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 20,7 mln zł związanej w kosztach w grudniu 2023 r. 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 I-III kw. 2023 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 276,2 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 6,5 mln zł:
 - (+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 28,4 mln zł
 - (+) spadek rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 25,5 mln zł
 - (+) wzrost wyniku na kontraktach CO₂ i aktualizacji wyceny o 7,8 mln zł
 - (-) spadek nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 27,2 mln zł

(-) spadek przychodów z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 13,9 mln zł

(-) zmiana odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 11,1 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

(+) spadek odpisów z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych o 804,7 mln zł, wpływ zmiany skutkuje powiększeniem wyniku netto o 651,8 mln zł - wpływ utworzonego w I-III kw. 2023 r. odpisu w segmencie Wydobycie

(+) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 188,2 mln zł wynikająca ze zmian wycen kontraktów walutowych oraz zrealizowanych różnic kursowych powiązanych z tymi kontraktami

(-) zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych o 46,5 mln zł

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w III kwartale 2024 r.

[tys. zł]	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	9 280 187	5 745 498	-3 534 689	-38,1%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	87 189	97 682	10 493	12,0%
Przychody ze sprzedaży gazu	16 892	-5	-16 897	-100,0%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 134 827	1 195 110	60 283	5,3%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	38 240	62 292	24 052	62,9%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	592	781	189	31,9%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	49 668	129 147	79 479	160,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	45 693	34 448	-11 245	-24,6%
Przychody ze sprzedaży węgla	87 675	100 893	13 218	15,1%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	241 131	276 835	35 704	14,8%
Przychody ze sprzedaży netto	10 982 094	7 642 681	-3 339 413	-30,4%
Rekompensaty	895 293	372 315	-522 978	-58,4%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	3 818	4 345	527	13,8%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	11 881 205	8 019 341	-3 861 864	-32,5%
Amortyzacja	425 241	384 963	-40 278	-9,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	775 556	798 339	22 783	2,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	3 589 102	2 352 943	-1 236 159	-34,4%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	4 985 905	2 437 201	-2 548 704	-51,1%
Usługi przesyłowe	165 399	156 816	-8 583	-5,2%
Inne usługi obce	340 408	280 281	-60 127	-17,7%
Podatki i opłaty	743 635	134 935	-608 700	-81,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	11 025 246	6 545 478	-4 479 768	-40,6%
Pozostałe przychody operacyjne	116 749	35 008	-81 741	-70,0%
Pozostałe koszty operacyjne	95 880	41 231	-54 649	-57,0%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-171 925	15 737	187 662	109,2%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(6 484)	(5 686)	798	12,3%
Odpis / (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(4 225)	0	4 225	100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	702 644	1 477 691	775 047	110,3%
Koszty finansowe	110 856	143 940	33 084	29,8%
Przychody finansowe	71 629	95 392	23 763	33,2%
Zyski / (straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	234 473	(99 226)	-333 699	-142,3%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	1 187	-10 002	-11 189	-942,6%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	899 077	1 319 915	420 838	46,8%
Podatek dochodowy	182 618	293 750	111 132	60,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	716 459	1 026 165	309 706	43,2%
EBITDA	1 123 660	1 862 654	738 994	65,8%

Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w III kwartale 2024 r. (wzrost o 739,0 mln zł):

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3 534,7 mln zł wynika głównie ze spadku średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 10,5 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 16,9 mln zł głównie w wyniku niższego wolumenu sprzedaży (czasowe zaprzestanie sprzedaży paliwa gazowego w 2024 r.)
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 60,3 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat przenoszonych oraz wyższym wolumenie dystrybucji energii
- (+) wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 24,1 mln zł wynikają głównie z większej ilości przyłączonych odbiorców w grupie III oraz OZE w II i III grupie
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 79,5 mln zł wynika głównie z wyższej sprzedaży ubocznych produktów spalania
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług o 11,2 mln zł wynika głównie z mniejszego zapotrzebowania na asortyment u klientów zewnętrznych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 13,2 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży węgla, przy jednocześnie niższej średniej cenie sprzedaży
- (+) wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy o 35,7 mln zł głównie w wyniku waloryzacji ceny obowiązku mocowego
- (-) spadek przychodów z tytułu rekompensat o 523,0 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 [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 2023 r. oraz w 2024 r. [ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji:
 - (-) w III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 895,3 mln zł
 - (+) w III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 359,8 mln zł
 - (+) w III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej usług dystrybucji energii elektrycznej w wysokości 12,2 mln zł
 - (+) w III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 22,8 mln zł spowodowany głównie wyższymi kosztami wynagrodzeń wraz z narzutami
- (+) spadek kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 1 236,2 mln zł wynika ze spadku kosztów emisji CO₂, kosztów zużycia węgla oraz kosztów zużycia biomasy dla całego Obszaru Wytwarzania
- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 2 548,7 mln zł wynika głównie z niższych średnich cen zakupu, przy niższym wolumenie zakupu
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 60,1 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów zadań zleczanych firmom zewnętrznym przy zmiennych stawkach za realizację tych usług
- (+) spadek kosztów podatków i opłat o 608,7 mln zł wynika głównie z braku rozpoznawanych kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w 2024 r.
- (+) wpływ zmiany rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia o 187,7 mln zł:
 - (+) w III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok
 - (+) w III kw. 2024 r. ujęto częściowe wykorzystanie rezerwy związanej w kosztach w grudniu 2023 r. 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 15,8 mln zł
 - (-) w III kw. 2023 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł

(-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 26,3 mln zł:

- (-) spadek wyceny transakcji terminowych energii i gazu o 52,8 mln zł
- (-) spadek nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 23,8 mln zł
- (+) wzrost wyniku na kontraktach CO₂ i aktualizacji wyceny o 37,2 mln zł
- (+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 17,4 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

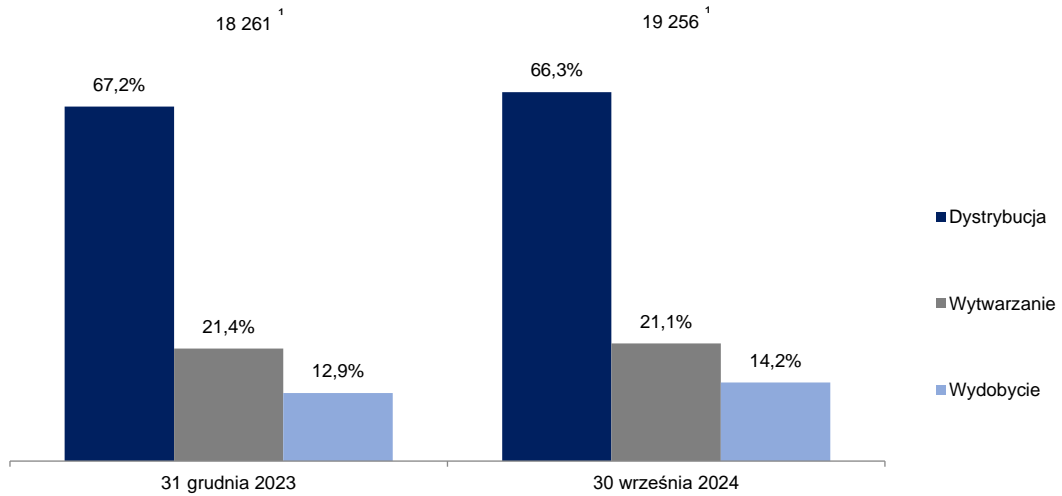
- (-) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 333,7 mln zł wynikająca ze zmian wycen kontraktów walutowych oraz zrealizowanych różnic kursowych powiązanych z tymi kontraktami
- (-) zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych o 11,2 mln zł

4.3. Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów

Aktywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2023	30 września 2024		
Aktywa trwałe	21 636 978	23 462 701	1 825 723	8,4%
Rzeczowe aktywa trwałe	18 261 023	19 255 645	994 622	5,4%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	840 307	852 105	11 798	1,4%
Wartości niematerialne	337 662	301 045	-36 617	-10,8%
Nieruchomości inwestycyjne	21 279	20 884	-395	-1,9%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	216 140	136 939	-79 201	-36,6%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1 703 670	2 311 422	607 752	35,7%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	75 032	63 359	-11 673	-15,6%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	6 647	338 644	331 997	4 994,7%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	8 991	11 941	2 950	32,8%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	979	1 245	266	27,2%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	165 248	169 472	4 224	2,6%
Aktywa obrotowe	17 473 767	14 965 757	-2 508 010	-14,4%
Prawa do emisji CO ₂	3 731 418	250 272	-3 481 146	-93,3%
Zapasy	1 954 315	1 374 876	-579 439	-29,6%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	6 776 525	5 389 687	-1 386 838	-20,5%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	15 762	14 995	-767	-4,9%
Aktywa z tytułu umów z klientami	528 106	447 393	-80 713	-15,3%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 303	1 834	531	40,8%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	1 295 694	35 251	-1 260 443	-97,3%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	144 511	65 184	-79 327	-54,9%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 026 133	7 386 265	4 360 132	144,1%
Razem aktywa	39 110 745	38 428 458	-682 287	-1,7%

Struktura rzeczowych aktywów trwałych

mln zł



¹ w tym wyłączenia

Główne czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 1 825,7 mln zł):

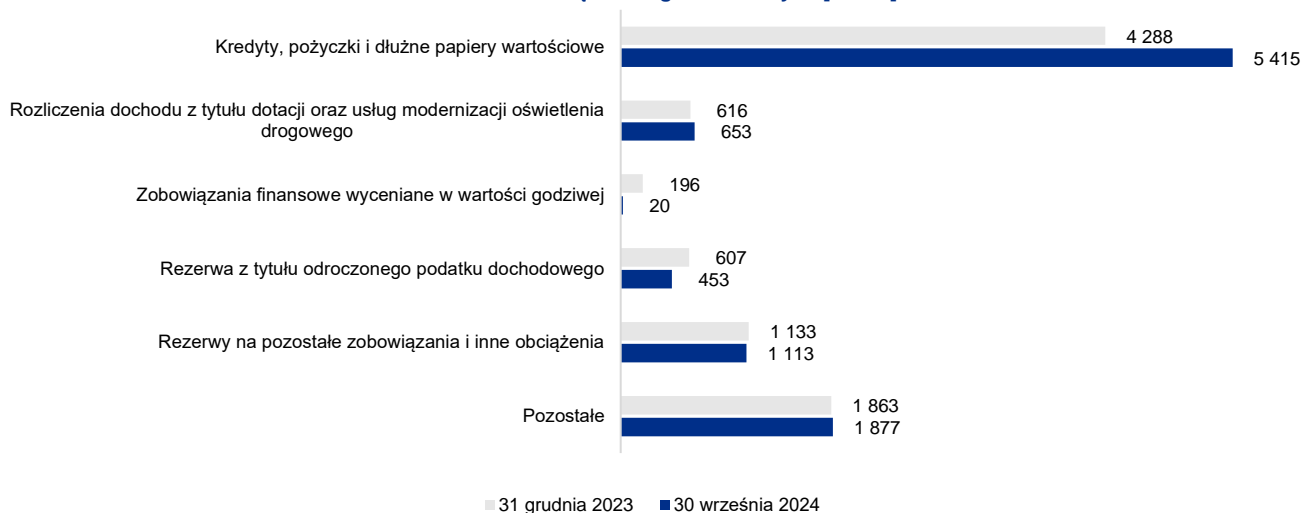
- 994,6 mln zł wzrost rzeczowych aktywów trwałych - w tym: wzrost wartości środków trwałych o 1 612 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia i odpisów o 618 mln zł
- 607,8 mln zł wzrost aktywów z tytułu odroczonego podatku - głównie wpływ zmiany wysokości rezerw na uprawnienia do emisji CO₂, odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny oraz wyceny instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń
- 332,0 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost wartości depozytów zabezpieczających transakcje futures zakupu uprawnień do emisji CO₂
- 79,2 mln zł spadek inwestycji w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych - głównie zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych
- 36,6 mln zł spadek wartości niematerialnych - w tym głównie wzrost wartości umorzenia i odpisów o 42 mln zł

Główne czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 2 508,0 mln zł):

- 3 481,1 mln zł spadek wartości praw do emisji CO₂ - w tym: 2 987,2 mln zł nabycie uprawnień w 2024 r., -6 468,3 mln zł umorzenie praw
- 1 386,8 mln zł spadek należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie spadek należności z tytułu podatków (z wyłączeniem podatku dochodowego), spadek należności handlowych oraz spadek należności z tytułu rekompensat
- 1 260,4 mln zł spadek pozycji należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego - zmiana rozliczeń z tytułu bieżącego podatku dochodowego (zwrot)
- 579,4 mln zł spadek wartości zapasów - w tym: spadek zapasów węgla, biomasy i świadectw pochodzenia energii
- 80,7 mln zł spadek pozycji aktywów z tytułu umów z klientami - wynika głównie ze zmiany poziomu niezafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej
- 79,3 mln zł spadek wartości aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej
- 4 360,1 mln zł wzrost poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów - głównie wzrost środków na rachunku bieżącym oraz wpływ otrzymanych rekompensat cen energii elektrycznej zgodnie z ustawą cenową, przy jednoczesnej zmianie salda na rachunkach VAT, spadku depozytów zabezpieczających rozliczenia IRGiT oraz zmianie wysokości środków celowych z tytułu handlu prawami do emisji CO₂

Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2023	30 września 2024		
Razem kapitał własny	15 439 599	18 396 559	2 956 960	19,2%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 348 670	3 348 670	-	-
Kapitał rezerwow y z wyceny instrumentów zabezpieczających	55 249	13 080	-42 169	-76,3%
Zyski zatrzymane	9 858 705	13 149 776	3 291 071	33,4%
Udziały niekontrolujące	1 500 669	1 208 727	-291 942	-19,5%
Razem zobowiązania	23 671 146	20 031 899	-3 639 247	-15,4%
Zobowiązania długoterminowe	8 703 088	9 531 091	828 003	9,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	14 968 058	10 500 808	-4 467 250	-29,8%
Razem pasywa	39 110 745	38 428 458	-682 287	-1,7%

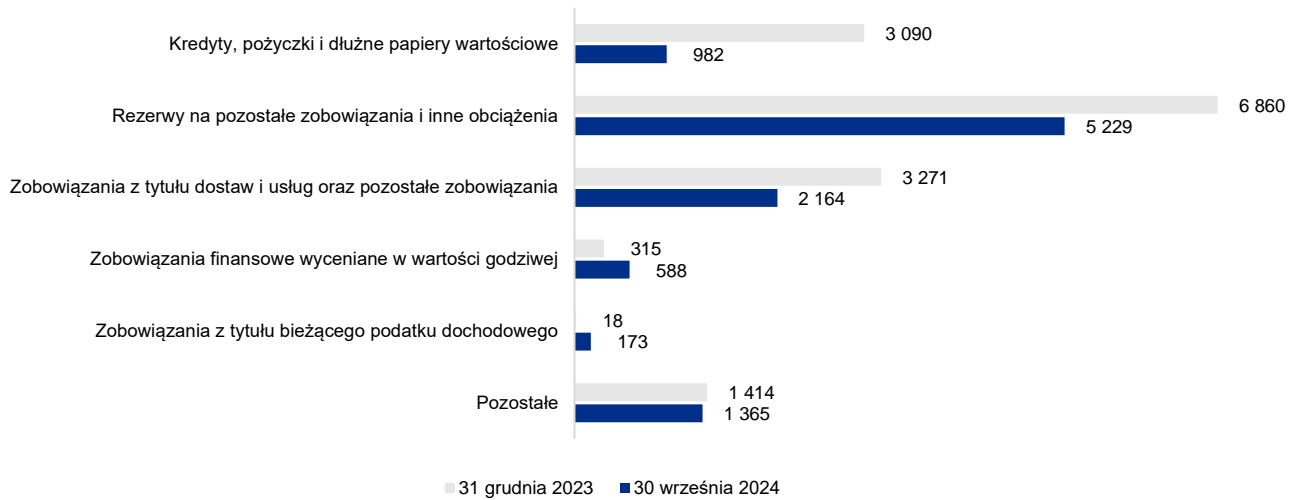
Struktura zobowiązań długoterminowych [mln zł]



Główne czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (wzrost o 828,0 mln zł):

- 1 127,1 mln zł wzrost pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - głównie emisja obligacji oraz pozyskanie dodatkowego finansowania w postaci kredytu, przy jednoczesnej spłacie transzy kredytu konsorcjalnego i reklasyfikacji części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe
- 37,0 mln zł wzrost rozliczeń dochodu z tytułu dotacji oraz usług modernizacji oświetlenia drogowego
- 176,3 mln zł spadek zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie zmiana wyceny kontraktów FX Forward
- 154,0 mln zł spadek rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego

Struktura zobowiązań krótkoterminowych [mln zł]



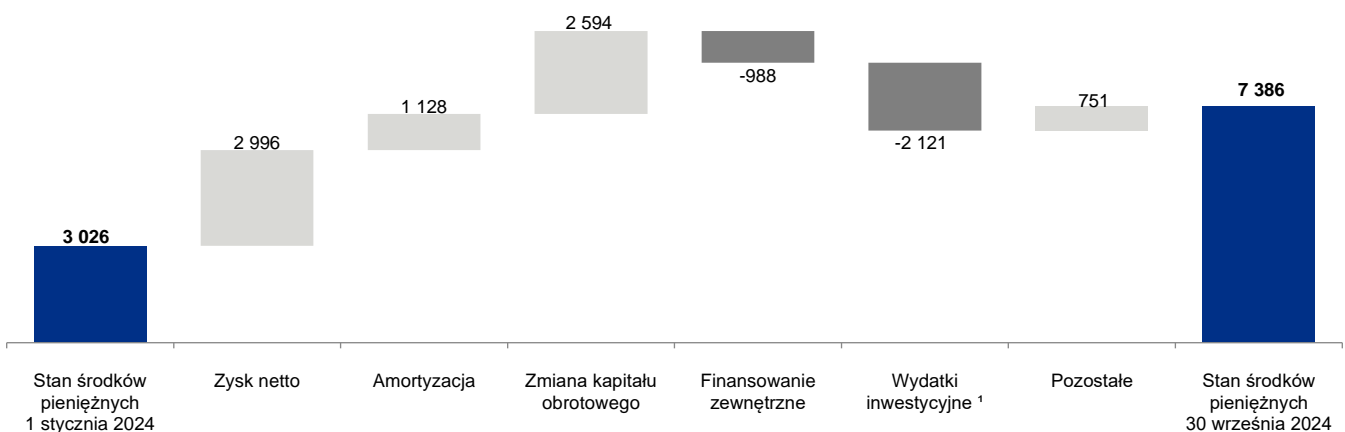
Główne czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 4 467,3 mln zł):

- 2 108,1 mln zł spadek pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - głównie wykup obligacji i spłata rat kredytowych, przy jednoczesnej reklasyfikacji części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe
- 1 631,3 mln zł spadek rezerw na zobowiązania i inne obciążenia - w tym: spadek rezerw na zakup uprawnień do emisji CO₂, spadek rezerw na świadectwa pochodzenia energii
- 1 106,6 mln zł spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań - spadek zobowiązań handlowych, spadek zobowiązań inwestycyjnych, przy jednoczesnym wzroście zobowiązań z tytułu podatków
- 273,4 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie zmiana wyceny kontraktów FX Forward
- 154,6 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu bieżącego podatku dochodowego - zmiana rozliczeń z tytułu bieżącego podatku dochodowego

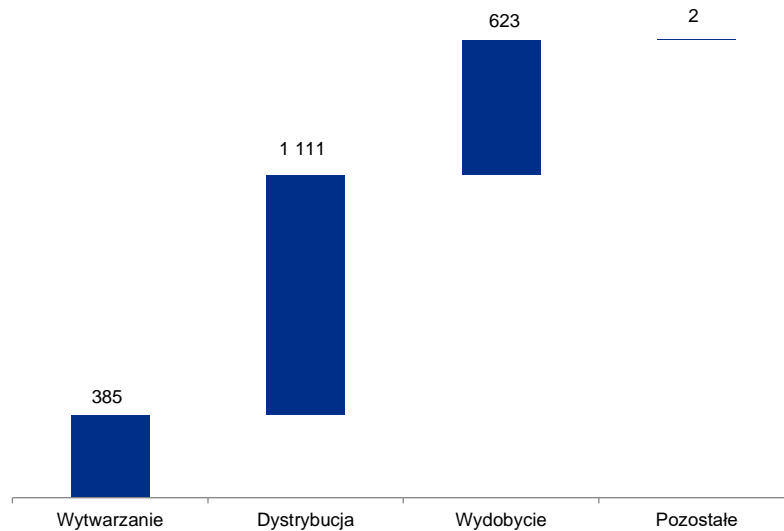
4.4. Sytuacja pieniężna

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 010 803	7 781 706	2 770 903	55,3%
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 920 454)	(2 059 515)	-139 061	-7,2%
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	560 034	(1 362 059)	-1 922 093	-343,2%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	3 650 383	4 360 132	709 749	19,4%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	1 563 716	3 026 133	1 462 417	93,5%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	5 214 099	7 386 265	2 172 166	41,7%

Przeplwy pieniężne w I-III kw. 2024 r. [mln zł]



Wydatki inwestycyjne ¹ GK ENEA w I-III kw. 2024 r. [mln zł]



¹ Nabycie/ zbycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabycie/ zbycie jednostek zależnych, stowarzyszonych i wspólnie kontrolowanych

4.5. Analiza wskaźnikowa

Definicje wskaźników zamieszczone zostały w rozdziale 9 Słownik pojęć i skrótów.

