



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

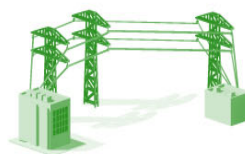
**Poznań, 22 maja 2024 r.**

## Spis treści

1. Podsumowanie operacyjne I kwartału 2024 r. ....	4
2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA.....	7
3. Zarządzanie ryzykiem .....	27
4. Otoczenie rynkowe .....	29
5. Sytuacja finansowa .....	33
6. Akcje i akcjonariat .....	48
7. Władze .....	49
8. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji Emitenta.....	52
9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu .....	66
10. Raportowanie niefinansowe.....	67
11. Załączniki .....	68
12. Słownik pojęć i skrótów.....	72

## Grupa ENEA w liczbach

### ENEA to 18,3 tys. Pracowników



WYDOBYCIE	WYTWARZANIE	DYSTRYBUCJA	OBROT
<b>24,1%</b>	<b>6,2 GW</b>	<b>2,8 mln</b>	<b>2,7 mln</b>
udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce	całkowitej mocy zainstalowanej	odbiorców usług dystrybucyjnych	Klientów
<b>403 mln ton</b>	<b>478 MW</b>	<b>124,6 tys. km</b>	<b>6,5 TWh</b>
potencjału wydobywczego 4 obszarów koncesyjnych	mocy zainstalowanej w OZE	linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami	sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego Klientom detalicznym w I kw. 2024 r.
<b>1,9 mln ton</b>	<b>5,0 TWh</b>	<b>5,2 TWh</b>	<b>33</b>
produkcji netto węgla w I kw. 2024 r.	całkowitego wytwarzania energii netto w I kw. 2024 r.	dostarczonej energii w I kw. 2024 r.	Biura Obsługi Klienta (w tym 32 stacjonarne i 1 mobilne)

## 1. Podsumowanie operacyjne I kwartału 2024 r.

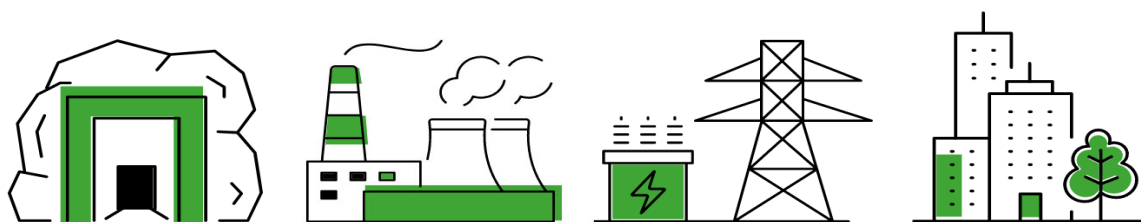
W I kw. 2024 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wynik EBITDA na poziomie 1 877,2 mln zł (wzrost r/r o 832,9 mln zł).

Obszar Wytwarzania odnotował wynik EBITDA na poziomie 929,9 mln zł (wzrost r/r o 439,7 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze wzrostu wyniku EBITDA w Segmencie Elektrowni Systemowych. Odnotowano wzrost marży na obrocie, wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy, przy jednoczesnym spadku wyniku koncesji na wytwarzanie. W Segmencie OZE odnotowano spadek wyniku EBITDA w związku z 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 na ciepło. W całym obszarze Wytwarzania 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 157,7 mln zł (spadek r/r o 131,7 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 613,3 mln zł (wzrost r/r o 186,7 mln zł). Wzrost wyniku EBITDA jest efektem wyższej zrealizowanej marży z działalności koncesjonowanej oraz wyższego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej. Jednocześnie, odnotowano wzrost kosztów operacyjnych.

Obszar Obrotu odnotował wynik EBITDA na poziomie 79,6 mln zł (wzrost r/r o 79,2 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze wzrostu marżowości na rynku detalicznym. Jednocześnie, odnotowano spadek rozpoznanych przychodów z tytułu rekompensat i spadek wykorzystania rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia.