	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	III kw. 2023 r.	III kw. 2024 r.
Wskaźniki rentowności				
ROE - rentowność kapitału własnego ¹	5,3%	21,7%	17,3%	22,3%
ROA - rentowność aktywów ¹	2,3%	10,4%	7,5%	10,7%
Rentowność netto	1,8%	12,4%	6,0%	12,8%
Rentowność operacyjna	4,0%	17,5%	5,9%	18,4%
Rentowność EBITDA	9,6%	22,1%	9,5%	23,2%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej				
Wskaźnik bieżącej płynności	1,0	1,4	1,0	1,4
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	68,4%	78,4%	68,4%	78,4%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	56,7%	52,1%	56,7%	52,1%
Dług netto / EBITDA LTM	0,48	0,02	0,48	0,02
Wskaźniki aktywności gospodarczej				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach ²	44	69	44	70
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach ³	36	54	37	55
Cykl rotacji zapasów w dniach	14	27	15	27

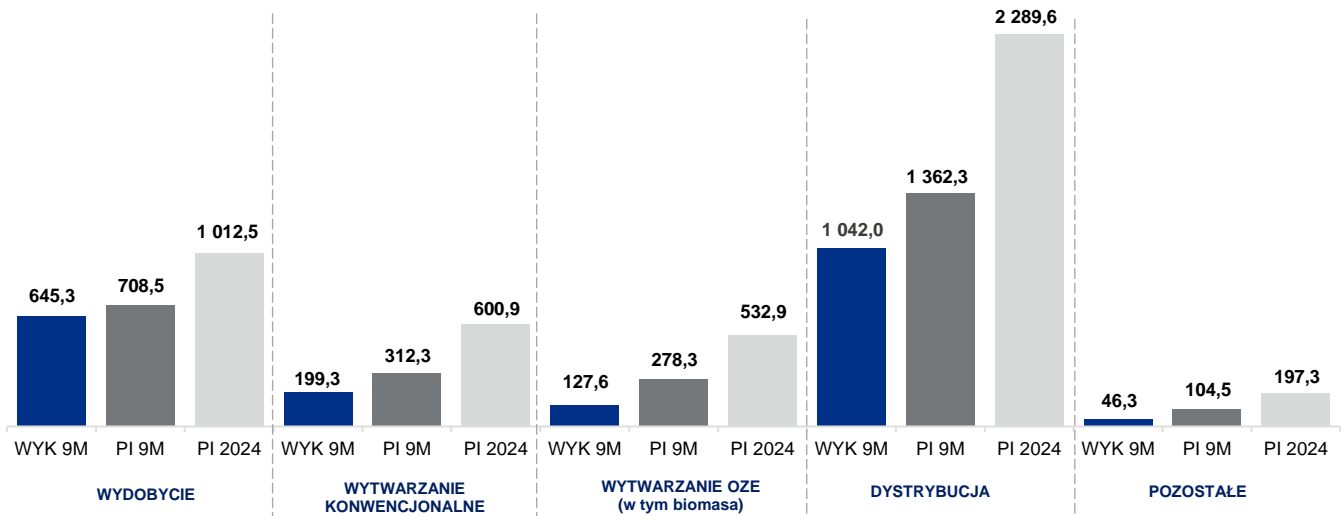
¹ Licznik wskaźnika tj. zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego podlega annualizacji

² Należności z tytułu dostaw i usług – handlowe, aktywa z tytułu umów z klientami i koszty doprowadzenia do zawarcia umowy

³ Zobowiązania z tytułu dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tytułu umów z klientami

4.6. CAPEX – nakłady inwestycyjne GK ENEA

mln zł



CAPEX – nakłady inwestycyjne [mln zł]	Wykonanie III kw. 2023 r.	Wykonanie III kw. 2024 r.	Wykonanie III kw. 2024 r./ Plan III kw. 2024 r.	Wykonanie I-III kw. 2023	Wykonanie I-III kw. 2024	Wykonanie I-III 2024 r./ Plan I-III 2024 r.	Plan 2024 r.	Wykonanie I-III 2024 r./ Plan 2024 r.
Wydobycie	212,6	168,8	73,6%	557,5	645,3	91,1%	1 012,5	63,7%
Wytwarzanie	124,9	146,8	64,0%	329,4	326,9	55,4%	1 133,8	28,8%
Dystrybucja	446,1	396,2	70,3%	1 127,4	1 042,0	76,5%	2 289,6	45,5%
Pozostałe	74,1	16,4	40,1%	310,0	46,3	44,3%	197,3	23,5%
Razem	857,7	728,2	68,5%	2 324,3	2 060,5	74,5%	4 633,2	44,5%

Inwestycje związane z ochroną środowiska

Wyszczególnienie [mln zł]	Wykonanie III kw. 2024 r.	Wykonanie I-III kw. 2024 r.
Grupa Kapitałowa Lubelski Węgiel Bogdanka – inwestycje środowiskowe	9,6	25,3
ENEA ELKOGAZ – budowa bloku gazowo-parowego BGP1	2,3	11,0
ENEA Ciepło - Modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymagań środowiskowych - ETAP II	4,0	5,0
Dostosowanie Elektrowni Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	2,3	3,7
Wymiana modułów SCR w Elektrowni Połaniec	0,0	3,7
Pozostałe	1,1	3,5
Łącznie inwestycje związane z ochroną środowiska	19,3	52,2

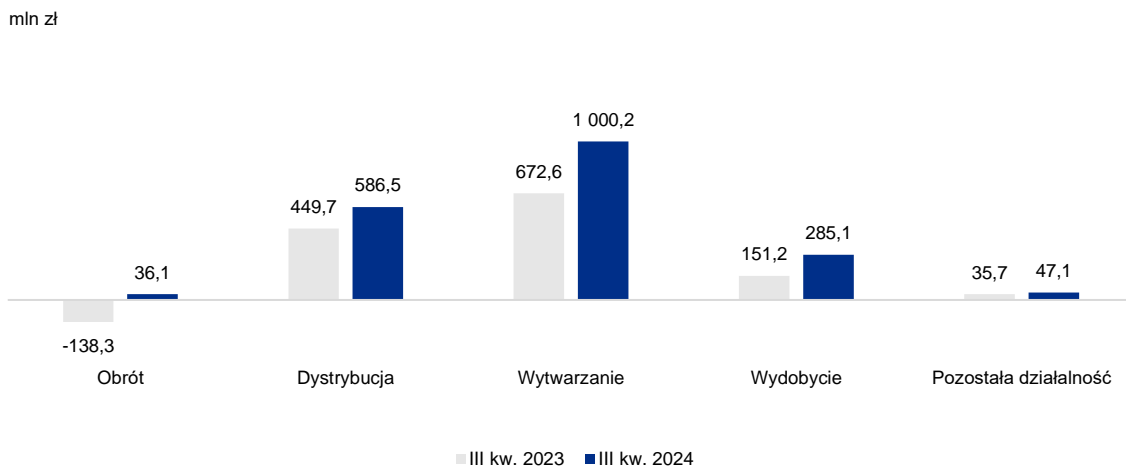
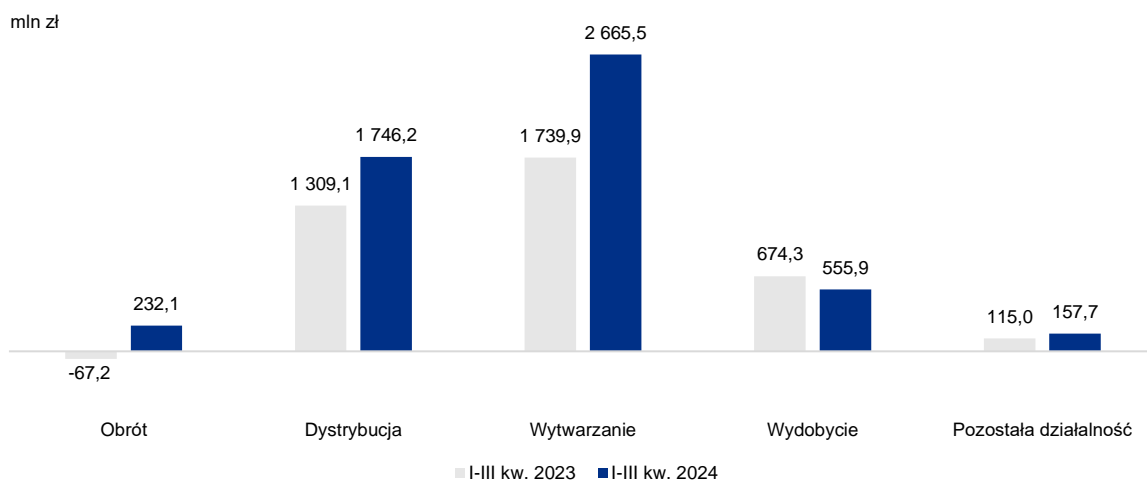
Realizacja kluczowych projektów inwestycyjnych w I-III kw. 2024 r.

- Przyłączanie nowych odbiorców i nowych źródeł 579,9 mln zł (ENEA Operator)
- Modernizacja i odtworzenie majątku 328,9 mln zł (ENEA Operator)
- Zakup kompleksu kombajnowego 168,7 mln zł (LWB)
- Budowa FW Bejsce (20 MW) 101,1 mln zł (SPV)
- Modernizacje bloków nr 1, 5 i 11 – 53,7 mln zł (Elektrownia Kozienice)

4.7. Dane operacyjne, finansowe i realizacja kluczowych projektów inwestycyjnych w poszczególnych obszarach działalności GK ENEA

4.7.1. Wyniki finansowe w obszarach

EBITDA [tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Obrót	-67 240	232 050	299 290	445,1%	-138 318	36 122	174 440	126,1%
Dystrybucja	1 309 129	1 746 185	437 056	33,4%	449 731	586 491	136 760	30,4%
Wytwarzanie	1 739 949	2 665 537	925 588	53,2%	672 591	1 000 228	327 637	48,7%
Wydobycie	674 295	555 851	-118 444	-17,6%	151 233	285 050	133 817	88,5%
Pozostała działalność	115 017	157 697	42 680	37,1%	35 742	47 131	11 389	31,9%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-331 294	-24 245	307 049	92,7%	-47 319	-92 368	-45 049	-95,2%
EBITDA Razem	3 439 856	5 333 075	1 893 219	55,0%	1 123 660	1 862 654	738 994	65,8%



Na dzień 30 września 2024 r. spółki z GK ENEA zatrudniały na umowę o pracę 18 027 osób, w tym ENEA S.A. 398 osób. Poniższa tabela przedstawia dane na temat zatrudnienia w GK ENEA, uwzględniając Pracowników czasowo zawieszonych w zatrudnieniu, tj. przebywających na urloпах wychowawczych bądź urloпах bezpłatnych powyżej 30 dni lub otrzymujących świadczenia rehabilitacyjne.

osoby	Stan na 31.12.2023 r.	Stan na 30.09.2024 r.	Zmiana
Obrót	589	524	-65
Dystrybucja	5 439	5 384	-55
Wytwarzanie	4 191	4 135	-56
Wydobycie	6 160	6 195	35
Pozostała działalność	1 848	1 789	-59
Razem	18 227	18 027	-200

4.7.2. Obszar Obrotu

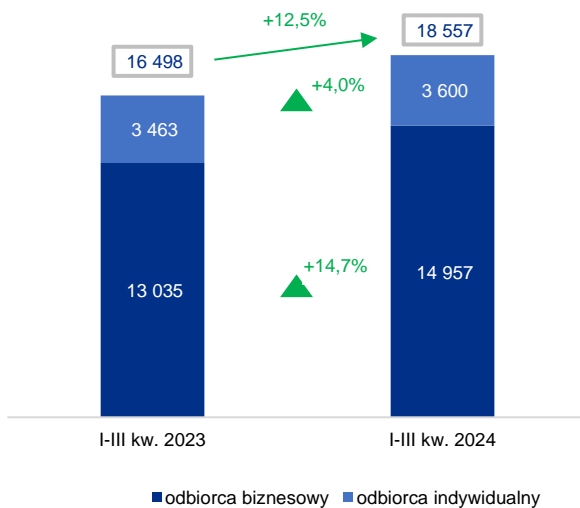
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez ENEA S.A.

Dodatkowo, w obszarze Obrotu prezentowane są dane finansowe ENEA Trading i ENEA Power&Gas Trading (3 kwietnia 2023 r. nastąpił podział przez wydzielenie i przeniesienie części majątku spółki ENEA Trading, w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa, na spółkę ENEA Power&Gas Trading).

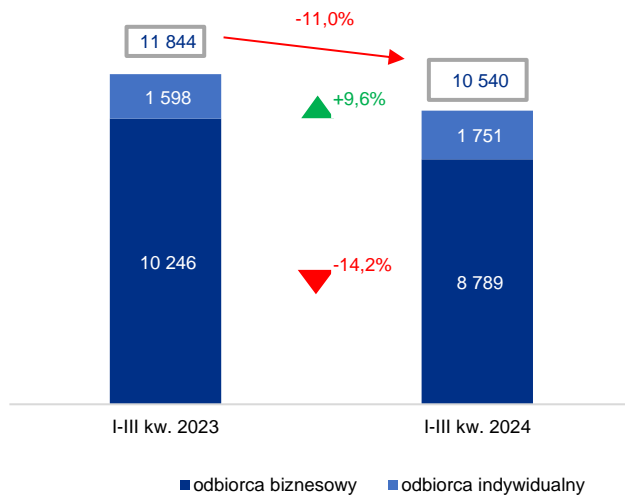
Dane operacyjne

	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym [GWh]	16 973	18 558	1 585	9,3%	5 422	6 063	641	11,8%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii) (stan na koniec okresu sprawozdawczego) [tys.]	2 715	2 746	31	1,1%	2 715	2 746	31	1,1%

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



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



W I-III kw. 2024 r. w stosunku do I-III kw. 2023 r. łączny wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego był wyższy o 1 585 GWh, tj. o 9,3%. Wzrost spowodowany był zmianą portfela klientów.

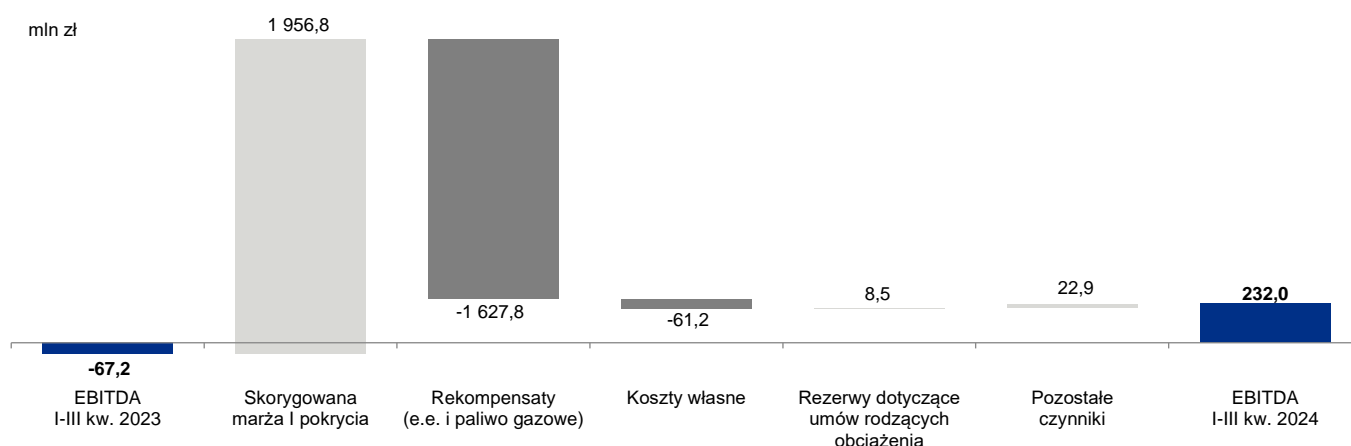
W segmencie odbiorców biznesowych odnotowano wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 1 922 GWh, tj. o 14,7% i wzrost wolumenu w segmencie gospodarstw domowych o 137 GWh, tj. 4,0%. Wolumen sprzedaży paliwa gazowego w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego spadł o 474 GWh, tj. o 99,8%, co spowodowane jest zaprzestaniem świadczenia w 2024 r. usługi kompleksowej odbiorcom końcowym zużywającym paliwo gazowe na potrzeby gospodarstw domowych oraz małego biznesu.

Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w I-III kw. 2024 r. spadły w stosunku do I-III kw. 2023 r. o 1 294 mln zł, tj. o 11,9%, co jest odzwierciedleniem spadku cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	15 657 581	17 722 794	2 065 213	13,2%	4 741 985	4 522 688	-219 297	-4,6%
Rekompensaty	2 688 185	1 072 629	-1 615 556	-60,1%	795 852	372 513	-423 339	-53,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	18 345 766	18 795 423	449 657	2,5%	5 537 837	4 895 201	-642 636	-11,6%
EBIT	-68 834	229 751	298 585	433,8%	-138 837	35 315	174 152	125,4%
Amortyzacja	1 594	2 299	705	44,2%	519	807	288	55,5%
EBITDA	-67 240	232 050	299 290	445,1%	-138 318	36 122	174 440	126,1%
Marża EBITDA	-0,4%	1,2%	1,6 p.p.	-	-2,5%	0,7%	3,2 p.p.	-
CAPEX ¹	62	0	-62	-100,0%	36	0	-36	-100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	41,0%	47,1%	6,1 p.p.	-	38,4%	41,3%	2,9 p.p.	-

¹ Bez inwestycji kapitałowych ENEA S.A.



Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2024 r. (wzrost o 299,3 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (wzrost o 1 956,8 mln zł)

- (+) spadek średniej ceny zakupu energii o 30,3%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 12,5%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 71,1%
- (+) czasowe zaprzestanie sprzedaży paliwa gazowego w 2024 r.
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 20,9%
- (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty dotyczące energii elektrycznej i paliwa gazowego (spadek o 1 627,8 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 2023 r. oraz w 2024 r. [art. 8, ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji

- (-) w I-III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 2 688,2 mln zł
- (+) w I-III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 1 059,9 mln zł
- (+) w I-III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł

Koszty własne (wzrost o 61,2 mln zł)

- (-) wzrost kosztów bezpośrednich sprzedaży o 51,8 mln zł
- (-) wzrost kosztów usług wspólnych o 5,7 mln zł
- (-) wzrost kosztów ogólnego zarządu o 3,7 mln zł

Rezerwy dotyczące umów rodzących obciążenia (spadek o 8,5 mln zł)

(+) w I-III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 r.

(+) w I-III kw. 2024 r. ujęto częściowe wykorzystanie rezerwy zawiązanej w kosztach w grudniu 2023 r. 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 20,7 mln zł

(-) w I-III kw. 2023 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 276,2 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2022 r. na stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł

Pozostałe czynniki (wzrost o 22,9 mln zł)

(+) spadek kosztów darowizn o 12,5 mln zł

(+) spadek kosztów usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 10,8 mln zł

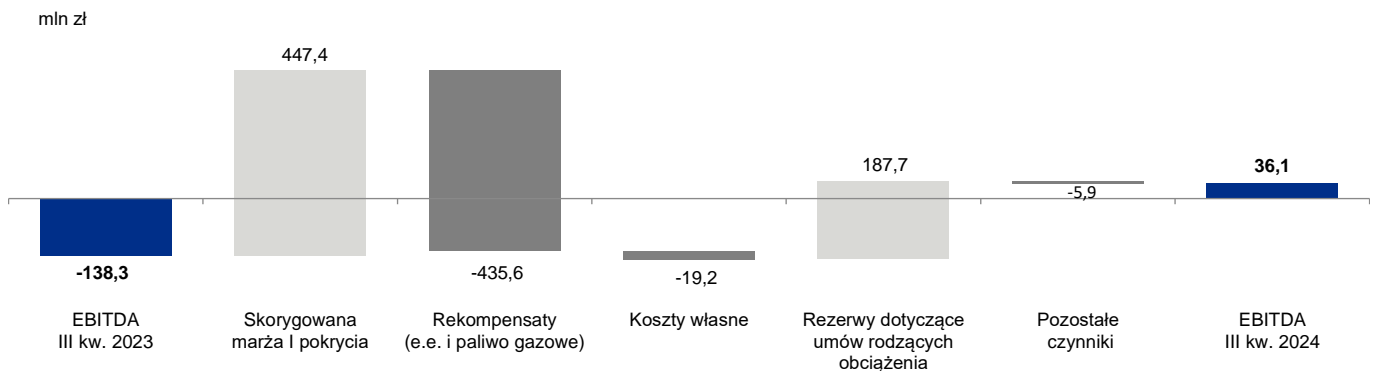
(+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług o 7,8 mln zł

(+) spadek kosztów rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 3,7 mln zł

(-) wzrost odpisanych należności w koszty o 4,6 mln zł

(-) spadek zysku ze sprzedaży prawa wieczystego użytkowania gruntu, sprzedaży lokali i innych środków trwałych o 4,3 mln zł

(-) wzrost kosztów postępowań sądowych o 2,6 mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kw. 2024 r. (wzrost o 174,4 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (wzrost o 447,4 mln zł)

(+) spadek średniej ceny zakupu energii o 26,3%

(+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 14,0%

(+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 62,6%

(-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 18,8%

(-) czasowe zaprzestanie sprzedaży paliwa gazowego w 2024 r.

(-) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty dotyczące energii elektrycznej i paliwa gazowego (spadek o 435,6 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 2023 r. oraz w 2024 r. [art. 8, ustawa o limitach cen], a w przypadku paliwa gazowego zgodnie z zapisami ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji

(-) w III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 795,9 mln zł

(+) w III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 359,8 mln zł

(+) w III kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej paliwa gazowego w wysokości 0,5 mln zł

Koszty własne (wzrost o 19,2 mln zł)

- (-) wzrost kosztów bezpośrednich sprzedaży o 16,7 mln zł
- (-) wzrost kosztów usług wspólnych o 3,0 mln zł

Rezerwy dotyczące umów rodzących obciążenia (spadek o 187,7 mln zł)

(+) w III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok

(+) w III kw. 2024 r. ujęto częściowe wykorzystanie rezerwy zawiązanej w kosztach w grudniu 2023 r. 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 15,8 mln zł

(-) w III kw. 2023 r. ujęto w przychodach częściowe wykorzystanie rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2022 r. na stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł

Pozostałe czynniki (spadek o 5,9 mln zł)

- (-) wzrost kosztów usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 20,1 mln zł
- (+) spadek kosztów darowizn o 8,0 mln zł
- (+) spadek kosztów rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 3,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług o 2,6 mln zł

Kluczowe projekty:

Obszar Handlu Detalicznego i Obsługi Klienta

- Działania w ramach projektu *Dostosowania systemów obsługi klienta Grupy Kapitałowej ENEA do zmian Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE)*. Celem CSIRE jest uproszczenie modelu wymiany informacji między uczestnikami rynku energii. GK ENEA ma obowiązek dostosować swoją organizację, procesy oraz systemy IT do CSIRE do ustawowego terminu
- Prace nad wdrożeniem rozwiązań do komunikacji z Krajowym Systemem eFaktur (KSeF) w zakresie systemów bilingowych ENEA. ENEA ma obowiązek wdrożyć rozwiązanie do lutego 2026 r.
- Prace w zakresie przystosowania systemów bilingowych do rozliczania prosumenta lokatorskiego, spółdzielni energetycznych, prosumentów net-billing na podstawie rynkowej ceny energii elektrycznej oraz umów z ceną dynamiczną
- Wdrożenie i uruchomienie Aplikacji Mobilnej dla klientów ENEA S.A.
- Kontynuacja prac nad wprowadzeniem automatyzacji procesów obsługowych z wykorzystaniem m.in. robotyzacji procesów biznesowych
- Wznowienie ofertowania paliwa gazowego dla dużych Klientów biznesowych

Obszar Handlu Hurtowego

- Kontynuacja projektu *Dostosowanie (adaptacja) spółek GK ENEA do zmian funkcjonowania Rynku Bilansującego w Polsce*
- Projekt *Rozwój działalności w obszarze obrotu biomasą przez ENEA Trading sp. z o.o.* – obecnie w rewizji z uwagi na zmianę uwarunkowań

4.7.3. Obszar Dystrybucji



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

ENEA Operator odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,8 mln Klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km². Podstawowym zadaniem ENEA Operator jest dostarczanie energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu odpowiednich parametrów jakościowych.

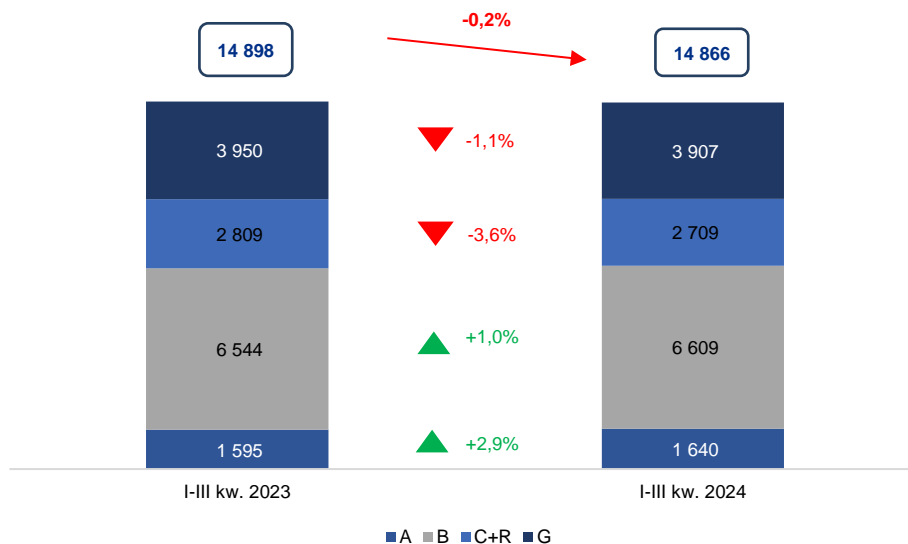
W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe spółek: ENEA Operator, ENEA Serwis, ENEA Pomiary i ENEA Logistyka.

Dane operacyjne

	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym [GWh]	14 898 ¹	14 866	-32	-0,2%	4 832 ¹	4 877	45	0,9%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego) [tys.]	2 781	2 816	35	1,3%	2 781	2 816	35	1,3%

¹ Zmiana prezentacyjna

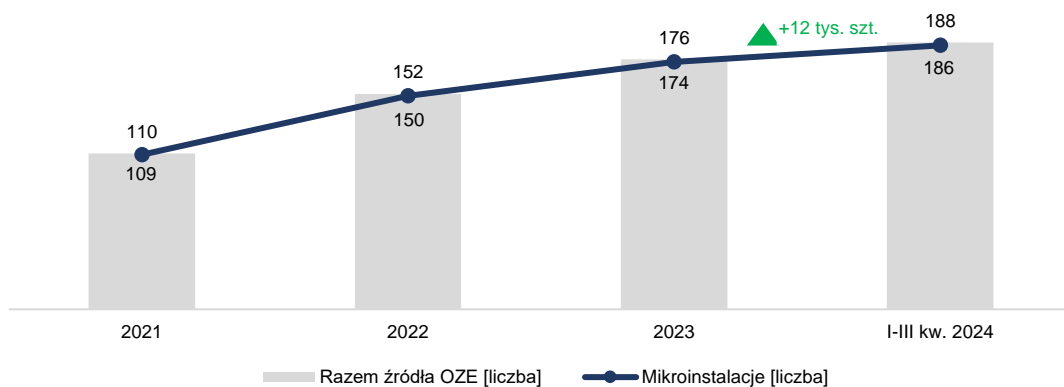
Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



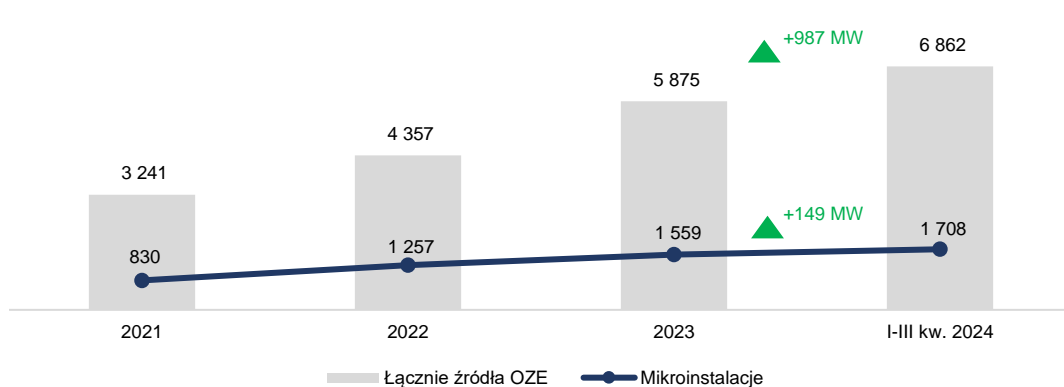
Przyłączone źródła OZE na terenie działania ENEA Operator w okresie 2020 r. – I-III kw. 2024 r.

	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]
2020	586	61 990	62 576	1 896	435	2 331
2021	840	108 873	109 713	2 411	830	3 241
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
I-III kw. 2024	2 126	185 874	188 000	5 154	1 708	6 862

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



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



Liczba i długość przyłączy

Wyszczególnienie	2023 r.		I-III kw. 2024 r.	
	Liczba [szt.]	Długość [km]	Liczba [szt.]	Długość [km]
Napowietrzne	353 263	6 965	364 298	6 940
Kablowe	704 581	6 612	738 644	6 624
Razem	1 057 844	13 577	1 102 942	13 564

Liczba stacji elektroenergetycznych [szt]

Wyszczególnienie	2023 r.	I-III kw. 2024 r.
110 kV	258	259
SN	39 639	39 953
Razem	39 897	40 212

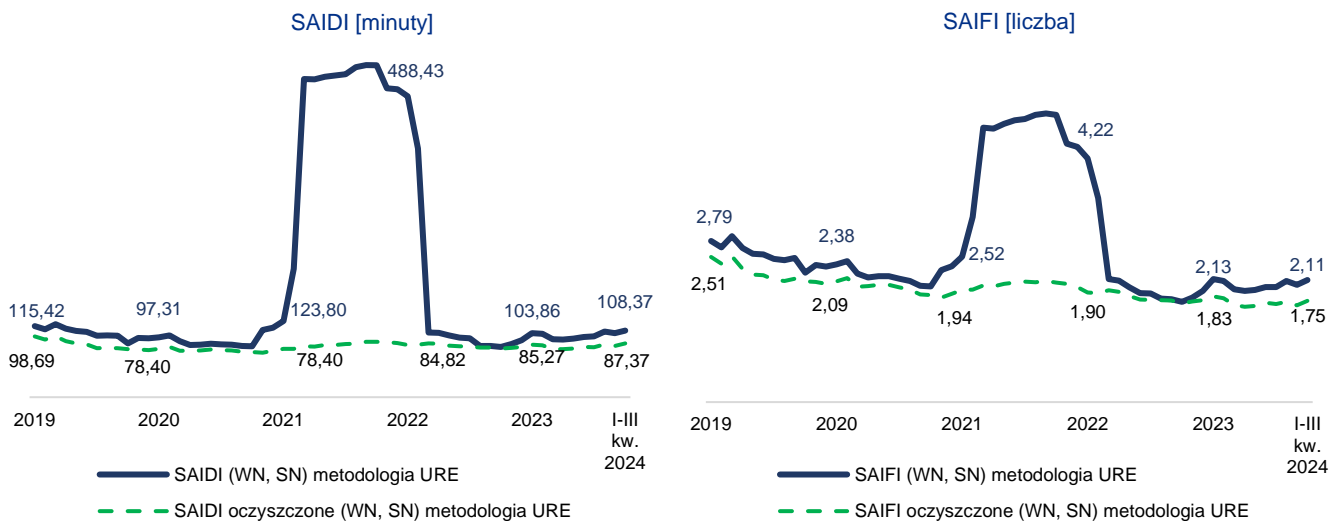
Długość linii [km]

Długość linii w przeliczeniu na jeden tor [km]	2023			I-III kw. 2024		
	WN	SN	nN ¹	WN	SN	nN ¹
linie napowietrzne	5 440	32 675	26 898	5 430	32 572	26 830
linie kablowe	74	14 237	31 434	74	14 610	32 044
Razem	5 514	46 912	58 332	5 504	47 182	58 874

¹ bez przyłączy

Łączna wartość regulacyjna aktywów (WRA) uwzględniona w kalkulacji taryfy na rok 2023 (w tym również tzw. WRA_AMI) wyniosła: 10 009 381 tys. zł.

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



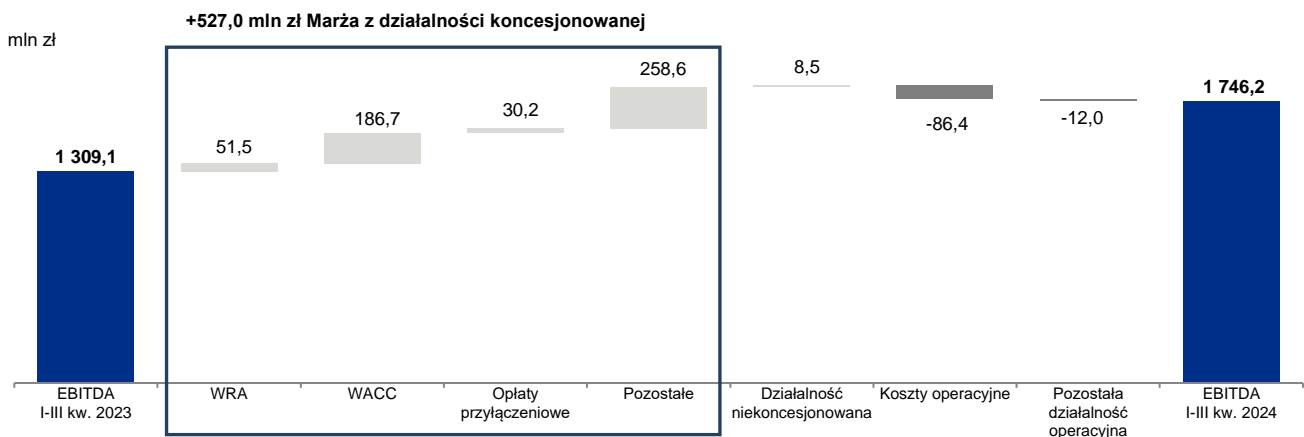
Zestawienie SAIDI i SAIFI wyznaczonych zgodnie z metodologią zawartą w dokumencie Urzędu Regulacji Energetyki pt. *Regulacja Jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności)* w porównaniu do oczyszczonych wskaźników SAIDI i SAIFI stanowiących zagregowaną do poziomu spółki wartość obszarowych oczyszczonych wskaźników dotyczących czasu trwania oraz częstości przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (CTP - czas trwania przerw oraz CP - częstość przerw wyznaczonych dla obszarów: Wieś, Miasto, Miasto na prawach powiatu) wyznaczonych zgodnie z metodologią zawartą w dokumencie Urzędu Regulacji Energetyki pt. *Regulacja Jakościowa w latach 2018-2022 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności)*. Oczyszczone wskaźniki wyznaczane są dla sieci na poziomach napięć: wysokim oraz średnim (nie zawierają przerw sieci niskiego 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 dla I-III kw. 2024 r. zostały wyliczone z ostatnich 12 miesięcy.

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	3 665 615	3 707 734	42 119	1,1%	1 212 774	1 291 615	78 841	6,5%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	3 351 707	3 408 015	56 308	1,7%	1 101 175	1 172 532	71 357	6,5%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	102 222	132 427	30 205	29,5%	38 157	62 112	23 955	62,8%
<i>pozostałe</i>	211 686	167 292	-44 394	-21,0%	73 442	56 971	-16 471	-22,4%
Rekompensaty	322 048	197 435	-124 613	-38,7%	99 441	-198	-99 639	-100,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 987 663	3 905 169	-82 494	-2,1%	1 312 215	1 291 417	-20 798	-1,6%
EBIT	761 562	1 148 841	387 279	50,9%	261 586	384 378	122 792	46,9%
Amortyzacja	547 567	597 344	49 777	9,1%	188 145	202 113	13 968	7,4%
EBITDA	1 309 129	1 746 185	437 056	33,4%	449 731	586 491	136 760	30,4%
Marża EBITDA	32,8%	44,7%	11,9 p.p.	-	34,3%	45,4%	11,1 p.p.	-
CAPEX	1 127 364	1 041 962	-85 402	-7,6%	446 130	396 222	-49 908	-11,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	8,9%	9,8%	0,9 p.p.	-	9,1%	10,9%	1,8 p.p.	-



Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2024 r. (wzrost o 437,1 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 527,0 mln zł)

- (+) wpływ wzrostu WRA +51,5 mln zł
- (+) wpływ zmiany WACC +186,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenie o 30,2 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 258,6 mln zł, w tym głównie niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby różnicy bilansowej oraz potrzeb własnych oraz niższy wpływ rozliczenia konta regulacyjnego

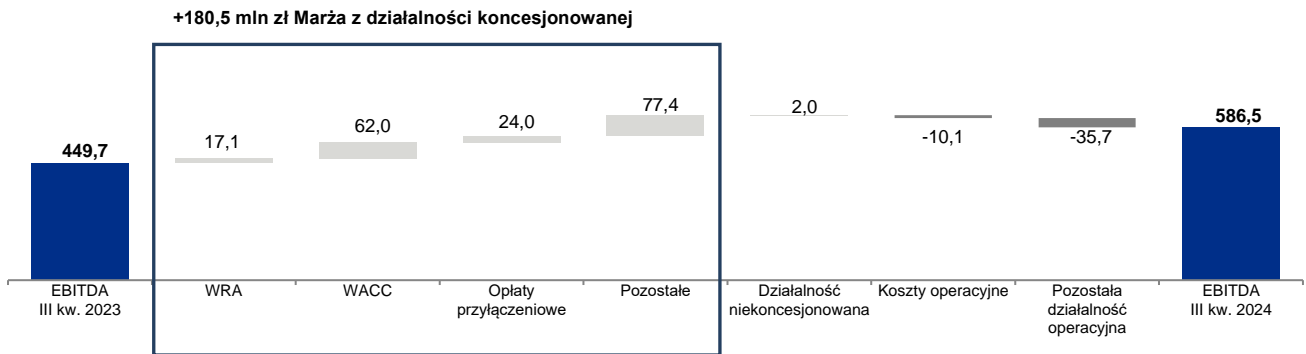
Koszty operacyjne (wzrost o 86,4 mln zł)

- (-) wzrost kosztów usług obcych o 49,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 31,7 mln zł
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 17,7 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 12,6 mln zł

Pozostała działalność operacyjna (spadek o 12,0 mln zł)

- (-) spadek przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej o 35,5 mln zł
- (+) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 15,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów z tytułu rozliczenia dotacji o 7,0 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 1,5 mln zł

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kw. 2024 r. (wzrost o 136,8 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 180,5 mln zł)

- (+) wpływ wzrostu WRA +17,1 mln zł
- (+) wpływ zmiany WACC +62,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenie o 24,0 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 77,4 mln zł, w tym głównie niższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby różnicy bilansowej oraz potrzeb własnych oraz niższy wpływ rozliczenia konta regulacyjnego

Koszty operacyjne (wzrost o 10,1 mln zł)

- (-) wzrost kosztów usług obcych o 16,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 6,3 mln zł
- (+) spadek kosztów świadczeń pracowniczych o 8,6 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 3,8 mln zł

Pozostała działalność operacyjna (spadek o 35,7 mln zł)

- (-) spadek przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej o 27,6 mln zł
- (-) zmiana stanu odpisów aktualizujących o 4,8 mln zł
- (-) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 2,1 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 1,2 mln zł

CAPEX - Realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie	Wykonanie I-III kw. 2024	Plan I-III kw. 2024	Plan 2024
ENEA Operator	1 038,1	1 353,4	2 269,9
modernizacja i odtworzenie majątku	328,9	517,4	982,4
przyłącza nowych odbiorców, źródeł i OSD	579,9	655,5	912,9
liczniki i układy pomiarowe	45,3	48,9	156,7
teleinformatyka	42,7	87,6	137,5
pozostałe	41,2	44,3	80,4

W okresie I-III kw. 2024 r. ENEA Operator realizowała szereg projektów i działań, kluczowych dla zapewnienia sprawnego funkcjonowania OSD. Wśród nich należy wskazać:

1. Projekt *Dostosowanie systemów informatycznych i procesów biznesowych do współpracy z Centralnym Systemem Informacji o Rynku Energii*, dotyczący przygotowania się ENEA Operator do wdrożenia przez PSE S.A. jako Operatora Informacji Rynku Energii Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii. W okresie I-III kw. 2024 r. ENEA Operator przeprowadziła następujące czynności:
 - w zakresie systemu pomiarowego – przeprowadzono postępowanie przetargowe z wykonawcą, zawarto stosowną umowę na realizację prac oraz dokonano już odbioru I oraz II etapu prac,

- w zakresie systemu bilansującego – uruchomiono postępowanie przetargowe na realizację zmian w systemie, w chwili obecnej proces wyboru wykonawcy jest na ukończeniu,
- w zakresie systemu bilingowego – trwały intensywne prace związane z przygotowaniem do postępowania przetargowego związanego z uzyskaniem zgód na realizację zadania i ustalenia kwestii finansowania zadania, w chwili obecnej uruchomiono postępowanie przetargowe i prowadzone są negocjacje z wykonawcą.

ENEA Operator dokonała również stosownych zamówień narzędzi wspomagających proces migracji danych do CSIRE, a także rozpoczęła etap testowy migracji danych do tego systemu. Istotnym elementem przygotowania ENEA Operator do wdrożenia CSIRE jest także proces organizacyjny, tj. realizacja zmian pod kątem zmian organizacyjnych, jej struktury, zmian procedur i zasad obowiązujących w spółce, a także współpracy z podmiotami zewnętrznymi współpracującymi z ENEA Operator. Jest to proces ciągły do czasu uruchomienia CSIRE w Polsce.