- GK ENEA wydała na inwestycje **441 mln zł**
- Produkcja węgla handlowego wyniosła **1,9 mln t**
- Sprzedaż węgla handlowego wyniosła **1,8 mln t**
- Grupa wytworzyła **5,0 TWh** energii elektrycznej
- Sprzedaż ciepła w segmencie Wytwarzanie wyniosła **2,3 PJ**
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła **5,2 TWh**
- Wolumen sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom detalicznym wyniósł **6,5 TWh**

+

Spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu  
 Spadek kosztów zużycia materiałów i surowców  
 Brak odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny  
 Wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej  
 Wzrost przychodów ze sprzedaży energii ciepłej  
 Wzrost przychodów ze sprzedaży węgla  
 Wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy

-

Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej  
 Spadek przychodów z tytułu rekompensat  
 Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych  
 Spadek wykorzystania rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia  
 Spadek przychodów ze sprzedaży gazu  
 Wzrost kosztów usług obcych

## 1.1. Najważniejsze wydarzenia w I kwartale 2024 r.

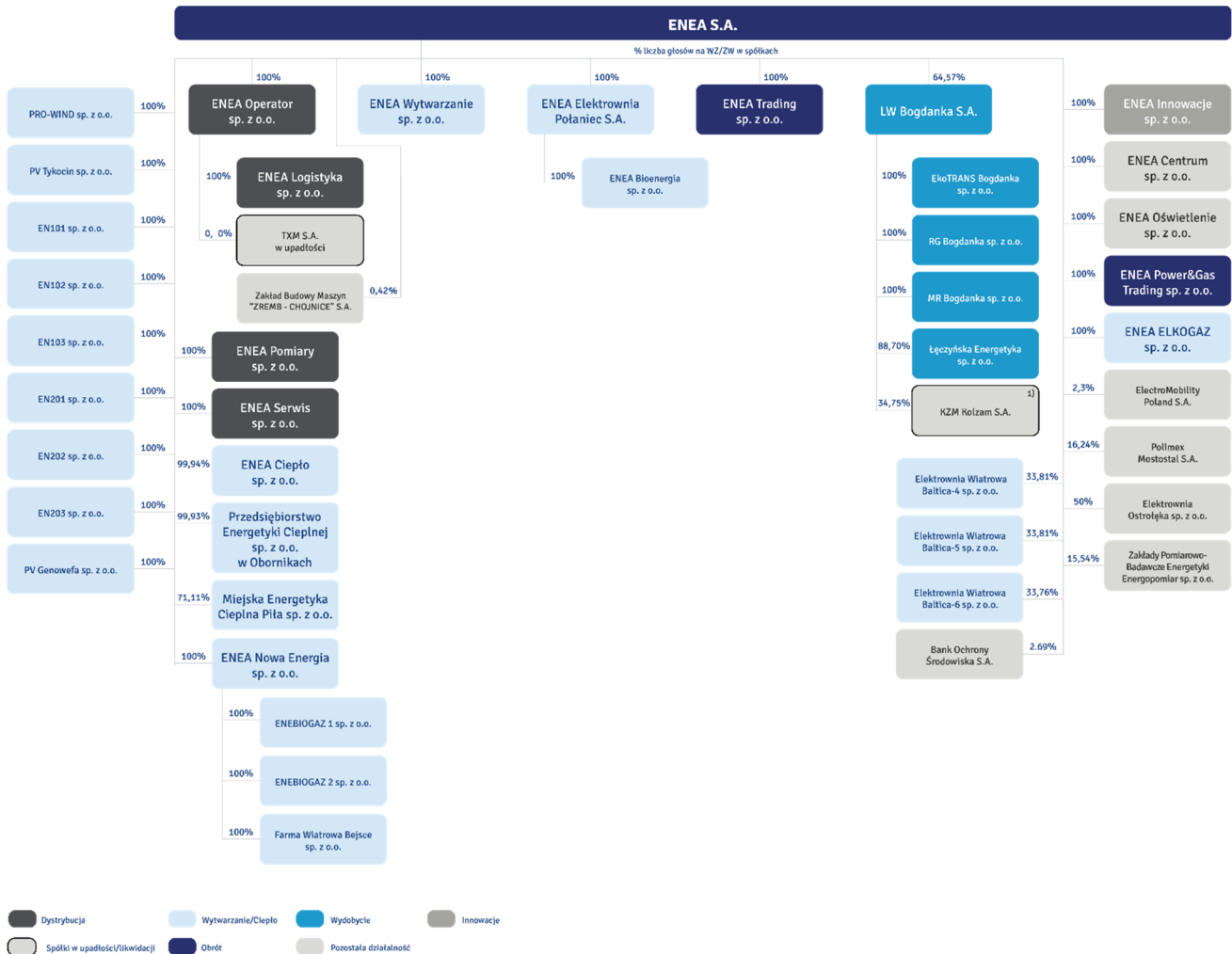
- 25 stycznia 2024 r. ENEA S.A. podpisała umowę z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI) długoterminowego kredytu inwestycyjnego do kwoty 1 000 mln zł. W okresie ostatnich dwunastu miesięcy łączna wartość nominalna umów finansowania zawartych z EBI osiągnęła kwotę 2 000 mln zł. Środki udostępniane w ramach umów zostaną przeznaczone na realizację zadań polegających na finansowaniu i refinansowaniu nakładów inwestycyjnych Grupy Kapitałowej Emitenta ponoszonych w celu realizacji programu inwestycyjnego związanego z rozwojem i modernizacją infrastruktury sieci dystrybucyjnej oraz jej integracją z odnawialnymi źródłami energii w latach 2023-2025. Umowy przewidują zaciąganie finansowania w walucie PLN lub EUR, a oprocentowanie danej transzy będzie obliczane w oparciu o zmienną stopę procentową odpowiednią dla danego okresu odsetkowego i danej waluty, powiększoną o marżę lub stałą stopę procentową. Okres dostępności środków wynosi 24 miesiące od dnia zawarcia umów, a ostateczna data spłaty będzie przypadać w terminie do 18 lat od dnia wykorzystania ostatniej transzy. Finansowanie nie jest zabezpieczone.
- 29 stycznia 2024 r. do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych, z tego samego dnia, o skorzystaniu przez Ministra Aktywów Państwowych z uprawnienia do odwołania członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. na podstawie § 24 ust. 1 Statutu Spółki. Zgodnie z otrzymanym oświadczeniem, Minister Aktywów Państwowych korzystając z ww. uprawnienia z dniem 29 stycznia 2024 r. odwołał ze składu Rady Nadzorczej Spółki Pana Łukasza Ciołko. Jednocześnie, zgodnie z otrzymanym oświadczeniem, Minister Aktywów Państwowych korzystając z ww. uprawnienia z dniem 30 stycznia 2024 r. powołał do składu Rady Nadzorczej Spółki Panią Agatę Ewę Michalską - Olek.