2. W ENEA Operator 29 grudnia 2023 r. uruchomiono, zgodnie z *Ustawą Prawo Zamówień Publicznych*, trzyetapowe postępowanie w trybie partnerstwa innowacyjnego pn. *Zaprojektowanie, produkcja i dostawa bezpośrednich 1 i 3 fazowych liczników zdalnego odczytu energii elektrycznej z modułami: 2G/LTE/CAT-M1/NB2/ e-SIM i W-Mbus (HAN)*. W ramach postępowania przewiduje się dostawę 3 mln szt. liczników LZO układów pomiarowych bezpośrednich w latach od 2025 do 2030. Postępowanie prowadzone jest w celu realizacji zapisów nowelizacji *Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne*, która nałożyła na operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce, obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii u odbiorców końcowych. Ustawa wymaga instalacji LZO do 31 grudnia 2028 r. dla co najmniej 80% punktów poboru energii oraz do 4 lipca 2031 r. dla 100% łącznej liczby punktów poboru energii punktów poboru energii przyłączanych do sieci ENEA Operator.
Wnioski o dopuszczenie do udziału w postępowaniu złożyło dziewięciu wykonawców. W toku postępowania dokonano weryfikacji i oceny złożonych wniosków i ostatecznie zakwalifikowano do kolejnego etapu czterech wykonawców. Postępowanie jest obecnie w drugim etapie, w fazie negocjacji zapisów umów o wykonanie przedmiotu zamówienia, z zakwalifikowanymi do tego etapu wykonawcami.
3. W obszarze infrastruktury sieciowej ENEA Operator rozpoczęła uruchamianie wielu nowych projektów oraz przygotowywania pod realizację wielu inwestycji z perspektywą realizacji do 2028 r. i lat kolejnych. Obecnie następuje uruchomienie nowych programów unijnych dla nowej perspektywy finansowej, które determinują realizację zadań w okresie 2024-2028. Ponadto, w grudniu 2023 r. Prezes URE uzgodnił Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2028 (dla lat 2024-2028), co powoduje, że w roku 2024 realizowanych jest wiele inwestycji o mniejszym jednostkowym budżecie. W projekcie Planu rzeczowo-finansowego: Planu Inwestycyjnego na lata 2024-2025 zawarto szereg kluczowych zadań o znacznych nakładach, które są jednak dopiero na początku lub w trakcie procesu realizacji, w 2024 r. mogą występować płatności częściowe, a ich kontynuacja będzie w latach następnych. Spośród istotnych zadań w obszarze infrastruktury sieciowej do końca III kwartału 2024 r. zakończono modernizację stacji 110/SN Sieraków oraz dokonano przebudowy stacji 110/15 Chociwel w celu przyłączenia do sieci PV Bród.

W czwartym kwartale 2024 r. spółka planuje:

1. W projekcie *Dostosowanie systemów informatycznych i procesów biznesowych do współpracy z Centralnym Systemem Informacji o Rynku Energii* w najbliższych miesiącach przewiduje się:
 - zawarcie umów na realizację zmian w systemie bilingowym i systemie bilansującym i rozpoczęcie realizacji zmian w tychże systemach informatycznych,
 - odbiór kolejnego etapu prac związanych z dostosowaniem systemu pomiarowego,
 - realizację migracji inicjalnej do CSIRE, a także kontynuację procesu uspołniania danych w systemach informatycznych spółki,
 - kontynuację prac związanych z kwestiami organizacyjnymi.
2. W ramach postępowania *Zaprojektowanie, produkcja i dostawa bezpośrednich 1 i 3 fazowych liczników zdalnego odczytu energii elektrycznej z modułami: 2G/LTE/CAT-M1/NB2/ e-SIM i W-Mbus (HAN)* przewiduje się realizację trzeciego etapu tj. zaproszenia do złożenia przez zakwalifikowanych Wykonawców ofert ostatecznych oraz podpisanie umów.
3. Uruchomienie, zgodnie z *Ustawą Prawo Zamówień Publicznych*, trzyetapowego postępowania w trybie partnerstwa innowacyjnego pn. *Zaprojektowanie, produkcja i dostawa przekładnikowych liczników zdalnego odczytu energii elektrycznej z funkcją analizatora jakości energii elektrycznej z modułami: 2G/LTE/CAT-M1/NB2/ e-SIM*. W ramach postępowania przewiduje się dostawę liczników specjalnych (przekładnikowych) energii elektrycznej kl. C w latach od 2025 do 2030. Postępowanie prowadzone będzie w celu realizacji zapisów nowelizacji *Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne*, która nałożyła na operatorów sieci dystrybucyjnej obowiązek do 4 lipca 2031 r. instalacji liczników u 100% odbiorców z układami półpośrednimi i pośrednimi spełniających wymagania określone w *Rozporządzeniu MKiŚ*.
4. W obszarze infrastruktury sieciowej realizowanych będzie m.in. 5 najważniejszych zadań, które planowane są na ten moment do zakończenia w II połowie 2024 r.:
 - budowa wyprowadzeń 110 kV z nowo budowanej stacji 400/110 kV Baczyna oraz modernizacja linii powiązanych z przedmiotową stacją,
 - budowa stacji 110/15 kV Borek Wlkp. wraz z linią zasilającą oraz wyprowadzeniami SN,
 - przebudowa stacji 110/15 kV Mostkowo,
 - przebudowa linii 110 kV do parametrów pracy 240 mm² i temp +80st. C relacji Kruszwica – Karczyn, Kruszwica – Mątwy, Marulewska – Mątwy.

Należy jednak mieć na uwadze, że zadania planowane do zakończenia w 2024 r. obarczone są istotnymi ryzykami i ich ostateczne terminy realizacji mogą ulec zmianie.

4.7.4. Obszar Wytwarzania

W obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe spółek: ENEA Wytwarzanie, ENEA Elektrownia Połaniec, ENEA Nowa Energia, ENEA Ciepło, MEC Piła, PEC Oborniki, ENEA ELKOGAZ, ENEA Bioenergia, PV Genowefa, PRO-WIND, PV-Tykocin, Farma Wiatrowa Bejsce, WMC SPV 2 i WMC SPV 4.

Dane operacyjne



Obszar	Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _{ej}]	Moc osiągalna elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]	Moc zainstalowana w OZE [MW _e]
Elektrownie konwencjonalne	Elektrownia Kozienice	4 071,8	4 004,0	125,4	-
Elektrownie konwencjonalne	Elektrownia Połaniec	1 679,0	1 674,0	130,0	230,0
Farmy wiatrowe	Bardy, Darżyno i Baczyzna (Lubno I i Lubno II)	71,6	70,1	-	71,6
Elektrownie fotowoltaiczne	PV Jastrowie I, PV Likowo, PV Lubno I, PV Lubno II, PV Krzęcin 1,2 i 7, PV FW Lubno I, PV Tarnów, PV Kapice Lipniki, PV Genowefa, PV Nowiny Wielkie, PV Żary, PV Darżyno ¹	71,0	71,0	-	71,0
Biogazownie	Biogazownie Liszkowo, Gorzesław	3,8	3,8	3,1	3,8
Elektrownie wodne	Elektrownie Wodne	58,8	55,8	-	58,8
Elektrociepłownie	MEC Piła	20,4	18,4	130,9	-
Elektrociepłownie	PEC Oborniki	-	-	27,4	-
Elektrociepłownie	ENEA Ciepło (Elektrociepłownia Białystok, Ciepłownia Zachód)	203,5	156,6	602,1 ^{2,3}	55,0
Razem		6 179,9	6 053,7	1 018,9	490,2

¹ Farma PV Darżyno o mocy 2 MW jest obecnie na etapie rozruchu technologicznego i po uzyskaniu koncesji łączna moc zainstalowana w obszarze farm fotowoltaicznych wyniesie 73 MW_e.

² Decyzją z 14 sierpnia 2024 r. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki została zmieniona koncesja na wytwarzanie ciepła nr WCC/68/165/U/2/98/RS, w której między innymi została zmniejszona moc zainstalowana cieplna w Ciepłowni Zachód ze 185,0 MW na 103,0 MW - kotły węglowe K4 i K5 zostały wyrejestrowane w Urzędzie Dozoru Technicznego i przekazane do prac demontażowych

³ W tym układ Odzysku Ciepła o mocy 18,7 MW, 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	2030	2030	2029	2029	2031	2031	2032	2032	2040	2041	2047

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

Elektrownia Połaniec

Blok ¹	B2	B3	B4	B5	B6	B7	GU (B9)
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	242	242	242	242	242	239	230
Planowany ostatni rok produkcji ²	2033	2033	2033	2033	2033	2033	2042

¹ Z dniem 1 stycznia 2024 r. Blok nr 1 został wyłączony z eksploatacji.

² Zakłada się, że dniem wyłączenia z eksploatacji będzie 31 grudnia wskazanego roku.

ENEA Ciepło

Blok	B1	B2	B3	B4 ¹	Kotły wodne ³	K1	K2	K3
Moc zainstalowana elektryczna [MW]	55	55	70	23,5	Moc zainstalowana cieplna [MW]	33	35	35
Moc termiczna [MW]	98,4	108	108	0	Moc termiczna [MW]	33	35	35
Planowany ostatni rok produkcji ²	2038	2055	2065	2065				

¹ Turbozespół kondensacyjny zasilany z upustów bloku B1,B2,B3 (przed 1 stycznia 2024 r. turbina TZ4 [blok B4] zasilana była parą tylko z bloku biomasowego B1, pod koniec 2023 r. został zmieniony układ technologiczny elektrociepłowni polegający na możliwości podawania pary do TZ4 ze wszystkich bloków B1, B2 i B3 [biomasowego i węglowych])

² 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.

³ Decyzją z 14 sierpnia 2024 r. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki została zmieniona koncesja na wytwarzanie ciepła nr WCC/68/165/U/2/98/RS, w której między innymi została zmniejszona moc zainstalowana cieplna w Ciepłowni Zachód ze 185,0 MW na 103,0 MW - kotły węglowe K4 i K5 zostały wyrejestrowane w Urzędzie Dozoru Technicznego i przekazane do prac demontażowych

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepła

	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto [GWh], w tym:	15 954	14 726	-1 228	-7,7%	5 441	4 972	-469	-8,6%
ze źródeł konwencjonalnych	14 317	13 132	-1 185	-8,3%	4 884	4 420	-464	-9,5%
Enea Wytwarzanie	10 455	9 609	-846	-8,1%	3 594	3 249	-345	-9,6%
Enea Elektrownia Połaniec	3 700	3 309	-391	-10,6%	1 272	1 132	-139	-11,0%
Enea Ciepło	88	141	53	60,2%	2	26	24	1 294,1%
MEC Piła	74	72	-2	-2,7%	16	13	-4	-21,4%
z współspalania biomasy	166	264	98	59,0%	65	119	54	83,8%
Enea Elektrownia Połaniec	166	264	98	59,0%	65	119	54	83,8%
z biomasy	1 266	1 031	-235	-18,6%	440	347	-93	-21,0%
Enea Elektrownia Połaniec	1 101	967	-134	-12,2%	379	347	-32	-8,3%
Enea Ciepło	165	64	-101	-61,2%	61	0	-61	-99,7%
z odnawialnych źródeł energii	205	299	94	45,9%	52	86	33	63,1%
elektrownie wodne	77	116	39	50,6%	18	26	7	40,6%
farmy wiatrowe	117	116	-1	-0,9%	29	31	3	9,8%
biogazownie	5	7	2	40,0%	2	1	-1	-39,6%
farmy PV	7	61	54	771,4%	4	27	24	647,7%
Wytwarzanie ciepła brutto [TJ]	5 016	4 419	-597	-11,9%	986	819	-167	-16,9%
Enea Wytwarzanie	348	251	-97	-27,9%	28	15	-13	-45,3%
Enea Elektrownia Połaniec	1 691	1 275	-416	-24,6%	530	390	-140	-26,5%
Enea Ciepło	2 424	2 383	-41	-1,7%	364	352	-11	-3,1%
PEC Oborniki	77	69	-8	-10,4%	8	8	0	2,1%
MEC Piła	475	440	-35	-7,4%	56	53	-3	-4,8%
Sprzedaż energii elektrycznej [GWh], w tym:	18 629	18 311	-318	-1,7%	6 789	5 817	-972	-14,3%
z produkcji	15 954	14 726	-1 228	-7,7%	5 441	4 972	-469	-8,6%
z zakupu	2 675	3 584	909	34,0%	1 348	845	-503	-37,3%
Sprzedaż ciepła [TJ]	4 489	3 973	-516	-11,5%	838	688	-150	-17,9%

Emisja CO₂, przydział bezpłatnych uprawnień CO₂, 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. 2023	9 629 670	5 002 ^{2,4}	4 115 884
	I-III kw. 2024	8 865 374	5 232 ³	3 977 340
MEC Piła	I-III kw. 2023	32 605	6 010 ^{2,4}	10 770
	I-III kw. 2024	23 693	4 893 ³	5 910
Białystok - Elektrociepłownia	I-III kw. 2023	140 899	43 244 ²	43 642
	I-III kw. 2024	240 353	42 073 ³	86 620
Białystok – Ciepłownia Zachód	I-III kw. 2023	9 401	2 379 ^{2,4}	2 672
	I-III kw. 2024	7 231	2 064 ³	2 532
Elektrownia Połaniec	I-III kw. 2023	3 374 925	85 334 ²	1 582 726
	I-III kw. 2024	3 470 050	83 022 ³	1 471 181
Łęczyńska Energetyka ⁵	I-III kw. 2023	27 523	12 806 ^{2,4}	5 966
	I-III kw. 2024	26 298	11 150 ³	6 935
Razem I-III kw. 2023		13 215 023	154 775	5 761 660
Razem I-III kw. 2024		12 632 999	148 434	5 550 518

¹ Wskazano emisyjność dla produkcji energii elektrycznej oraz dla produkcji ciepła łącznie

² Darmowe uprawnienia przyznane na 2023 r.

³ Darmowe uprawnienia przyznane na 2024 r.

⁴ Zmiana wielkości przyznaných uprawnień za 2023 r. w stosunku rocznym po weryfikacji przez KOBIZE (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami)

⁵ Podmiot w GK LW Bogdanka, posiadający uprawnienia do emisji CO₂

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. 2024 r.	LW Bogdanka (ok. 94%) PGG (ok. 6%)	LW Bogdanka (ok. 55%) PGG (ok. 40%) PG Silesia (ok. 3%) Pozostali (ok. 2%)	LW Bogdanka (ok. 83%) Węglokoks Kraj (ok. 17%)
Przewoźnicy realizujący dostawy w I-III kw. 2024 r.	PKP CARGO (ok. 62%) Freightliner PL (ok. 32%) CD Cargo Poland (ok. 6%)	PKP CARGO (ok. 60%) CD Cargo Poland (ok. 21%) LW Bogdanka (ok. 18%) inni (ok. 1%)	LW Bogdanka (ok. 83%) PKP CARGO (ok. 17%)

Zakup paliwa

Typ paliwa	Obszar Wytwarzania			
	I-III kw. 2023 r.		I-III kw. 2024 r.	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	7 328	5 798	5 982	2 781
Biomasa	1 523	958	1 137	439
Olej opałowy (ciężki) ¹	10	26	15	37
Olej opałowy (lekki) ²	7	32	6	25
Gaz [tys. m ³] ^{3,4}	18 829	44	18 524	61
Razem		6 858		3 343

¹ Paliwo rozpałkowe w B1-10 Elektrowni Kozienice i B1-7 Elektrowni Połaniec

² Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice, B9 Elektrowni Połaniec, MEC Piła (kotłownia KO Staszycy, w której jest możliwość zasilania paliwem gazowym i olejem opałowym), Elektrociepłowni Białystok

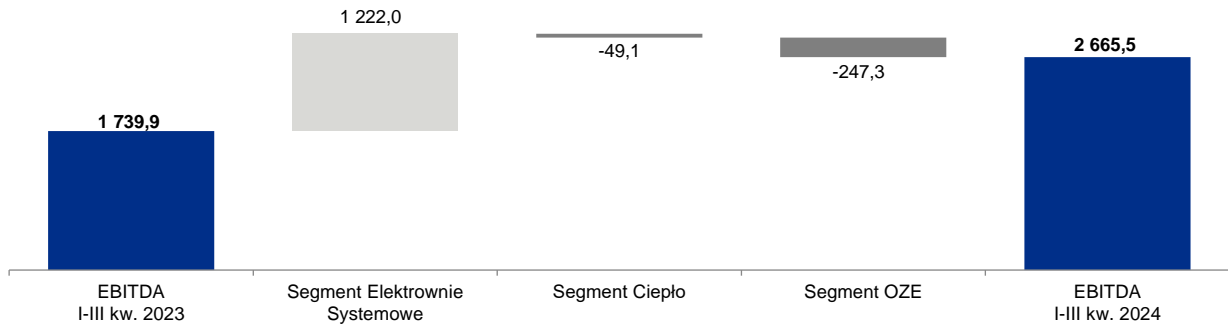
³ Używany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w MEC Piła

⁴ Używany do produkcji ciepła w Ciepłowni Zachód: jednostka objętości gazu w tys. Nm³

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	19 281 205	14 013 295	-5 267 910	-27,3%	6 556 959	4 550 333	-2 006 626	-30,6%
energia elektryczna	17 805 842	12 488 189	-5 317 653	-29,9%	6 132 137	4 074 444	-2 057 693	-33,6%
Rynek Mocy	713 769	816 929	103 160	14,5%	241 131	276 835	35 704	14,8%
świadczenia pochodzenia	303 961	63 709	-240 252	-79,0%	79 452	23 003	-56 449	-71,0%
ciepło	395 438	446 529	51 091	12,9%	85 121	96 397	11 276	13,2%
pozostałe	62 195	197 939	135 744	218,3%	19 118	79 654	60 536	316,6%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	733	871	138	18,8%	248	264	16	6,5%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	19 281 938	14 014 166	-5 267 772	-27,3%	6 557 207	4 550 597	-2 006 610	-30,6%
EBIT	1 388 359	2 457 165	1 068 806	77,0%	551 600	923 552	371 952	67,4%
Amortyzacja	352 724	225 063	-127 661	-36,2%	120 991	76 676	-44 315	-36,6%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(1 134)	(16 691)	-15 557	-1 371,9%	-	-	-	-
EBITDA	1 739 949	2 665 537	925 588	53,2%	672 591	1 000 228	327 637	48,7%
Marża EBITDA	9,0%	19,0%	10,0 p.p.	-	10,3%	22,0%	11,7 p.p.	-
CAPEX	329 361	326 898	-2 463	-0,7%	124 878	146 821	21 943	17,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	43,0%	35,1%	-7,9 p.p.	-	45,4%	38,4%	-7,0 p.p.	-

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2024 r. (wzrost o 925,6 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe - wzrost o 1 222,0 mln zł

(+) wzrost marży na obrocie o 774,5 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 86,3 mln zł)

(+) wzrost pozostałych czynników o 697,0 mln zł, w tym głównie aktualizacja wyceny CO₂

(+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 247,8 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 99,4 mln zł

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 555,5 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 1 894,0 mln zł)

(-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 41,2 mln zł

Segment Ciepło - spadek o 49,1 mln zł

(-) spadek marży I stopnia o 41,9 mln zł

(-) wzrost kosztów stałych o 24,5 mln zł

(+) koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 13,3 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 2,4 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 1,6 mln zł

Segment OZE - spadek o 247,3 mln zł

(-) Obszar Biomasa - Zielony Blok (-327,1 mln zł, w tym +0,6 mln zł ENEA Bioenergia): -383,4 mln zł spadek marży na produkcji energii z OZE, -19,7 mln zł wzrost kosztów stałych, -12,2 mln zł spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, +71,0 mln zł

koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r., +11,8 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia

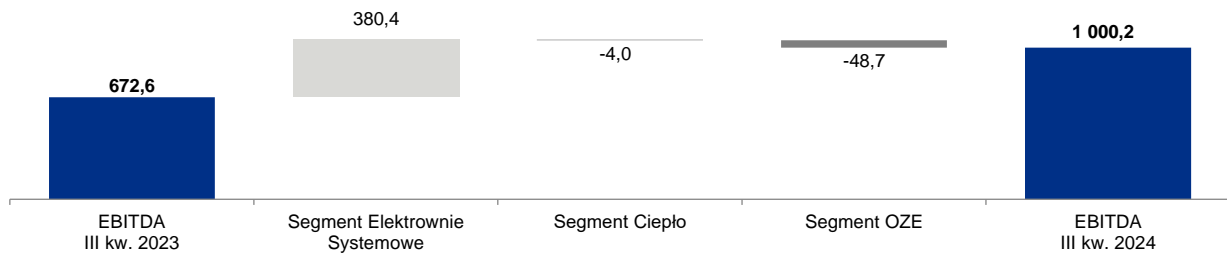
(+) Obszar Woda (+52,3 mln zł): +66,0 mln zł koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r., +1,9 mln zł wzrost przychodów z Rynku Mocy, -13,7 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży energii

(+) Obszar Fotowoltaika (+19,1 mln zł): głównie efekt bazy analogicznego okresu roku ubiegłego dotyczący braku produkcji i sprzedaży energii z nabytych po I pół. 2023 r. nowych źródeł PV

(+) Obszar Wiatr (+5,2 mln zł): +71,3 mln zł koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r., -46,5 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży energii, -18,9 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii

(+) Obszar Biogaz (+0,4 mln zł)

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kw. 2024 r. (wzrost o 327,6 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe - wzrost o 380,4 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 256,5 mln zł, w tym głównie aktualizacja wyceny CO₂

(+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 167,6 mln zł

(+) wzrost marży na obrocie o 139,7 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 33,7 mln zł

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 171,8 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w III kw. 2023 r. w wysokości 573,0 mln zł)

(-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 45,3 mln zł

Segment Ciepło - spadek o 4,0 mln zł

(-) wzrost kosztów stałych o 5,8 mln zł

(-) spadek marży I stopnia o 1,7 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 1,4 mln zł

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

(+) koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w III kw. 2023 r. w wysokości 1,0 mln zł

Segment OZE - spadek o 48,7 mln zł

(-) Obszar Biomasa - Zielony Blok (-80,8 mln zł, w tym +0,9 mln zł ENEA Bioenergia): -86,1 mln zł spadek marży na produkcji energii z OZE, -7,2 mln zł spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, +11,8 mln zł koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w III kw. 2023 r., +4,3 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia

(+) Obszar Woda (+14,7 mln zł): +16,5 mln zł koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w III kw. 2023 r., +0,8 mln zł wzrost przychodów z Rynku Mocy, -2,5 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży energii