- 30 stycznia 2024 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. podjęło uchwały na mocy których dokonało, z tym samym dniem, zmian w składzie Rady Nadzorczej Spółki XI kadencji. Odwołano Pana Romana Stryjskiego, Pana Pawła Mariana Łackiego, Panią Anetę Olgę Kordowską. Powołano Panią Ewę Bagińską, Pana Zbigniewa Szymczaka, Pana Piotra Szymanka, Pana Michała Gniatkowskiego, Panią Monikę Starecką.
- 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. Uchwały weszły w życie z chwilą ich podjęcia. Przyczyny odwołania nie zostały podane, jednocześnie Rada Nadzorcza podjęła uchwałę z dnia 2 lutego 2024 r. w sprawie delegowania z dniem 2 lutego 2024 r. Pani Moniki Stareckiej, Członka 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.
- 19 lutego 2024 r. ENEA S.A. zawarła z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. oraz bankiem Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. umowę kredytu odnawialnego w maksymalnej kwocie 1 000 mln zł. Spółka będzie mogła przeznaczyć środki przyznane w ramach kredytu na finansowanie i refinansowanie nakładów poniesionych w związku z nabyciem, rozwojem, rozbudową, finansowaniem, budową, modernizacją, konserwacją lub oddaniem do eksploatacji jednostek wytwórczych wykorzystujących do produkcji energii elektrycznej źródła odnawialne. Kredyt nie zostanie przeznaczony na sfinansowanie budowy, nabycia ani rozbudowy elektrowni opalanych węglem kamiennym lub innej działalności związanej z tym surowcem. Wysokość oprocentowania pozyskanego finansowania zależna będzie od realizacji wskaźników zrównoważonego rozwoju, tj. wskaźnika redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz wskaźnika zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze wytwórczej Grupy.
- 23 lutego 2024 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwały w przedmiocie powołania na wspólną kadencję, rozpoczną z dniem następnym po dniu odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2021 r. Pana Grzegorza Kinelskiego na stanowisko Prezesa Zarządu ENEA S.A. z dniem 1 marca 2024 r., Pana Bartosza Krystę na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Handlowych z dniem 1 marca 2024 r., Pana Marka Lełątko na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Finansowych z dniem 1 marca 2024 r., Panią Dalidę Gepfert na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Korporacyjnych z dniem 1 maja 2024 r. Dodatkowo, Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwałę z dnia 23 lutego 2024 r. w sprawie delegowania od dnia 1 marca 2024 r. Pani Moniki Stareckiej, Członka 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. Jednocześnie, Rada Nadzorcza postanawia uchylić z dniem 29 lutego 2024 r. uchwałę z dnia 2 lutego 2024 r. w sprawie delegowania Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu ENEA S.A. Ponadto, 23 lutego 2024 r. 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.
- 7 marca 2024 r. ENEA S.A. zawarła z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. umowę wielowalutowego kredytu w maksymalnej kwocie 250 000 tys. zł. Spółka będzie mogła przeznaczyć środki przyznane w ramach kredytu na finansowanie bieżącej działalności. Środki udostępniane przez Pekao S.A. mogą być wykorzystywane w walucie PLN lub EUR, a ich oprocentowanie oparte jest o stawkę WIBOR 1M lub EURIBOR 1M, powiększone o marżę.

## 1.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym

- 18 kwietnia 2024 r. Zarząd ENEA S.A. podjął uchwałę o zamiarze przeprowadzenia w II kwartale 2024 r. emisji o łącznej wartości nieprzekraczającej 2 000 000 tys. zł, o czym Spółka informowała raportem bieżącym nr 18/2024.
- 25 kwietnia 2024 r. Zarząd ENEA S.A. podjął decyzję o przeprowadzeniu w II kwartale 2024 r. przedterminowego odkupu całości lub części obligacji serii ENEA0624 w celu ich umorzenia. Szczegółowe informacje Spółka przekazała w raporcie bieżącym nr 19/2024
- 6 maja 2024 r. Zarząd ENEA S.A. podjął uchwałę dotyczącą propozycji pokrycia straty netto oraz rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok obrotowy 2023. Zgodnie z uchwałą, Zarząd Spółki proponuje pokrycie straty netto za rok obrotowy, obejmujący okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. w kwocie 1 602 940 tys. zł, z przyszłych zysków.
- 10 maja 2024 r. Zarząd ENEA S.A. podjął uchwałę o przeprowadzeniu emisji dwóch serii obligacji w ramach *Umowy dotyczącej programu emisji obligacji do maksymalnej kwoty 5 000 000 000 PLN*, każda o wartości 1 000 000 tys. zł. Szczegółowe informacje w tej sprawie Spółka przekazała w raporcie bieżącym nr 22/2024.
- 13 maja 2024 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę, zgodnie z którą pozytywnie opiniuje propozycję Zarządu Spółki w sprawie pokrycia straty netto ENEA S.A. za rok obrotowy, obejmujący okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. w kwocie 1 602 940 tys. zł, z przyszłych zysków oraz rekomendację niewypłacenia dywidendy za rok obrotowy obejmujący okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. Ostateczną decyzję w sprawie pokrycia straty netto za rok obrotowy, obejmujący okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. podejmie Zwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A.
- 21 maja 2024 r. Spółka zakończyła proces odkupu obligacji serii ENEA0624 ("Obligacje") zarejestrowanych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. pod numerem ISIN PLENEA000096, od ich posiadaczy. Spółka nabyła 8 276 szt. Obligacji, każda o wartości nominalnej 100 000 zł i łącznej wartości wg ceny nabycia 827 600 tys. 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 przekazała w raporcie bieżącym nr 24/2024.

## 2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA

### 2.1. Struktura Grupy Kapitałowej ENEA – stan na dzień 31 marca 2024 r.



<sup>1</sup> 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.<sup>2</sup>

### 2.2. Zmiany w strukturze GK ENEA

#### Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych, w I kw. 2024 r. GK ENEA poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

#### Dezinwestycje kapitałowe

W I kw. 2024 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

#### Zmiany w organizacji

W I kw. 2024 r. GK ENEA kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Rozwoju GK ENEA.

<sup>2</sup> 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.

## Inwestycje kapitałowe

Szczegółowy opis procesów związanych z inwestycjami kapitałowymi został zamieszczony w *Skróconym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 31 marca 2024 r.*

## Zdarzenia w raportowanym okresie oraz do dnia sporządzenia sprawozdania

- 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%. W dniu 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, w dniu 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.
- 29 lutego 2024 r. zarejestrowano podwyższenie kapitału zakładowego spółki PAD RES Genowefa sp. z o.o. (aktualnie PV Genowefa sp. z o.o.) zgodnie z podjętą w dniu 12 grudnia 2023 r. uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników spółki PAD RES Genowefa sp. z o.o., 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.
- 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.
- W dniach 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.
- 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 (słownie: siedemdziesiąt pięć złotych) na jeden udział tj.: dopłat w łącznej wysokości 3 757 500,00 zł (słownie: trzy miliony siedemset pięćdziesiąt siedem tysięcy pięćset złotych), na rachunek bankowy Spółki. Dopłaty zostały wniesione.
- 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%. W dniu 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 16,27% zwiększając liczbę akcji o 187 500 akcji, tj. z 39 437 524 do 39 625 024 akcji.