(+) Obszar Fotowoltaika (+10,0 mln zł): głównie efekt bazy analogicznego okresu roku ubiegłego dotyczący braku produkcji i sprzedaży energii z nabytych po I pół. 2023 r. nowych źródeł PV

(+) Obszar Wiatr (+4,8 mln zł): +18,6 mln zł koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w III kw. 2023 r., -10,7 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży energii, -3,0 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia

(-) Obszar Biogaz (-0,4 mln zł)

CAPEX - Realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie		Wykonanie I-III kw. 2024	Plan I-III kw. 2024	Plan 2024
Wytwarzanie		326,9	590,6	1 133,8
Wytwarzanie konwencjonalne		144,2	212,5	453,1
Enea Wytwarzanie	modernizacje i remonty bloków	60,2	76,2	98,0
	modernizacje i remonty pozostałej infrastruktury	50,9	66,6	145,4
	pozostałe	0,9	1,6	4,1
Enea Elektrownia Połaniec	modernizacje i remonty bloków	14,8	15,8	60,7
	modernizacje i remonty pozostałej infrastruktury	3,7	11,8	34,7
	zazielenienie (dostosowanie do Rynku Mocy po 01.07.2025)	3,7	16,1	36,6
	pozostałe	1,5	6,2	8,8
Enea Elkogaz	budowa bloków gazowo-parowego w Kozienicach	11,0	17,9	64,4
	pozostałe	-2,5	0,4	0,4
Ciepło		55,0	99,8	147,8
Enea Ciepło	modernizacja i remonty źródeł oraz pozostałej infrastruktury	27,4	49,0	83,4
	modernizacja sieci ciepłych	8,3	10,3	11,3
	przyłączanie odbiorców	11,6	10,7	15,3
	pozostałe	4,4	8,1	12,4
MEC Piła, PEC Oborniki	modernizacja i remonty majątku ciepłowniczego	3,4	21,7	25,4
OZE		127,6	278,3	532,9
Enea Nowa Energia	nowe źródła OZE	16,0 ¹	106,7	161,6
	modernizacje i remonty infrastruktury OZE	6,8	20,4	32,6
	pozostałe	0,1	0,8	4,2
Pozostałe spółki OZE	FW Bejsce (20 MW) - budowa przez SPV	101,1	140,3	187,0
	rozwój, realizacja i wsparcie projektów OZE	2,9	9,0	143,8
Enea Elektrownia Połaniec (biomasa)	modernizacje i remonty bloku biomasowego	0,8	1,0	3,8

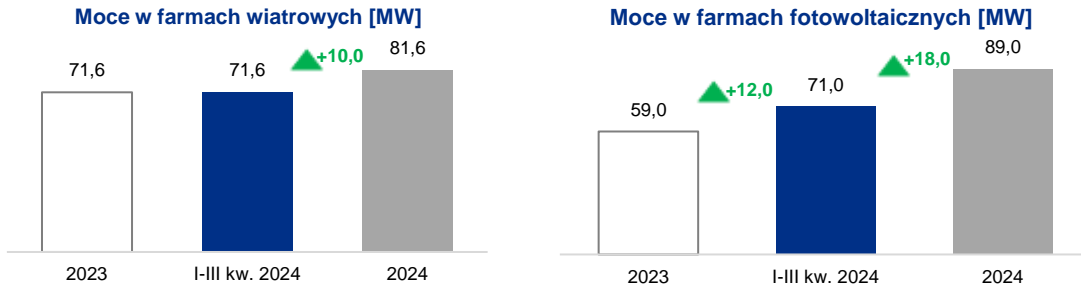
¹ nie uwzględnia wydatków w kwocie 42,1 mln zł związanych z subrogacją pożyczek w nabywanych spółkach

W segmencie Wytwarzania istotną część planu inwestycyjnego w roku 2024 (około 53%) stanowi CAPEX na modernizacje i remonty majątku wytwórczego opierającego się na energetyce konwencjonalnej wytwarzającej energię elektryczną i ciepło. Kluczowym projektem w tym zakresie jest *Dostosowanie Enea Elektrownia Połaniec S.A. do wymagań Rynku Mocy po 01.07.2025 r.* polegający na dostosowaniu bloków węglowych nr 2-7 w Elektrowni Połaniec do zwiększonego współspalania biomasy w ilościach umożliwiających spełnienie wymogów emisyjnych CO₂ wymaganych przez Rynek Mocy po 1 lipca 2025 r. i skorzystania ze wsparcia. Realizujemy również projekt budowy bloków gazowo-parowych w Kozienicach o mocy 2x700 MW.

CAPEX planowany na OZE w roku 2024 osiągnął poziom 47% całych nakładów w segmencie Wytwarzania, z czego ponad 90% skierowane jest na budowę nowych mocy. Aktualnie prowadzone są prace budowlane nowych instalacji wytwórczych OZE na łączną moc 41,6 MW. Jednocześnie, pracujemy nad rozwojem portfela własnych projektów PV i FW, będących na różnym etapie zaawansowania (aktualnie łączną moc portfela szacujemy na około 850 MW).

Źródła OZE aktualnie w budowie w I-III kw. 2024 i ich postęp zaawansowania

Nazwa i opis projektu		Moc [MW]	Postęp	Rok zakończenia
FW Bejsce	akwizycja SPV posiadającej FW w budowie	20,0	50%	10 MW - 2024 10 MW - 2025
PV Żary i PV Nowiny Wielkie	akwizycje SPV posiadających gotowe instalacje	12,0	95%	2024
PV Darżyno I	budowa instalacji (greenfield) przyłączonej poprzez istniejącą FW Darżyno (6,3 MW) w formule cable pooling	2,0	99%	2024
PV Dygowo I	budowa instalacji (greenfield)	8,0	95%	2024
PV Jastrowie II	budowa instalacji (greenfield)	8,0	80%	2024
PV Krzęcin	budowa instalacji jako kontynuacja projektu akwizycyjnego ze wszystkimi pozwoleniami	6,6	85%	3 MW - 2023 3,6 MW - 2025



Wydatki na projekty OZE

Wyszczególnienie	Moc [MW]	I-III kw. 2024 [mln zł]	
		nakłady	dług
PV aktualnie w budowie	21,6	9,5	-
FW aktualnie w budowie	20,0	101,1	-
PV akwizycje	12,0	3,6	42,1
Modernizacje i remonty infrastruktury OZE oraz rozwój projektów nowych źródeł	-	13,5	-
Łącznie	53,6	127,6	42,1
		169,7	

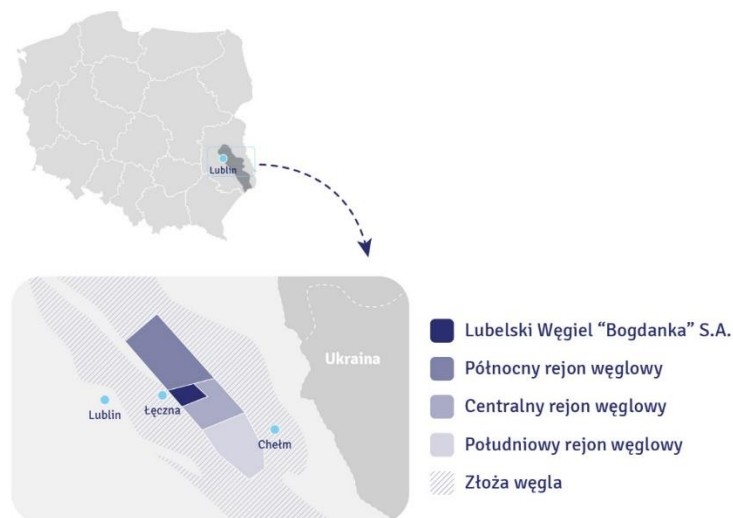
Realizacja projektu gazowego w ENEA ELKOGAZ

W III kwartale 2024 r. ENEA ELKOGAZ uzyskała zgody na dalszą realizację projektu gazowego w formule greenfield, który zakłada budowę dwóch bloków BGP1 i BGP2 z przedziału mocowego 650-750 MW w sąsiedztwie Elektrowni Kozienice. 5 lipca 2024 r. ENEA ELKOGAZ ogłosiła postępowanie w trybie przetargu nieograniczonego na wybór wykonawcy pn. *Budowa bloku gazowo-parowego oraz świadczenie usług serwisu – budowa BGP1*. W postępowaniu przewidziano możliwość udzielenia zamówienia na drugi blok BGP2 o podobnych parametrach jak BGP1 w trybie zamówienia z wolnej ręki z wykonawcą BGP1. 30 października 2024 r. Spółka unieważniła przedmiotowe postępowanie przetargowe dla BGP1 z uwagi na brak ofert. 4 listopada 2024 r. ENEA ELKOGAZ uzyskała zgody na uruchomienie kolejnego postępowania przetargowego w trybie Prawa Zamówień Publicznych w formule „z wolnej ręki”. Obecnie prowadzone jest badanie rynku potencjalnych oferentów, spośród których jeden zostanie zaproszony do dalszych negocjacji.

4.7.5. Obszar Wydobywania

W GK ENEA działalność w przemyśle wydobywczym 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 wydobywania węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych, zakładających udostępnienie nowych złóż. Głównymi odbiorcami LW Bogdanka są w głównej mierze energetyka zawodowa i przemysłowa. Sprzedawany przez LW Bogdanka węgiel kamienny energetyczny stosowany jest przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej, ciepłej i produkcji cementu.

W obszarze Wydobywania prezentowane są wyniki finansowe GK LW Bogdanka z jednostką dominującą – Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. oraz jej spółkami zależnymi.

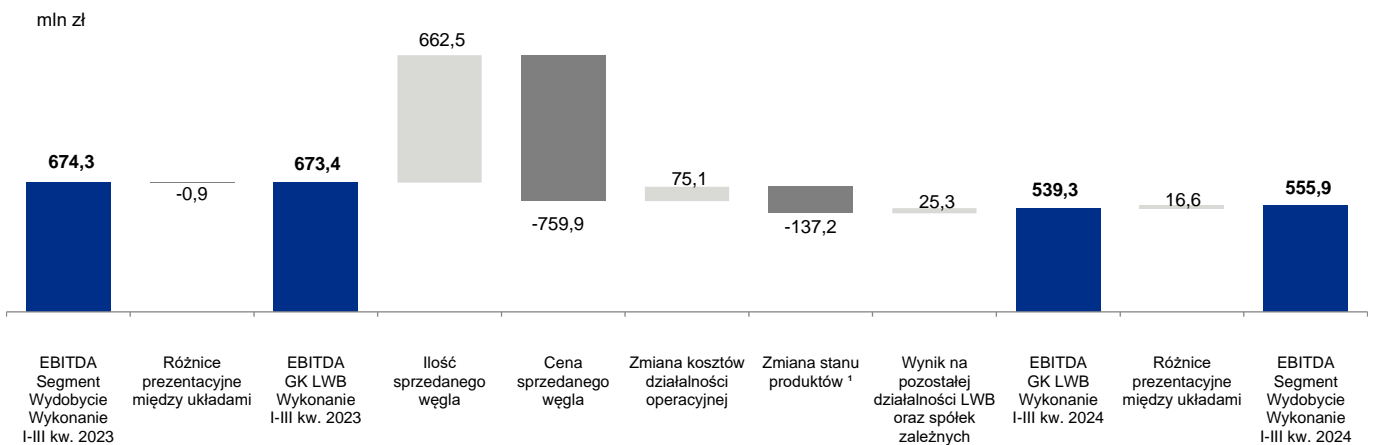


Dane operacyjne

	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Produkcja netto [tys. t]	4 557	5 370	813	17,8%	1 291	1 873	582	45,1%
Sprzedaż węgla [tys. t]	4 561	5 705	1 144	25,1%	1 499	2 077	578	38,6%
Zapasy na koniec okresu [tys. t]	18	36	18	100,0%	18	36	18	100,0%
Roboty chodnikowe [km]	22,77	16,40	-6,37	-28,0%	6,11	4,70	-1,41	-23,1%

Dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 680 748	2 592 098	-88 650	-3,3%	861 028	926 804	65 776	7,6%
<i>węgiel</i>	2 629 815	2 537 055	-92 760	-3,5%	848 822	910 590	61 768	7,3%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	42 149	41 921	-228	-0,5%	10 145	11 357	1 212	11,9%
<i>towary i materiały</i>	8 784	13 122	4 338	49,4%	2 061	4 857	2 796	135,7%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	8 127	8 014	-113	-1,4%	2 800	2 727	-73	-2,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 688 875	2 600 112	-88 763	-3,3%	863 828	929 531	65 703	7,6%
EBIT	-400 831	287 242	688 073	171,7%	52 818	191 518	138 700	262,6%
Amortyzacja	285 908	268 537	-17 371	-6,1%	102 640	93 532	-9 108	-8,9%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	789 218	72	-789 146	-100,0%	-4 225	0	4 225	100,0%
EBITDA	674 295	555 851	-118 444	-17,6%	151 233	285 050	133 817	88,5%
Marża EBITDA	25,1%	21,4%	-3,7 p.p.	-	17,5%	30,7%	13,2 p.p.	-
CAPEX	557 485	645 261	87 776	15,7%	212 604	168 823	-43 781	-20,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	6,0%	6,5%	0,5 p.p.	-	6,0%	7,8%	1,8 p.p.	-

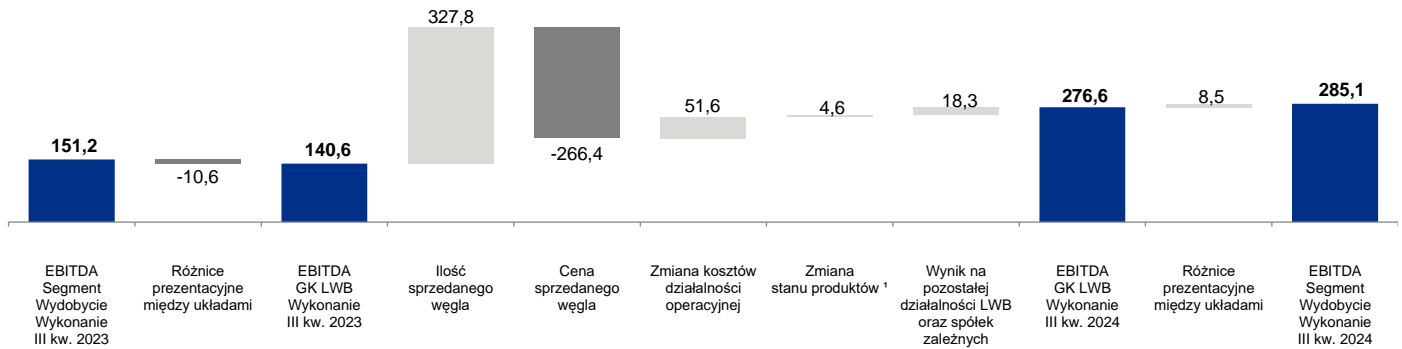


¹ wpływ na prezentowane koszty = techniczny koszt wytworzenia węgla rozdzielony wg aktualnej struktury * ilościowa zmiana zapasu węgla w analizowanym okresie

Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2024 r. (spadek o 118,4 mln zł):

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: wzrost ilościowej sprzedaży węgla (+1 144 tys. t), przy jednocześnie niższych cenach kontraktowych węgla
 - (+) spadek wartości poniesionych gotówkowych kosztów produkcji - spadek cen energii i materiałów, wzrost kosztów pracowniczych oraz pochodnych
 - (-) w trakcie I-III kw. 2024 r. wartość zapasów spadła o 134,4 mln zł, tj. 335 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie I-III kw. 2023 r. wartość zapasów wzrosła o 2,8 mln zł
- Różnice prezentacyjne dotyczą sprawozdawczości finansowej GK ENEA i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

mln zł



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 kw. 2024 r. (wzrost o 133,8 mln zł):

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: wyższa ilościowa sprzedaż węgla (+578 tys. t) przy jednocześnie niższych cenach sprzedaży węgla

(+) spadek wartości poniesionych gotówkowych kosztów produkcji - spadek cen energii i materiałów, wzrost kosztów pracowniczych oraz pochodnych

(+) w trakcie III kw. 2024 r. wartość zapasów spadła o 78,2 mln zł, tj. 204 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie III kw. 2023 r. wartość zapasów spadła o 82,8 mln zł, tj. 208 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu)

Różnice prezentacyjne dotyczą sprawozdawczości finansowej GK ENEA i GK LW Bogdanka w zakresie amortyzacji.

CAPEX Realizacja kluczowych projektów [mln zł]

Wyszczególnienie	Wykonanie I-III kw. 2024	Plan I-III kw. 2024	Plan 2024
Lubelski Węgiel Bogdanka	645,3	708,5	1 012,5
park maszynowy (zakup, modernizacja i remonty maszyn, urządzeń i gotowych dóbr)	221,6	258,3	378,3
nowe wyrobiska	292,5	282,6	358,2
modernizacja i przebudowy wyrobisk	54,9	82,2	103,9
pozostałe	76,2	85,4	172,2

Budowa farmy fotowoltaicznej

Obecnie LW Bogdanka przygotowuje koncepcję zakładającą w pierwszym etapie budowę farmy fotowoltaicznej o mocy dostosowanej do minimalnego zapotrzebowania na moc dla pola Bogdanka, tak aby wyprodukowana energia była przeznaczona w maksymalnym zakresie na autokonsumpcję o mocy około 7 MW.

4.7.6. Obszar Pozostałej działalności

W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są dane finansowe spółek m.in.: ENEA Centrum, ENEA Oświetlenie i ENEA Innowacje. 23 lipca 2024 r. na Nadzwyczajnym Zgromadzeniu Wspólników ENEA Innowacje sp. z o.o. podjęto uchwałę o otwarciu likwidacji spółki oraz powołaniu likwidatora.

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	485 451	563 281	77 830	16,0%	165 984	181 036	15 052	9,1%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 955	5 208	2 253	76,2%	845	1 529	684	80,9%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	488 406	568 489	80 083	16,4%	166 829	182 565	15 736	9,4%
EBIT	59 834	102 241	42 407	70,9%	17 200	28 332	11 132	64,7%
Amortyzacja	55 183	55 456	273	0,5%	18 542	18 799	257	1,4%
EBITDA	115 017	157 697	42 680	37,1%	35 742	47 131	11 389	31,9%
Marża EBITDA	23,5%	27,7%	4,2 p.p.	-	21,4%	25,8%	4,4 p.p.	-
CAPEX	43 447	40 923	-2 524	-5,8%	11 325	13 503	2 178	19,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	1,1%	1,4%	0,3 p.p.	-	1,2%	1,5%	0,3 p.p.	-

5. Akcje i akcjonariat

5.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na 30 września 2024 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 1,00 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 wynosi 529 731 093 zł i 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. raportu za I półrocze 2024 r. ENEA S.A. nie otrzymała zawiadomień o zmianie udziału w strukturze akcjonariuszy Emitenta.

Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu ENEA S.A. na dzień sporządzenia raportu okresowego za III kwartał 2024 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	100,0%

5.2. Notowania akcji ENEA S.A. na Giełdzie Papierów Wartościowych

Akcje ENEA S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. W I-III kwartale 2024 r. kurs akcji ENEA S.A. wzrósł z 9,17 zł do 11,46 zł, tj. o 2,29 zł, czyli o 25%. Najwyższy kurs zamknięcia w I-III kwartale 2024 r. akcje ENEA S.A. osiągnęły 11 lipca 2024 r. (11,76 zł), natomiast najniższy – 17 stycznia 2024 r. (7,94 zł).

Udział akcji Spółki w indeksach na 30 września 2024 r.:



Dane	I-III kw. 2024 r.
Liczba akcji [szt.]	529 731 093
Kurs zamknięcia - minimum [zł]	7,94
Kurs zamknięcia - maksimum [zł]	11,76
Kurs na koniec okresu [zł]	11,46
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	9,17
Średni wolumen [szt.]	608 862

6. Władze

6.1. Zdarzenia w raportowanym okresie oraz do dnia sporządzenia sprawozdania

styczeń	<ul style="list-style-type: none"> ● 29 stycznia 2024 r. do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych o odwołaniu z dniem 29 stycznia 2024 r. ze składu Rady Nadzorczej Spółki Pana Łukasza Ciołko oraz o powołaniu z dniem 30 stycznia 2024 r. do składu Rady Nadzorczej Spółki Pani Agaty Ewy Michalskiej - Olek. ● 30 stycznia 2024 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. podjęło uchwały na mocy których dokonało, zmian w składzie Rady Nadzorczej Spółki XI kadencji. Odwołano Pana Romana Stryjskiego, Pana Pawła Łackiego oraz Panią Anetę Kordowską. Powołano Panią Ewę Bagińską, Pana Michała Gniatkowskiego, Panią Monikę Starecką, Pana Piotra Szymanka. W tym samym dniu Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. dokonało wyboru Pani Ewy Bagińskiej na Przewodniczącą Rady Nadzorczej ENEA S.A.
luty	<ul style="list-style-type: none"> ● 2 lutego 2024 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwały w przedmiocie odwołania Prezesa Zarządu ENEA S.A. Pana Pawła Majewskiego, Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Handlowych Pana Jakuba Kowaleczko oraz Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Korporacyjnych Pana Dariusza Szymczaka. Tego samego dnia, Rada Nadzorcza Spółki dokonała wyboru Wiceprzewodniczącej Rady Nadzorczej ENEA S.A. w osobie Pani Moniki Stareckiej i podjęła uchwałę w sprawie delegowania z dniem 2 lutego 2024 r. Pani Moniki Stareckiej, Wiceprzewodniczącej Rady Nadzorczej ENEA S.A., do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu ENEA S.A., nie dłużej jednak niż na okres trzech miesięcy licząc od dnia delegowania. ● 23 lutego 2024 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwały w przedmiocie powołania na wspólną kadencję z dniem 1 marca 2024 r. Pana Grzegorza Kinelskiego na stanowisko Prezesa Zarządu ENEA S.A., Pana Bartosza Krystę na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Handlowych, Pana Marka Lełątko na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Finansowych oraz z dniem 1 maja 2024 r. Panią Dalidę Gepfert na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Korporacyjnych. W tym samym dniu Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwały w przedmiocie odwołania z dniem 29 lutego 2024 r. Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Operacyjnych - Pana Marcina Pawlickiego oraz Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Strategii i Rozwoju - Pana Lecha Żaka. Dodatkowo, Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwałę w sprawie delegowania od dnia 1 marca 2024 r. Pani Moniki Stareckiej, Wiceprzewodniczącej Rady Nadzorczej ENEA S.A., do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Korporacyjnych, nie dłużej jednak niż do dnia 30 kwietnia 2024 r.
maj	<ul style="list-style-type: none"> ● 31 maja 2024 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Piotra Szymanka z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. ze skutkiem na dzień 31 maja 2024 r.
październik	<ul style="list-style-type: none"> ● 31 października 2024 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Tomasza Lisa z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. ze skutkiem na dzień 31 października 2024 r.

6.2. Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2024 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Paweł Majewski	Prezes Zarządu
Dariusz Szymczak	Członek Zarządu ds. Korporacyjnych
Marcin Pawlicki	Członek Zarządu ds. Operacyjnych
Jakub Kowaleczko	Członek Zarządu ds. Handlowych
Lech Żak	Członek Zarządu ds. Strategii i Rozwoju

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania	
Imię i nazwisko	Funkcja
Grzegorz Kinelski	Prezes Zarządu
Dalida Gepfert	Członek Zarządu ds. Korporacyjnych
Bartosz Krysta	Członek Zarządu ds. Handlowych
Marek Lełątko	Członek Zarządu ds. Finansowych

6.3. Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2024 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Łukasz Ciołko	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Roman Stryjski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej
Aneta Kordowska	Członek Rady Nadzorczej
Tomasz Lis	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Łacki	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania	
Imię i nazwisko	Funkcja
Ewa Bagińska	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Monika Starecka	Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej
Michał Gniatkowski	Członek Rady Nadzorczej
Agata Ewa Michalska-Olek	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej
Zbigniew Szymczak	Członek Rady Nadzorczej

6.4. Wykaz akcji i uprawnień do akcji ENEA S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji ENEA S.A. na 18 września 2024 r. wartość nominalna (zł)	Liczba akcji ENEA S.A. na 20 listopada 2024 r. wartość nominalna (zł)
Mariusz Pliszka	Członek Rady Nadzorczej	3 880	3 880

Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania pozostałe osoby zarządzające oraz nadzorujące nie posiadają akcji ENEA S.A. Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają uprawnień do akcji ENEA S.A. oraz nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych ENEA S.A.

7. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji Emitenta

7.1. Otoczenie regulacyjne

Działalność ENEA S.A. oraz jej spółek zależnych prowadzona jest w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej, zarówno na poziomie krajowym, jak również Unii Europejskiej (regulowana działalność gospodarcza). Szereg regulacji prawnych dotyczących przedsiębiorstw energetycznych jest pochodną decyzji o charakterze politycznym. Z tego powodu regulacje te są przedmiotem częstych zmian. Szczególnie obecnie, widoczna jest dynamicznie rozwijająca się rzeczywistość regulacyjno – legislacyjna na gruncie prawa krajowego oraz europejskiego wynikająca m.in. z decyzji o charakterze politycznym, będących skutkiem szeroko zakrojonych działań Komisji Europejskiej zmierzających do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i osiągnięcia neutralności klimatycznej Europy do 2050 r., a także reakcją na sytuację społeczno-gospodarczą oraz kryzys energetyczny powstały w skutek inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę. Powoduje to, że ustalenie niektórych konsekwencji mogących mieć istotny wpływ dla prowadzonej działalności gospodarczej bywa niekiedy trudne. Niezależnie od powyższego ENEA S.A. oraz jej spółki zależne (Grupa Kapitałowa ENEA) podlegają regulacjom prawnym w zakresie systemu podatkowego, ochrony konkurencji i konsumentów, prawa pracowniczego czy ochrony środowiska. Nie można wykluczyć, iż zmiany w ww. obszarach tak na gruncie konkretnych aktów prawnych, jak i indywidualnych interpretacji odnoszących się do istotnych obszarów działalności GK ENEA, mogą stać się źródłem potencjalnych ryzyk dla tej działalności.

Szczegółowe informacje nt. regulacji prawnych odnoszących się do istotnych obszarów działalności GK ENEA zostały zamieszczone w pkt. 10 *Sprawozdania Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2023 r.*

W aktualnym okresie sprawozdawczym, na szczeblu unijnym formalnie przyjęto poniższe akty prawne:

1. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych i zmiany rozporządzenia (UE) 2022/869 - dokument opublikowany 15 lipca 2024 r.,
2. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1252 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz zmiany rozporządzeń (UE) nr 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 i (UE) 2019/1020 – dokument opublikowany 3 maja 2024 r.
3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/1242 w odniesieniu do zaostrzenia norm emisji CO₂ dla nowych pojazdów ciężarowych o dużej ładowności i włączenia obowiązków sprawozdawczych oraz uchylające rozporządzenie (UE) 2018/956 – dokument opublikowany 6 czerwca 2024 r.,
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona) – dokument opublikowany 8 maja 2024 r.,
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej - dokument opublikowany 26 czerwca 2024 r.,
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej - dokument opublikowany 26 czerwca 2024 r.,
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie należytej staranności w zakresie zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw oraz zmieniającą dyrektywę (UE) 2019/ 1937 - dokument opublikowany 5 lipca 2024 r.,
8. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie (akt w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie - NZIA) – dokument opublikowany 28 czerwca 2024 r.,
9. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w odniesieniu do poprawy ochrony Unii przed manipulacjami na hurtowym rynku energii [REMIT] – dokument opublikowany 17 kwietnia 2024 r.,
10. Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego ramy służące zapewnieniu bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz zmieniające rozporządzenia (UE) 168/2013, (UE) 2018/858, 2018/1724 i (UE) 2019/1020 (CRMA) – dokument opublikowany 23 maja 2024 r.,
11. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) oraz dyrektywę Rady 1999/31/WE z dnia 26 kwietnia 1999 r. w sprawie składowania odpadów (IED) – dokument opublikowano 15 lipca 2024 r.,
12. Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniającego rozporządzenie (UE) 2019/942 - dokument opublikowano 15 lipca 2024 r.,
13. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (wersja przekształcona) - dokument opublikowany 15 lipca 2024 r.,
14. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (wersja przekształcona) – dokument opublikowany 15 lipca 2024 r.,

15. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1244 z dnia 24 kwietnia 2024 r., w sprawie przekazywania danych środowiskowych z instalacji przemysłowych, ustanowienia Europejskiego Portalu Emisji Przemysłowych oraz uchylecia rozporządzenia (WE) nr 166/2006 – dokument opublikowany 2 maja 2024 r.,
16. Rozporządzenie Rady (UE) 2024/223 z dnia 22 grudnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2022/2577 ustanawiającego ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej – dokument opublikowany 10 stycznia 2024 r.,
17. Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) zmieniającego rozporządzenie delegowane (UE) odniesieniu do przejściowych przepisów ogólnounijnych w odniesieniu do zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji – dokument opublikowany 1 stycznia 2024 r.
18. Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2024/2493 z dnia 23 września 2024 r. zmieniające rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2018/2066 w odniesieniu do aktualizacji monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady – akt ogłoszony 27 września 2024 r – Rozporządzenie wykonawcze reguluje przede wszystkim :
 - zmiany definicyjne: Współczynniki obliczeniowe; Klasyfikacja zerowa; Frakcja węgla o zerowej stawce celnej, Frakcja biomasy; Frakcja biomasy o zerowej stawce celnej; Węgiel o ratingu zerowym; Paliwa o zerowej stawce celnej; Czyste paliwo; Paliwo mieszane;
 - kompletność monitorowania i sprawozdawczości - powinna obejmować wszystkie emisje z procesów technologicznych i spalania w instalacji stacjonarnej
 - poprawa jakości informacji na temat biomasy, odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), paliw węglowych pochodzących z recyklingu (RCF) i syntetycznych paliw niskoemisyjnych oraz ułatwienie sprawozdawczości w tym zakresie.

7.2. Obowiązujące regulacje w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji

31 grudnia 2023 r. weszła w życie *Ustawa z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła*. Ustawa zakładała między innymi: utrzymanie cen energii elektrycznej dla odbiorców uprawnionych w dotychczasowej wysokości w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r., utrzymanie cen maksymalnych na poziomie 693,00 zł/MWh dla dotychczas uprawnionych odbiorców, obowiązek przedłożenia taryfy Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (PURE) do dnia 12 stycznia 2024 r. z wyliczeniem od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r, sposób obliczania i wypłaty rekompensaty dla podmiotów uprawnionych za okres od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. jako iloczynu energii elektrycznej zużytej w punkcie poboru do maksymalnego zużycia limitu i różnicy między ceną wynikającą z zatwierdzonej taryfy przez PURE a ceną wynikającą z limitu odbiorcy. Niemniej, w dniu 12 czerwca 2024 r. ogłoszono w Dzienniku Ustaw *Ustawę z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego*. Ustawa przedłużała obowiązywanie ceny maksymalnej za energię elektryczną w drugiej połowie 2024 r. Cena została ustalona na poziomie 500,00 zł/MWh bez względu na zużycie. W drugiej połowie 2024 r. została utrzymana dotychczasowa cena maksymalna na poziomie 693,00 zł/MWh dla: instytucji samorządowych, podmiotów użyteczności publicznej, np. szkół, żłobków, szpitali oraz małych i średnich przedsiębiorstw. Ustawa wprowadziła nowe świadczenie pieniężne - Bon energetyczny. Wsparcie przeznaczone będzie dla ok. 3,5 mln gospodarstw domowych o niższych dochodach.

27 lutego 2024 r. opublikowano w Dzienniku Ustaw *Rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych do ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. o ostonach socjalnych dla pracowników sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego (Dz.U. poz. 1737)*. Rozporządzenie określa szczegółowe warunki, tryb oraz sposób przyznawania i rozliczania dotacji celowej z budżetu państwa przeznaczonej na finansowanie świadczeń socjalnych oraz jednorazowych odpraw pieniężnych dla pracowników sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego.

18 marca 2024 r. ogłoszono w Dzienniku Ustaw *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 marca 2024 r. w sprawie weryfikacji dotrzymywania wielkości dopuszczalnej emisji z uwzględnieniem niepewności pomiarowej*. Rozporządzenie porządkuje oraz ujednotacza podejście do uwzględniania niepewności towarzyszącej ciągłym pomiarem wielkości emisji do powietrza, przy ocenie dotrzymywania wielkości dopuszczalnej emisji określanych w pozwoleniach zintegrowanych.

22 marca 2024 r. ogłoszono w Dzienniku Ustaw *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 18 marca 2024 r. w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii*. W przeważającym zakresie przedmiotowe regulacje są tożsame z zawartymi w dotychczasowym rozporządzeniu wydanym na tej samej podstawie, tj. rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 21 sierpnia 2018 r. w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii (Dz. U. poz. 1596). Przepisy regulujące wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy, oraz inne paliwa, poza drobnymi modyfikacjami redakcyjnymi, są identyczne jak obowiązujące.

10 maja 2024 r. weszło w życie *Rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 9 kwietnia 2024 r. w sprawie wykazu stanowisk pracy uprawniających do urlopu energetycznego i urlopu górniczego oraz wzoru zaświadczenia o okresie korzystania przez pracownika z urlopu energetycznego lub urlopu górniczego*. Rozporządzenie określa wykaz stanowisk pracy uprawniających do urlopu górniczego i urlopu energetycznego oraz określa wzór zaświadczenia o okresie korzystania przez pracownika z urlopu energetycznego albo urlopu górniczego.

31 sierpnia 2024 r. weszło w życie *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 sierpnia 2024 r. w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2025 r.* Regulacja ma za cel zapewnienie wsparcia wytwórcom energii w instalacji OZE, a podmiotom zobowiązanym możliwości realizacji nałożonego na nich obowiązku umorzeniowego.

1 października 2024 r. weszło w życie *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym.* Rozporządzenie określa szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym.

7 października 2024 r. Prezes URE zatwierdził zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci dla największych OSD, w tym ENEA Operator. Aktualizacje IRIESD wynikają z potrzeby ich dostosowania do wcześniejszej zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej dla spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne, która została zatwierdzona przez Prezesa URE 31 maja 2024 r. Kluczowa zmiana dotyczy poszerzenia zakresu usług systemowych w obszarze rezerwy interwencyjnej poprzez dodanie usługi interwencyjnego ofertowego zwiększenia poboru mocy przez odbiorców (IZP), która to umożliwi zwiększenie poboru mocy na polecenie operatora sieci przesyłowej. Aktualizacji uległy również zapisy dotyczące obowiązków OSD związanych z wprowadzeniem usługi IZP, a także pozyskiwania danych pomiarowych dla Obiektów Redukcji (ORed).

31 października 2024 r. ogłoszono w Dzienniku Ustaw *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2025.* Rozporządzenie określa, zgodnie z delegacją ustawową, maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowe wysokości premii gwarantowanej w kolejnym roku kalendarzowym. Informacje dotyczące wartości premii gwarantowanej, maksymalnej wartości premii kogeneracyjnej oraz premii kogeneracyjnej indywidualnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny uzyska wsparcie w ramach wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

8 listopada 2024 r. uchwalono na posiedzeniu Sejmu ustawy:

- *Ustawę o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* - zmiany zaproponowane w ustawie mają na celu rozwój energetyki prosumenckiej oraz dostosowanie przepisów krajowych do rozporządzeń i wytycznych Komisji Europejskiej. Ustawa następnie będzie procedowana w Senacie.

- *Ustawę o ochronie ludności i obronie cywilnej* - ustawa zakłada między innymi możliwość wpłat na Fundusz Modernizacji Bezpieczeństwa Publicznego i Ochrony Ludności Spółek z udziałem Skarbu Państwa, do 0,3 % zysków netto za rok poprzedni w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2023 r. poz. 120, 295 i 1598 oraz z 2024 r. poz. 619). Ustawa następnie będzie procedowana w Senacie.

7.3. Regulacje projektowane, istotne z punktu widzenia sektora elektroenergetycznego

21 maja 2024 r. opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw. Celem projektowanej ustawy, jest wdrożenie dyrektywy 2018/2001 (REDII) w zakresie przepisów dotyczących paliw transportowych – zapewnienie rozwoju rynku paliw transportowych w kierunku zwiększenia wykorzystania energii odnawialnej oraz zmniejszenia emisyjności sektora transportu. Równie istotne jest stworzenie warunków dla rozwoju technologii biokomponentów zaawansowanych, w tym biometanu, jak również zaliczanie w poczet celu odnawialnej energii elektrycznej wykorzystanej w pojazdach. Zmiany istotne dotyczą również zagadnień odnoszących się do paliw z biomasy – w założeniach ustawodawcy projekt zapewnia ciągłość funkcjonowania mechanizmów monitoringu spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju, w tym funkcjonowania uznanych przez KE w drodze decyzji dobrowolnych systemów certyfikacji, zachowania ważności wydanych poświadczeń, certyfikatów, świadectw, prowadzących do wzajemnego uznawania na obszarze UE certyfikowanych surowców i towarów, a także reguluje wymagania dotyczące spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do biokomponentów, biopłynów i paliw z biomasy wykorzystywanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód wytwarzanych z biomasy.

27 maja 2024 r. został opublikowany projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Celem regulacji jest rozwiązanie problemu polegającego na braku regulacji dla sektora wodoru, którego skutkiem jest ograniczenie w rozwoju rynku wodoru oraz niepewność inwestycyjna. Wodór został uznany za jeden z priorytetów realizacji Europejskiego Zielonego Ładu, którego głównym celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej Europy do 2050 roku. Znaczenie roli wodoru w transformacji energetycznej wynika z jego wszechstronnych właściwości. Może on stanowić surowiec, paliwo, nośnik lub magazyn energii. Znajduje także szerokie zastosowanie w sektorach energii, transportu i przemysłu. W projekcie znalazły się np. definicje dla: wodoru niskoemisyjnego; wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego; wodoru odnawialnego. Są również definicje np.: sieci przesyłowej wodorowej, sieci dystrybucyjnej wodorowej, sieci wodorowej ograniczonej geograficznie, czy magazynowania wodoru. 17 października 2024 r. projekt został przekazany do dalszych prac na poziomie parlamentarnym.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska złożyło do Komisji Europejskiej wstępną wersję zaktualizowanego Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (KPEiK). Jest to wersja polskiego KPEiK z 29 lutego 2024 r. Stanowi ona aktualizację poprzedniego dokumentu z 2019 r. KPEiK jest dokumentem pozwalającym na analizę, czy w oparciu o wkłady państw członkowskich UE będzie w stanie wywiązać się z ustanowionych celów klimatyczno-energetycznych.

Rząd polski deklaruje osiągnięcie do 2030 r 29,8% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, jako wkład w realizację nowego ogólnounijnego celu na 2030 r. Na realizację tego celu składać się będzie zużycie OZE łącznie w elektroenergetyce, ciepłownictwie

i chłodnictwie oraz na cele transportowe. Jest to wartość niższa niż założenia unijnej dyrektywy REDIII, przewidującej cel udziału OZE dla całej UE na poziomie 42,5% do 2030 r. Opublikowany dokument zakłada do 2030 r. redukcję emisji gazów cieplarnianych o 35% w stosunku do 1990 r. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 r. ma osiągnąć 50,1%. W perspektywie 2030 r. do przyrostu produkcji energii elektrycznej z OZE w największym stopniu przyczynić się będą elektrownie wiatrowe na lądzie (o mocy zainstalowanej ok. 15,8 GW, obecnie - ok. 10 GW) oraz elektrownie słoneczne (ok. 29,3 GW, obecnie - ponad 17 GW) i wiatrowe na morzu (ok. 5,9 GW), które funkcjonować będą w KSE od ok. 2026 r. W dalszej kolejności zwiększenie przyrostu nastąpić ma dzięki elektrowniom na biomasę oraz na biogaz i biometan oraz hydroelektrowniom. Istotnym elementem polityki w zakresie wystarczalności mocy ma być wdrożenie energetyki jądrowej, której pierwszy blok zostanie uruchomiony w okresie 2030–2035. Moc wielkoskalowych elektrowni jądrowych w 2040 r. powinna sięgnąć 7,4 GW (w dalszej perspektywie nawet 9,4 GW) i może zostać uzupełniona również małymi reaktorami modułowymi – SMR. Zaznaczono także, że krajowe wydobycie węgla nie przekroczy 30 mln ton w 2030 r.

Obecnie Krajowy Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. jest na etapie prekonsultacji, w których biorą udział organizacje sektora energetycznego, przedstawiciele samorządów, przedsiębiorców i związków zawodowych oraz organizacji ekologicznych. Dnia 11 października 2024 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska skierowało projekt aktualizacji „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” do konsultacji publicznych.

17 czerwca 2024 r. opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, ustawy o podatku leśnym oraz ustawy o opłacie skarbowej. Projekt zakłada zmianę definicji budowli i budynku, co ma znaczący wpływ na opodatkowanie wielu obiektów. Dnia 15 października 2024 r. projekt został skierowany do sejm.

2 lipca 2024 r. opublikowano projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego. W projektowanym rozporządzeniu określone zostały szczegółowe cechy jakościowo-wymiarowe drewna energetycznego zdefiniowanego w art. 2 pkt 7a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Konsekwencją przyjęcia zapisów projektu może być znaczne ograniczenie dostępności biomasy dla sektora energetycznego i ciepłowniczego, co skutkować będzie wzrostem cen energii i ciepła dla odbiorców końcowych, koniecznością dokonania większych umorzeń EUA (w przypadku zielonych bloków), wyjściem niektórych jednostek współpalających biomasę z systemu wsparcia rynku mocy, zaś finalnie zagrożone zostaną zaplanowane do osiągnięcia krajowe cele redukcji emisji CO₂. Obecnie projekt cały czas znajduje się w fazie opiniowania.

5 lipca 2024 r. opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw. Projekt ma stanowić podstawę do realizacji rozwiązań, które przyczynią się do redukcji szkodliwych emisji m.in. tlenków azotu, pyłów zawieszonych oraz zanieczyszczenia hałasem. Ma także stanowić realizację zobowiązania Polski, wynikającego z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszy powietrza dla Europy (Dz. Urz. UE L 152 z 11.06.2008, z późn. zm.), związanego z koniecznością dotrzymania wartości dopuszczalnych poziomów dla wybranych substancji w powietrzu, w tym dla dwutlenku azotu. Obecnie projekt czeka na rozpatrzenie przez Radę Ministrów.

10 lipca 2024 r. opublikowano projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne w zakresie wsparcia krajowego systemu energetycznego w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności. Celem projektowanej regulacji jest stworzenie krajowej podstawy prawnej do udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne dotyczące wsparcia krajowego systemu energetycznego w oparciu o przepisy rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającym niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.). Obecnie projekt znajduje się na etapie opiniowania.

19 września 2024 r. opublikowano projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie udzielania pomocy de minimis lub pomocy publicznej na przedsięwzięcia realizowane w ramach inwestycji B2.2.2 „Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne” objętej wsparciem ze środków Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności. Z dniem 1 lipca 2024 r. wszedł w życie przepis ustawy z dnia 15 maja 2024 r. o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji (Dz. U. poz. 834) przenoszący sprawy rozwoju energetyki prosumenckiej i rozproszonej z działu administracji rządowej „gospodarka” do działu „klimat”. W dniu 1 lipca 2024 r. został zawarty aneks nr 1 do porozumienia o realizacji reform/inwestycji w ramach planu rozwojowego z dnia 31 października 2022 r. pomiędzy Ministrem Funduszy i Polityki Regionalnej a Ministrem Klimatu i Środowiska zwanego dalej „MKiŚ”, który objął kompetencją MKiŚ Inwestycję KPO G1.1.2. „Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne” (wcześniej oznaczaną symbolem B2.2.2). Równolegle został zawarty aneks pomiędzy Ministrem Funduszy i Polityki Regionalnej a Ministrem Rozwoju i Technologii wykreślający ww. inwestycję z zakresu analogicznego porozumienia pomiędzy tymi resortami. W związku z powyższym od dnia 1 lipca 2024 r. podmiotem udzielającym pomocy publicznej lub pomocy de minimis powinien być minister właściwy do spraw klimatu. Celem projektu jest dostosowanie rozporządzenia MRIT do opisanego powyżej stanu faktycznego poprzez wskazanie ministra właściwego do spraw klimatu jako podmiotu uprawnionego do udzielania pomocy publicznej oraz pomocy de minimis oraz korektę symbolu inwestycji (z B2.2.2 na G1.1.2). Obecnie projekt znajduje się na etapie uzgodnień.

25 września 2024 r. opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Projekt zakłada m. in. zliberalizowanie zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie, zwiększenie spójności i transparentności prezentowania danych na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu, określenie zasad końcowego rozliczenia depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem.

4 października 2024 r. opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy. Ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy wprowadzono w Polsce mechanizm wystarczalności zasobów w postaci rynku mocy, którego celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Mechanizm rynku mocy został zmodyfikowany

przepisami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z dnia 14.6.2019 r., dalej „rozporządzenie rynkowe”), gdzie w art. 22 ust. 4 tego rozporządzenia wprowadzono wymogi dotyczące limitów emisji CO₂ dla jednostek wytwórczych przekraczających limit 550 kg CO₂/MWh skutkujące brakiem możliwości udziału takich jednostek od 1 lipca 2025 r. w rynku mocy. Niemniej, art. 64 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L z dnia 26 czerwca 2024 r.) wprowadził derogację dla ww. jednostek wytwórczych umożliwiającą udział w mechanizmach zdolności wytwórczych do końca 2028 r. po spełnieniu rygorystycznych warunków określonych w rozporządzeniu, w tym po akceptacji krajowego planu derogacji przez KE. Z punktu widzenia efektywności wykorzystania derogacji, niezwykle istotne jest przeprowadzenie aukcji uzupełniających jak najszybciej, w układzie pakietowym (podobnym do pakietu aukcji głównych na lata dostaw 2021, 2022 i 2023), zasadniczo w jednym kwartale 2025 r. najlepiej w I połowie 2025 r. Przeprowadzenie aukcji w takim układzie ma bardzo istotne znaczenie i uzasadnienie z perspektywy bezpieczeństwa systemu oraz ciągłości i stabilności funkcjonowania jednostek, które wezmą w nich udział. Umożliwi to wytwórcom podjęcie decyzji o przeprowadzeniu odpowiednich remontów tych jednostek oraz zaplanowanie terminu wyłączenia jednostek wytwórczych z eksploatacji. Projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy przewiduje przeprowadzenie aukcji uzupełniających na dany rok dostaw w przypadku stwierdzenia uzasadnionej potrzeby zakupu dodatkowych mocy, co potwierdzi Krajowa ocena wystarczalności zasobów. Powyższe oznacza, że w okresie tzw. „derogacji” unormowanej w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L z dnia 26.6.2024 r.), przeprowadzone zostaną cztery aukcje uzupełniające na następujące okresy dostaw: II połowa 2025 r. (aukcja półroczna) oraz na lata dostaw 2026, 2027 i 2028 (aukcje roczne), odpowiednio w latach 2025, 2026 i 2027. Aukcje uzupełniające zostaną przeprowadzone po zakończeniu aukcji dodatkowych rynku mocy, tzn. będą przeprowadzone z krótszym niż rok wyprzedzeniem względem momentu rozpoczęcia trwania obowiązku mocowego. Aukcje uzupełniające mają być organizowane w przypadku, gdy po przeprowadzeniu pierwotnych procesów rynku mocy na dany rok dostaw (aukcja główna i aukcje dodatkowe) zidentyfikowany problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych nie zostanie rozwiązany, a fakt ten potwierdzony zostanie przez Krajową ocenę wystarczalności zasobów (NRAA – ang. national resource adequacy assessment) sporządzaną na podstawie art. 24 rozporządzenia rynkowego oraz przepisów krajowych, tj. art. 15i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r., poz. 266, 834 i 859).

Skutkiem projektowanego rozwiązania może być przedwczesne odstąpienie jednostek niespełniających limitu 550 kg CO₂/MWh, ze względu na nieopłacalność produkcji energii elektrycznej (ryzyko utrzymania bloków w warunkach ich skrajnej nierentowności i braku pokrycia kosztów odtworzeniowych). To z kolei prowadzić może do zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Państwa z uwagi na brak wystarczającej mocy w systemie elektroenergetycznym. Obecnie projekt jest na etapie opiniowania.

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

15 grudnia 2023 r. Prezes URE podjął Decyzję nr DRE.WRE.4211.61.13.2023.AKr3 o zatwierdzeniu Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G ENEA S.A. na okres od 1 stycznia 2024 r. do dnia 31 grudnia 2024 r.

30 stycznia 2024 r. Prezes URE Decyzją nr DRE.WRE.4211.10.2.2024.AKr3 zatwierdził zmianę Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G ENEA S.A. w związku z koniecznością dostosowania tekstu taryfy do obowiązującego stanu prawnego. Do taryfy wprowadzono zapisy o stosowaniu w rozliczeniach w okresie od 1 stycznia 2024 roku do 30 czerwca 2024 roku dla odbiorców uprawnionych cen zamrożonych na poziomie taryfy z 2022 r. w ramach limitu zużycia oraz cen maksymalnych po przekroczeniu limitu zużycia. Zmiana taryfy obowiązywała od 1 stycznia 2024 r.

11 stycznia 2024 r. Prezes URE Decyzją nr DRE.WRE.4211.64.5.2023.AKr3 umorzył postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmiany Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G ENEA S.A. na rok 2023, o którą ENEA S.A. wnioskowała w dniu 31 października 2023 r. do Prezesa URE. Proponowana zmiana związana była z uwzględnieniem w treści Taryfy zestawu cen energii elektrycznej odnoszącego się do odbiorców, którzy skorzystali z obniżenia kwoty należności na podstawie §50b ust.1 *Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną.*

3 stycznia 2023 r. ENEA S.A. złożyła wniosek do Prezesa URE o zatwierdzenie zmiany taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G ENEA S.A. na rok 2023. Proponowana zmiana wynikała z wyższych kosztów nabycia energii elektrycznej niż uwzględnione w obowiązującej Taryfie. Decyzją nr DRE.WPR.4211.1.13.2023.JSz z dnia 26 maja 2023 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia wnioskowanej zmiany taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G. W dniu 29 czerwca 2023 r. ENEA S.A. zaskarżyła Decyzję Prezesa URE, składając odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. 4 grudnia 2023 r. Prezes URE skierował odpowiedź na odwołanie ENEA S.A. do Sądu Okręgowego w Warszawie, wnosząc o oddalenie odwołania. 9 lutego 2024 r. ENEA S.A. złożyła do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów pismo procesowe (replikę), w którym ustosunkowuje się do twierdzeń Prezesa URE zawartych w odpowiedzi na odwołanie z 4 grudnia 2023 r. Po rozpoznaniu sprawy przez Sąd Okręgowy w Warszawie 1 lipca 2024 r. odwołanie zostało oddalone. 31 lipca 2024 r. ENEA S.A. złożyła apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie z dnia 1 lipca 2024 r.

23 maja 2024 r. ENEA S.A. złożyła wniosek do Prezesa o zatwierdzenie zmiany Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 15 grudnia 2023 r. i zmienionej decyzją z 30 stycznia 2024 r, w zakresie zmiany cen energii elektrycznej oraz okresu jej obowiązywania do dnia 31 grudnia 2025 r. Jednocześnie w trakcie trwania tego postępowania, weszły w życie przepisy wynikające z ustawy z 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu

ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego, które nałożyły na przedsiębiorstwa obrotu obowiązek złożenia wniosków o zmianę taryfy na okres od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r.

ENEA S.A. złożyła nowy wniosek o zmianę taryfy 18 czerwca 2024 r. Natomiast postępowanie administracyjne, wszczęte na wniosek z 23 maja 2024 r., zostało 17 lipca 2024 r. decyzją znak nr DRE.WRE.4211.25.8.2023.AKr3 umorzone przez Prezesa URE, który uznał je za bezprzedmiotowe.

W odpowiedzi na wniosek ENEA S.A. z 18 czerwca 2024 r. Prezes URE decyzją nr DRE.WRE.4211.31.11.2024.JTr zatwierdził zmianę Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G ENEA S.A. na okres jej obowiązywania od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r. Do taryfy wprowadzono m.in. cenę maksymalną dla odbiorców uprawnionych wynoszącą 500 zł/MWh w okresie od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.

15 grudnia 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) zatwierdził Taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator. Decyzja Prezesa URE opublikowana została w *Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna nr 412 (4229)*. Nowa Taryfa zatwierdzona została na okres do 31 grudnia 2024 r. *Zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA Operator 515/2023 z dnia 21 grudnia 2023 r.* Taryfa obowiązuje od dnia 1 stycznia 2024 r.

30 stycznia 2024 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) zatwierdził zmianę Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator. Decyzja Prezesa URE opublikowana została w *Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 24 (4268) z dnia 30 stycznia 2024 r.* *Zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA Operator nr 42/2024 z dnia 13 lutego 2024 r.* zmiana Taryfy zostaje wprowadzona do stosowania i obowiązuje od dnia 1 stycznia 2024 r.

7.5. Koncesje

Grupy energetyczne działają na polskim rynku energii w oparciu o udzielone im koncesje. Z uwagi na średnio- oraz długoterminowy charakter obowiązywania poszczególnych koncesji, szczegółowe zestawienie informacji nt. koncesji posiadanych przez poszczególne spółki wchodzące w skład GK ENEA prezentowane są w rocznych raportach okresowych.

7.6. Zarządzanie ryzykiem

Grupa ENEA w każdym segmencie prowadzonej działalności narażona jest na ryzyka. Ich materializacja może w istotny, niekorzystny sposób wpłynąć na ciągłość działania poszczególnych spółek Grupy, ich sytuację finansową oraz zdolność do realizacji wytyczonych celów strategicznych. Świadomość tych zagrożeń wymaga utrzymania, wykorzystania i ciągłego udoskonalania sformalizowanego i zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem (ERM). Jego ramy określa obowiązująca Polityka Zarządzania Ryzykiem Korporacyjnym w Grupie ENEA. Ryzyka i działania mitygujące przedstawione w Sprawozdaniu Zarządu o działalności GK ENEA w I półroczu 2024 r. pozostają aktualne na dzień publikacji niniejszego sprawozdania.

7.7. Postępowania sądowe i administracyjne

Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania nie toczą się istotne postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby ENEA S.A. lub jednostka zależna. Opis postępowań przed sądami powszechnymi, w tym opis sporu dotyczący cen na świadectwa pochodzenia energii OZE zamieszczony jest w nocie 24 w *Skróconym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2024 r.* Niezależnie od powyższego Spółka wskazuje, że 28 grudnia 2023 r. zostało wytoczone powództwo przeciwko byłym władzom Spółki za decyzje dotyczące inwestycji w budowę bloku węglowego w Elektrowni Ostrołęka. Na moment złożenia pozwu w sprawie, łączna wysokość poniesionej przez Spółkę szkody oszacowana została na kwotę ok. 656 mln zł.

7.8. Spory zbiorowe

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania w GK ENEA nie toczą się spory zbiorowe.

7.9. Prognozy wyników finansowych

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych na 2024 r.

7.10. Rating

Agencja ratingowa Fitch Ratings, w komunikacie z 15 kwietnia 2024 r. potwierdziła utrzymanie stabilnej perspektywy ratingu dla ENEA S.A., a także potwierdziła długoterminowe ratingi Spółki w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB”. Pełna treść komunikatu agencji w języku angielskim dostępna jest na stronie internetowej: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-affirms-poland-enea-at-bbb-outlook-stable-15-04-2024>.

7.11. Działania związane z projektem Elektrownia Ostrołęka C

26 stycznia 2024 r. została zawarta z ENERGA S.A. warunkowa umowa sprzedaży przez ENEA S.A. wszystkich posiadanych udziałów w Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. za łączną cenę 42 000 tys. zł. Warunkiem zawarcia umowy rozporządzającej było nieskorzystanie przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa z prawa pierwokupu udziałów. W związku ze spełnieniem się wyżej wskazanego warunku,

4 kwietnia 2024 r. nastąpiło zawarcie pomiędzy ENEA S.A. a ENERGA S.A. umowy przeniesienia udziałów spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o., zgodnie z którą przejście tytułu prawnego do udziałów zbywanych przez Spółkę na ENERGA S.A. nastąpiło 4 kwietnia 2024 r.

7.12. Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego

Prace związane z pierwotnym projektem NABE zostały w GK ENEA zawieszona i mogą zostać wznowione po skryształowaniu się nowej, bądź zmodyfikowanej koncepcji rządowej. Obecnie trwają analizy co do kształtu koncepcji wydzielenia aktywów węglowych z grup energetycznych.

7.13. Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 września 2024 r. sporządzone zostały zgodnie z wymogami „Międzynarodowego Standardu Sprawozdawczości Finansowej MSR 34 *Śródroczna sprawozdawczość finansowa*”, który został zatwierdzony przez Unię Europejską.

Skrócone sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skróconych sprawozdań finansowych faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania, bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności. Dane finansowe zaprezentowane w sprawozdaniach, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tys. zł. Może wystąpić sytuacja, że poszczególne liczby, w przedstawionych tabelach i wykresach, nie będą się sumować, a różnice będą wynikać z zaokrągleń.

7.14. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu

Działania społecznie odpowiedzialne Grupy Kapitałowej ENEA („GK ENEA”) polegają na realizacji projektów wspierających wartość z Kodeksu Wartości Grupy Kapitałowej ENEA, jaką jest odpowiedzialność. Odpowiedzialność jest rozumiana jako troska o lokalne społeczności oraz swoich pracowników.

Grupa Kapitałowa ENEA podejmuje różnorodne działania odpowiadające na potrzeby i oczekiwania interesariuszy, klientów, pracowników, organizacji pożytku publicznego i partnerów biznesowych w skali lokalnej, regionalnej i ogólnopolskiej. Od lat kluczową przesłanką działań społecznie odpowiedzialnych jest wnoszenie pozytywnego wkładu na rzecz społeczeństwa, budując wiarygodność Grupy Kapitałowej ENEA jako odpowiedzialnego pracodawcy, realnie angażującego się w problemy i życie kluczowych grup społecznych i biznesowych. Istotnym działaniem jest również szybka reakcja w postaci celowej pomocy finansowej i rzeczowej w sytuacjach nadzwyczajnych i wyjątkowych.

Działania społecznie odpowiedzialne koncentrują się wokół 5 obszarów: edukacja, zdrowie, ekologia, zaangażowanie oraz bezpieczeństwo. Charakteryzują się one istotnością wynikającą z oczekiwań i potrzeb społeczności lokalnych. Działania te podejmowane są w formie:

1. stałych autorskich programów społecznych, nastawionych na budowanie realnej wartości dla biznesu,
2. udziału w programach partnerskich, realizowanych przez podmioty prowadzące działalność społecznie użyteczną w istotnych dla GK ENEA obszarach:
 - wolontariatu pracowniczego i angażowania się w lokalne inicjatywy prospołeczne pracowników GK ENEA,
 - wsparciu podmiotów poprzez Fundację ENEA w ramach umów darowizn.

ENEA Akademia Talentów

W styczniu 2024 r. zakończyła się V, rekordowa edycja programu stypendialnego *ENEA Akademia Talentów*. Spośród 2 000 zgłoszeń uczniów, jury oraz internauci wybrali 40 osób, które otrzymają stypendia o wartości 5 tys. zł. Zwycięzcy przeznaczą pieniądze na rozwój swoich talentów, np. na udział w dodatkowych zajęciach, konkursach, zawodach czy projektach zgodnych z ich zainteresowaniami. W gronie zwycięzców znalazło się 20 uczniów ze szkół podstawowych oraz 20 ze szkół ponadpodstawowych, którzy uczą się w dużych miastach i małych miejscowościach. Na stypendia dla zwycięzców GK ENEA przeznaczyła w tej edycji łącznie 200 tys. zł. Projekt *ENEA Akademia Talentów* na stałe wpisany jest w działania społecznie odpowiedzialne GK ENEA, jako przykład realnej pomocy młodym talentom zaangażowanym w sport, sztukę, rozwój nauki oraz wolontariat i inne działania społeczne. Od pierwszej edycji projektu na wsparcie pasji i talentów młodych ludzi GK ENEA przeznaczyła ponad 1,3 mln zł.

Olimpiada Zwolnieni z Teorii

W czerwcu 2024 r. odbył się 10. Wielki Finał Zwolnionych z Teorii – Olimpiady, którą ponownie wspierała ENEA S.A. W ramach Olimpiady uczestnicy realizują własne pomysły na rzecz poprawy sytuacji w swoim otoczeniu, zdobywając wiedzę i umiejętności w planowaniu, realizacji i zarządzaniu projektami. W jubileuszowej edycji Olimpiady udział wzięło blisko 7,5 tys. uczniów szkół ponadpodstawowych i studentów, którzy zrealizowali 1 552 projekty. Wśród nich znalazło się 40 projektów dotyczących edukacji, którym patronowała ENEA S.A. Każdy, kto zrealizował swój projekt, otrzymał międzynarodowy certyfikat z zarządzania. Po drodze uczestnicy uzyskali od pracowników ENEA S.A. praktyczne wskazówki, dzięki którym mogli skutecznie realizować swoje pomysły i wykorzystywać wiedzę w praktyce podczas nawiązywania partnerstw. Ponad 1,1 mln beneficjentów skorzystało z projektów realizowanych pod patronatem ENEA S.A. Spółka wsparła również dalszy rozwój jednego z projektów, przekazując autorom aplikacji do nauki języków obcych BorygoAI grant o wartości 5 tys. zł.

Biegamy Zbieramy Pomagamy

W czerwcu rozpoczęła się kolejna edycja projektu *Biegamy Zbieramy Pomagamy*. Pracownicy GK ENEA rejestrując codzienne aktywności fizyczne, zbierali kilometry, które przeliczali na złotówki. Uzbierane fundusze zostały przekazane na budowę siłowni zewnętrznej w Poznaniu. W ciągu trzech miesięcy pracownicy pokonali łącznie 171 241 km, zrobili 131,3 mln kroków i zebrali 50 tys. zł. Wyzwanie trwało do końca sierpnia i obejmowało specjalną edycję olimpijską. Tylko przez ostatnie dwa lata w wyzwaniu wzięło udział 800 pracowników GK ENEA. Od początku trwania projektu łącznie pokonaliśmy ponad 400 tys. kilometrów i przekazaliśmy wsparcie w kwocie 230 tys. złotych.

ENEA Ekoprojekty

Jeden z priorytetów GK ENEA to dbałość o zasoby naturalne oraz budowanie świadomości ekologicznej wśród lokalnej społeczności. W ramach wolontariatu pracowniczego, pracownicy GK ENEA angażują się w projekty, które przynoszą korzyści zarówno dla środowiska, jak i dla społeczności lokalnych. W ramach czwartej edycji projektu *Sadzimy kolejne pokolenie lasu* posadzono około 6 tysięcy drzew. Dodatkowo, Wolontariusze po raz szósty zaangażowali się w akcję *#TrashChallenge* oraz dbali o bioróżnorodność.

Oszczędzaj energię z Krzysiem Elektrykiem

Oszczędzaj energię z Krzysiem Elektrykiem to program edukacyjny, realizowany w ramach wolontariatu kompetencyjnego, stanowiący fundament inicjatyw realizowanych w GK ENEA w ramach wolontariatu pracowniczego. Pracownicy GK ENEA odwiedzają szkoły i przedszkola, prowadząc lekcje o energetyce, wytwarzaniu energii i bezpiecznym obchodzeniu się z prądem. Program realizowany jest w ramach działań edukacyjnych z zakresu oszczędzania prądu i troski o środowisko naturalne.

Warsztaty CSR i ESG, Poradnik CSR i ESG, Konferencja CSR i ESG – Od ludzi i dla ludzi

We wrześniu w Międzynarodowym Centrum Targowo-Kongresowym EXPO w Krakowie odbyła się Konferencja „*CSR i ESG – Od ludzi i dla ludzi*”. Uczestnicy skorzystali z wiedzy eksperckiej oraz uczestniczyli w debatach na temat najnowszych wyzwań ESG zrównoważonego rozwoju, trendów i wykorzystania AI a także współpracy między biznesem a organizacjami pozarządowymi. Dodatkowo w pierwszej połowie roku trwały cykle *Warsztatów CSR i ESG*, wspieranych przez ENEA S.A. Podczas spotkań przedstawiciele różnych sektorów mogli spotkać się i wymienić doświadczeniami. Uczestnicy warsztatów odebrali certyfikaty ukończenia cyklu edukacyjno-rozwojowego, który pozwolił im zdobyć praktyczną wiedzę i umiejętności z zakresu ESG, istotne z punktu widzenia firmy oraz jej otoczenia. Podczas spotkania swoją premierę miał *Poradnik CSR i ESG* - publikacja pomagająca małym i średnim przedsiębiorstwom zrozumieć, jak ESG wpłynie na ich funkcjonowanie, jakie będą oczekiwania ich interesariuszy oraz jak sektor pozarządowy może pomóc w realizacji celów zrównoważonego rozwoju.

Scena nad Rusałką

W scenerii poznańskiego Jeziora Rusałka, od maja do września zorganizowanych zostało 41 koncertów młodej polskiej sceny muzycznej. Na wszystkich koncertach udostępniona została pętla indukcyjna, pozwalająca osobom korzystającym z aparatów słuchowych na odbiór dźwięków muzyki w sposób doskonały. Projekt *Scena nad Rusałką* przeciwdziała wykluczeniu społecznemu, jednocześnie wspierając osoby niepełnosprawne. ENEA S.A. patronowała wydarzeniu już po raz czwarty. Ponad 30 000 osób bawiło się pod sceną, a informacja o wydarzeniach dotarła do ponad 500 000 osób.

Akademia Odpowiedzialnego Ucznia

Projekt partnerski edukujący z zakresu bezpieczeństwa w szkołach podstawowych. Był to cykl zajęć edukacyjnych prowadzonych przez policjantów oraz samodzielnie przez nauczycieli. Program zrealizowany dla uczniów klas 3-6 szkół podstawowych w powiecie poznańskim. W ramach projektu przygotowany został pakiet materiałów dydaktycznych z zakresu bezpieczeństwa na drodze, pierwszej pomocy oraz cyberzagrożeń.

Wspólnie POZmieniamy

We wrześniu pracownicy GK ENEA dołączyli do akcji *Wspólnie POZmieniamy* w ramach, której 200 wolontariuszy rewitalizowało obszar wokół Zakładu Opiekuńczo-Leczniczego i Rehabilitacji Medycznej w Poznaniu. W akcji wzięło udział 15 firm, dwie organizacje społeczne oraz Urząd Miasta Poznania. Wydarzenie odbyło się pod honorowym patronatem Prezydenta Miasta Poznania.

8. Załączniki

Załącznik nr 1 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator w I-III kw. 2024 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	3 326 821	3 426 977	100 156	3,0%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	3 935	4 663	728	18,5%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	24 886	-18 962	-43 848	-176,2%
Rozliczenie rynku bilansującego	66 769	15 483	-51 286	-76,8%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	102 222	132 427	30 205	29,5%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	7 680	13 257	5 577	72,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	23 601	31 709	8 108	34,4%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	22 226	27 344	5 118	23,0%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	910	1 304	394	43,3%
Przychody ze sprzedaży netto	3 579 050	3 634 202	55 152	1,5%
Rekompensaty	322 048	197 435	-124 613	-38,7%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 901 098	3 831 637	-69 461	-1,8%
Amortyzacja	540 649	590 026	49 377	9,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	486 615	518 326	31 711	6,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	32 130	28 593	-3 537	-11,0%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	1 172 093	573 940	-598 153	-51,0%
Koszty usług przesyłowych	487 990	481 213	-6 777	-1,4%
Inne usługi obce	248 806	298 409	49 603	19,9%
Podatki i opłaty	197 898	215 594	17 696	8,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 166 181	2 706 101	-460 080	-14,5%
Pozostałe przychody operacyjne	87 306	63 640	-23 666	-27,1%
Pozostałe koszty operacyjne	72 112	60 103	-12 009	-16,7%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(560)	(931)	-371	-66,3%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	749 551	1 128 142	378 591	50,5%
Przychody finansowe	9 246	22 418	13 172	142,5%
Koszty finansowe	274 664	292 307	17 643	6,4%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	484 133	858 253	374 120	77,3%
Podatek dochodowy	100 913	170 234	69 321	68,7%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	383 220	688 019	304 799	79,5%
EBITDA	1 290 200	1 718 168	427 968	33,2%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w I-III kw. 2024 r. (wzrost o 428,0 mln zł):

(+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 546,9 mln zł wynika przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2024 r.

(+) wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 30,2 mln zł wynikają głównie z większej ilości przyłączonych OSDn i OZE w II grupie przyłączeniowej oraz odbiorców w grupie III

(+) spadek kosztów zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 11,9 mln zł

(-) wzrost kosztów operacyjnych o 95,5 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów usług obcych, kosztów świadczeń pracowniczych oraz kosztów podatków i opłat

(-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 68,3 mln zł wynika głównie z niższych rekompensat, które nie obowiązywały po pierwszej połowie roku 2024

(-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 12,0 mln zł wynika głównie z niższych przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej oraz ze zmiany stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego

Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator w III kwartale 2024 r.

[tys. zł]	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	1 109 036	1 178 421	69 385	6,3%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 365	1 530	165	12,1%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-7 861	-5 889	1 972	25,1%
Rozliczenie rynku bilansującego	21 284	8 089	-13 195	-62,0%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	38 157	62 112	23 955	62,8%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	4 010	3 664	-346	-8,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	7 765	9 598	1 833	23,6%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	6 993	9 295	2 302	32,9%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	163	375	212	130,1%
Przychody ze sprzedaży netto	1 180 912	1 267 195	86 283	7,3%
Rekompensaty	99 441	-198	-99 639	-100,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 280 353	1 266 997	-13 356	-1,0%
Amortyzacja	185 736	199 612	13 876	7,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	163 203	154 651	-8 552	-5,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	9 328	8 658	-670	-7,2%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	375 796	187 425	-188 371	-50,1%
Koszty usług przesyłowych	167 942	160 454	-7 488	-4,5%
Inne usługi obce	86 962	103 156	16 194	18,6%
Podatki i opłaty	64 354	70 642	6 288	9,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 053 321	884 598	-168 723	-16,0%
Pozostałe przychody operacyjne	43 286	16 724	-26 562	-61,4%
Pozostałe koszty operacyjne	13 819	23 276	9 457	68,4%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(570)	(239)	331	58,1%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	255 929	375 608	119 679	46,8%
Przychody finansowe	3 157	4 544	1 387	43,9%
Koszty finansowe	93 929	97 928	3 999	4,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	165 157	282 224	117 067	70,9%
Podatek dochodowy	32 964	55 646	22 682	68,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	132 193	226 578	94 385	71,4%
EBITDA	441 665	575 220	133 555	30,2%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w III kwartale 2024 r. (wzrost o 133,6 mln zł):

(+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 175,2 mln zł wynika przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2024 r.

(+) wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 24,0 mln zł wynikają głównie z większej ilości przyłączonych odbiorców w grupie III oraz OZE w II i III grupie

(+) spadek kosztów zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 9,8 mln zł

(-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 35,7 mln zł wynika głównie z niższych przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej

(-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 28,3 mln zł wynika głównie z niższych rekompensat, które nie obowiązywały po pierwszej połowie roku 2024

(-) wzrost kosztów operacyjnych o 13,3 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów usług obcych

Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w I-III kw. 2024 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	12 055 879	8 447 648	-3 608 231	-29,9%
koncesja na wytwarzanie	11 872 999	7 261 114	-4 611 885	-38,8%
koncesja na obrót	113 749	955 764	842 015	740,2%
Regulacyjne Usługi Systemowe i Moce Bilansujące	69 131	230 770	161 639	233,8%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	504 124	572 972	68 848	13,7%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	14 012	13 348	-664	-4,7%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	2 789	5 799	3 010	107,9%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	34 301	110 159	75 858	221,2%
Przychody ze sprzedaży netto	12 611 105	9 149 926	-3 461 179	-27,4%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	733	871	138	18,8%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	12 611 838	9 150 797	-3 461 041	-27,4%
Amortyzacja	195 789	121 209	-74 580	-38,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	288 426	322 980	34 554	12,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	8 141 277	6 370 240	-1 771 037	-21,8%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 081 719	841 402	-240 317	-22,2%
Inne usługi obce	145 094	144 523	-571	-0,4%
Podatki i opłaty	1 819 198	60 214	-1 758 984	-96,7%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	11 671 503	7 860 568	-3 810 935	-32,7%
Pozostałe przychody operacyjne	18 709	13 661	-5 048	-27,0%
Pozostałe koszty operacyjne	20 369	7 506	-12 863	-63,1%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	590	13	-577	-97,8%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(1 134)	0	1 134	-100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	940 399	1 296 397	355 998	37,9%
Przychody finansowe	4 774	8 371	3 597	75,3%
Koszty finansowe	156 678	164 976	8 298	5,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	788 495	1 139 792	351 297	44,6%
Podatek dochodowy	155 888	219 589	63 701	40,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	632 607	920 203	287 596	45,5%
EBITDA	1 135 054	1 417 606	282 552	24,9%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w I-III kw. 2024 r. (wzrost o 282,6 mln zł):

- (+) wzrost marży na obrocie o 530,0 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 73,5 mln zł)
- (+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 182,9 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 102,2 mln zł (w tym: wzrost wyniku na sprzedaży materiałów)
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 68,8 mln zł
- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 545,4 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 1 685,9 mln zł)
- (-) wzrost kosztów stałych o 34,6 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 21,3 mln zł

Załącznik nr 4 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w III kwartale 2024 r.

[tys. zł]	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 179 906	2 743 727	-1 436 179	-34,4%
koncesja na wytwarzanie	4 151 165	2 475 711	-1 675 454	-40,4%
koncesja na obrót	0	145 605	145 605	100,0%
Regulacyjne Usługi Systemowe i Moce Bilansujące	28 741	122 411	93 670	325,9%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	171 279	194 255	22 976	13,4%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	2 121	1 273	-848	-40,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	719	2 095	1 376	191,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	13 439	39 599	26 160	194,7%
Przychody ze sprzedaży netto	4 367 464	2 980 949	-1 386 515	-31,7%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	248	264	16	6,5%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	4 367 712	2 981 213	-1 386 499	-31,7%
Amortyzacja	66 912	40 832	-26 080	-39,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	95 645	96 978	1 333	1,4%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 656 601	2 118 342	-538 259	-20,3%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	519 899	181 727	-338 172	-65,0%
Inne usługi obce	53 918	50 764	-3 154	-5,8%
Podatki i opłaty	555 040	20 268	-534 772	-96,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 948 015	2 508 911	-1 439 104	-36,5%
Pozostałe przychody operacyjne	5 799	3 560	-2 239	-38,6%
Pozostałe koszty operacyjne	5 099	3 168	-1 931	-37,9%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	1 762	8	-1 754	-99,5%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	422 159	472 702	50 543	12,0%
Przychody finansowe	3 153	4 514	1 361	43,2%
Koszty finansowe	44 154	46 825	2 671	6,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	381 158	430 391	49 233	12,9%
Podatek dochodowy	76 054	82 807	6 753	8,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	305 104	347 584	42 480	13,9%
EBITDA	489 071	513 534	24 463	5,0%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w III kwartale 2024 r. (wzrost o 24,5 mln zł):

- (+) wzrost marży na obrocie o 97,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 122,6 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 28,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 23,0 mln zł
- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 218,0 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w III kw. 2023 r. w wysokości 535,1 mln zł)
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 28,9 mln zł

Załącznik nr 5 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w I-III kw. 2024 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2023	I-III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 257 632	3 701 458	-1 556 174	-29,6%
koncesja na wytwarzanie ¹	5 193 330	3 141 530	-2 051 800	-39,5%
koncesja na obrót ¹	23 021	473 633	450 612	1 957,4%
Regulacyjne Usługi Systemowe i Moce Bilansujące	41 281	86 295	45 014	109,0%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	200 911	231 544	30 633	15,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	223 126	49 079	-174 047	-78,0%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	55 689	48 911	-6 778	-12,2%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	6 014	6 012	-2	-
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	15 419	68 152	52 733	342,0%
Podatek akcyzowy	46	37	-9	-19,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	5 758 745	4 105 119	-1 653 626	-28,7%
Amortyzacja	82 765	24 274	-58 491	-70,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	104 541	112 347	7 806	7,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	4 284 388	2 946 759	-1 337 629	-31,2%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	456 692	318 035	-138 657	-30,4%
Usługi przesyłowe	417	415	-2	-0,5%
Inne usługi obce	224 367	245 920	21 553	9,6%
Podatki i opłaty	321 484	30 953	-290 531	-90,4%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	5 474 654	3 678 703	-1 795 951	-32,8%
Pozostałe przychody operacyjne	18 575	12 928	-5 647	-30,4%
Pozostałe koszty operacyjne	3 222	3 091	-131	-4,1%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	14 070	0	-14 070	-100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	313 514	436 253	122 739	39,1%
Przychody finansowe	7 008	10 741	3 733	53,3%
Koszty finansowe	42 501	37 976	-4 525	-10,6%
Przychody z tytułu dywidend	172	264	92	53,5%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	278 193	409 282	131 089	47,1%
Podatek dochodowy	55 145	78 748	23 603	42,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	223 048	330 534	107 486	48,2%
EBITDA	396 279	460 527	64 248	16,2%

¹ Zmiana prezentacyjna

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w I-III kw. 2024 r. (wzrost o 64,2 mln zł):
Segment Elektrownie Systemowe (wzrost EBITDA o 331,0 mln zł):

- (+) wzrost marży na obrocie o 244,5 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 12,8 mln zł)
- (+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 64,9 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 35,4 mln zł (w tym: wzrost sprzedaży ubocznych produktów spalania)
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 30,6 mln zł
- (-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 19,9 mln zł
- (-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 10,1 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 208,1 mln zł)
- (-) wzrost kosztów stałych o 14,4 mln zł

Segment OZE (spadek EBITDA o 327,7 mln zł):

- (-) spadek marży na produkcji energii z OZE o 383,4 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 19,7 mln zł
- (-) spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 12,2 mln zł
- (+) koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I-III kw. 2023 r. w wysokości 71,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia o 11,8 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 4,8 mln zł

Segment Ciepło (wzrost EBITDA o 60,9 mln zł):

- (+) wzrost marży na ciepło o 60,6 mln zł z tytułu: +28,7 mln zł niższych kosztów węgla, +20,7 mln zł wyższego efektu zmiany wolumenu produkcji, +7,1 mln zł wyższej ceny sprzedaży ciepła, +4,2 mln zł niższego kosztu CO₂

Załącznik nr 6 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w III kwartale 2024 r.

[tys. zł]	III kw. 2023	III kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 844 061	1 255 107	-588 954	-31,9%
koncesja na wytwarzanie ¹	1 826 683	1 143 142	-683 541	-37,4%
koncesja na obrót ¹	0	65 956	65 956	100,0%
Regulacyjne Usługi Systemowe i Moce Bilansujące	17 378	46 009	28 631	164,8%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	68 153	78 901	10 748	15,8%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	58 857	20 799	-38 058	-64,7%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	17 943	18 768	825	4,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	2 042	1 871	-171	-8,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	4 290	31 945	27 655	644,6%
Podatek akcyzowy	13	11	-2	-15,4%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 995 333	1 407 380	-587 953	-29,5%
Amortyzacja	28 774	8 739	-20 035	-69,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	34 776	35 514	738	2,1%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 471 202	963 263	-507 939	-34,5%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	203 072	70 952	-132 120	-65,1%
Usługi przesyłowe	132	137	5	3,8%
Inne usługi obce	86 068	84 404	-1 664	-1,9%
Podatki i opłaty	58 855	10 131	-48 724	-82,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 882 879	1 173 140	-709 739	-37,7%
Pozostałe przychody operacyjne	4 105	7 539	3 434	83,7%
Pozostałe koszty operacyjne	473	1 208	735	155,4%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	14 070	0	-14 070	-100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	130 156	240 571	110 415	84,8%
Przychody finansowe	6 457	7 133	676	10,5%
Koszty finansowe	11 542	12 391	849	7,4%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	125 071	235 313	110 242	88,1%
Podatek dochodowy	23 720	44 934	21 214	89,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	101 351	190 379	89 028	87,8%
EBITDA	158 930	249 310	90 380	56,9%

¹ Zmiana prezentacyjna

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w III kwartale 2024 r. (wzrost o 90,4 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (wzrost EBITDA o 146,9 mln zł):

(+) wzrost wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 46,2 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w III kw. 2023 r. w wysokości 37,9 mln zł)

(+) wzrost przychodów z Mocy Bilansujących o 45,0 mln zł

(+) wzrost marży na obrocie o 42,0 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 12,7 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 10,7 mln zł

(+) spadek kosztów stałych o 6,7 mln zł

(-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 16,4 mln zł

Segment OZE (spadek EBITDA o 81,7 mln zł):

(-) spadek marży na produkcji energii z OZE o 86,1 mln zł

(-) spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 7,2 mln zł

(-) spadek pozostałych czynników o 4,5 mln zł

(+) koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w III kw. 2023 r. w wysokości 11,8 mln zł

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia o 4,3 mln zł

Segment Ciepło (wzrost EBITDA o 25,2 mln zł):

(+) wzrost marży na ciepłe o 25,0 mln zł z tytułu: +9,8 mln zł niższych kosztów węgla, +6,6 mln zł wyższego efektu zmiany wolumenu produkcji, +5,6 mln zł wyższej ceny sprzedaży ciepła, +3,0 mln zł niższego kosztu CO₂

9. 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 GK ENEA. Wybrane definicje można również znaleźć w słowniku pojęć i skrótów dostępnym na stronie internetowej Spółki <https://ir.enea.pl/sownik>.

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.

Wskaźnik finansowy	Wyszczególnienie
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawo do korzystania ze składnika aktywów
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	Średni stan należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe x liczba dni / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
Cykl rotacji zapasów w dniach	Średni stan zapasów x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
Dług netto / EBITDA LTM	(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
EBITDA	Zysk (strata) z działalności operacyjnej + Amortyzacja + Odpis (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych
EBITDA LTM	EBITDA z ostatnich 12 miesięcy
EBIT	Zysk (strata) z działalności operacyjnej
Finansowanie zewnętrzne	Suma pozycji ze skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych: Otrzymane kredyty i pożyczki, Emisja obligacji, Spłata kredytów i pożyczek, Wykup obligacji
Koncesja na wytwarzaniu	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
Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów, Zakup energii na potrzeby sprzedaży, Usługi przesyłowe, Inne usługi obce, Podatki i opłaty, Podatek akcyzowy
Marża na ciepłe	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 ENEA Operator.
Marża ZB na sprzedaży/ aktualizacji zapasu zielonych certyfikatów	Marża na sprzedaży zielonych certyfikatów z Zielonego Bloku kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży a kosztem własnym sprzedaży certyfikatów, uwzględniająca aktualizację zapasu zielonych certyfikatów, tj. aktualizację średnioważonej ceny zapasu certyfikatów do ceny rynkowej w przypadku znacznego spadku ich ceny rynkowej
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	Kapitał własny / Aktywa trwałe
Rentowność operacyjna	Zysk (strata) z działalności operacyjnej / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
Rentowność kapitału własnego (ROE)	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Kapitał własny
Rentowność aktywów (ROA)	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Aktywa całkowite
Rentowność netto	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
Rentowność EBITDA	EBITDA / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
Skorygowana marża i pokrycia	Marża na obrocie detalicznym energią elektryczną i paliwem gazowym realizowana przez ENEA S.A. wykazywana łącznie ze sprzedażą hurtową realizowaną przez ENEA Trading i ENEA Power&Gas Trading skorygowana prezentacyjnie o inne czynniki zależne takie jak: przychody i koszty z tytułu sprzedaży i zakupu praw do emisji CO ₂ , wycenę kontraktów CO ₂ , transakcji terminowych energii i gazu wykazywaną w działalności operacyjnej
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	Wynik na pozycjach: Pozostałe przychody operacyjne, Pozostałe koszty operacyjne, Zysk (strata) na zmianie, sprzedaż i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów
Wskaźnik bieżącej płynności	Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	Zobowiązania ogółem / Aktywa całkowite

Skrót/pojęcie	Wyszczególnienie
AMI (Advanced Metering Infrastructure)	Zaawansowane systemy pomiarowo – rozliczeniowe wraz z dwukierunkowymi układami pomiarowo – rozliczeniowymi
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
Dyrektywa IED	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych. Zaostrza ona standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów z obiektów energetycznego spalania.
EUA (European Union Allowances)	Uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
IRGIT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
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
LZO	Licznik zdalnego odczytu
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
nN	Sieć niskiego napięcia, dostarczająca indywidualnym odbiorcom prąd przemienny o częstotliwości 50 Hz, pod napięciem fazowym 230 V
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSDn	Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP
Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne
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 mialów energetycznych klasy 20-23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej
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
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
SCR (Selective Catalytic Reduction)	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin. Zasadą jej działania jest redukcja tlenków azotu do azotu atmosferycznego na powierzchni katalizatora, odbywająca się z wykorzystaniem substancji zawierającej amoniak
SMR (Small Modular Reactors)	Małe modułowe reaktory jądrowe
SN	Sieć średniego napięcia, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 1 kV do 60 kV
URE	Urząd Regulacji Energetyki
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

Podpisy Zarządu

Data zatwierdzenia i publikacji *Pozostałych informacji do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za III kwartał 2024 r.* - 20 listopada 2024 r.

Podpisy:

Prezes Zarządu

Grzegorz Kinelski

Członek Zarządu ds. Korporacyjnych

Dalida Gepfert

Członek Zarządu ds. Handlowych

Bartosz Krysta

Członek Zarządu ds. Finansowych

Marek Lelątko