## 2.3. Obszary biznesowe GK ENEA

### Wydobycie

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

### Wytwarzanie

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

### Dystrybucja

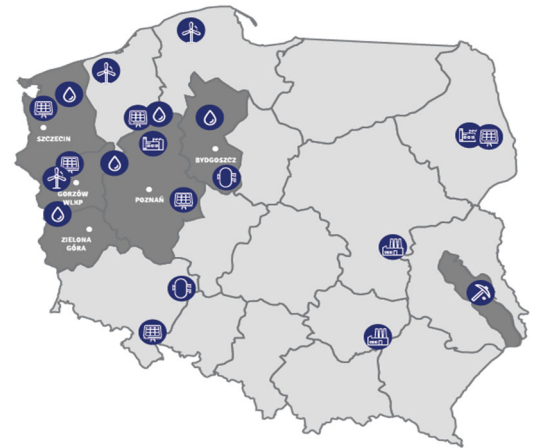
- Dostarczanie energii elektrycznej
- Planowanie i zapewnianie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, w tym przyłączanie nowych Klientów
- Eksploatacja, konserwacja i remonty sieci dystrybucyjnej
- Zarządzanie danymi pomiarowymi

### Obrót hurtowy

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

### Obrót detaliczny

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



### 2.3.1. Wydobycie

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 wydobycia węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych, zakładających udostępnienie nowych złóż. Sprzedawany przez LW Bogdanka węgiel kamienny energetyczny stosowany jest przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej, ciepłej i produkcji cementu. Odbiorcami LW Bogdanka są w głównej mierze firmy przemysłowe, przede wszystkim podmioty prowadzące działalność w branży elektroenergetycznej, zlokalizowane we wschodniej i północno-wschodniej Polsce.

Wyszczególnienie	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana %
Produkcja netto [tys. ton]	1 623	1 875	15,5%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	1 582	1 757	11,1%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	62	489	688,7%
Roboty chodnikowe [km]	8,55	6,37	-25,5%

## 2.3.2. Wytwarzanie

### 2.3.2.1. Aktywa wytwórcze Obszaru Wytwarzanie

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW <sub>e</sub> ]	Moc osiągnięta elektryczna [MW <sub>e</sub> ]	Moc zainstalowana cieplna [MW <sub>t</sub> ]	Moc zainstalowana w OZE [MW <sub>e</sub> ]
Elektrownia Kozienice	4 071,8	4 004,0	125,4	-
Elektrownia Połaniec	1 679,0 <sup>1</sup>	1 674,0 <sup>1</sup>	130,0	230,0
Farmy wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyna (Lubno I i Lubno II)	71,6	70,1	-	71,6
Elektrownia fotowoltaiczna 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 Darżyno <sup>2</sup>	59,0	59,0	-	59,0
Biogazownie Liszkowo i Gorzesław	3,8	3,8	3,1	3,8
Elektrownie Wodne	58,8	55,8	-	58,8
MEC Piła	20,4	18,4	130,9	-
PEC Oborniki	-	-	27,4	-
ENEA Ciepło (Elektrociepłownia Białystok, Ciepłownia Zachód)	203,5	156,6	684,1 <sup>3</sup>	55,0 <sup>4</sup>
<b>Razem</b>	<b>6 167,9</b>	<b>6 041,7</b>	<b>1 100,9</b>	<b>478,2</b>

<sup>1</sup> Z dniem 1 stycznia 2024 r. Blok nr 1 został wyłączony z eksploatacji.

<sup>2</sup> Farma PV Darżyno o mocy 2 MW jest obecnie na etapie rozruchu technologicznego i po uzyskaniu koncesji łączna moc zainstalowana w obszarze farm fotowoltaicznych wynosić będzie 61,0 MWe.

<sup>3</sup> W tym Układ Odzysku Ciepła o mocy 18,7 MWt znajdującej się w Elektrociepłowni Białystok.

<sup>4</sup> Zmniejszenie mocy zainstalowanej z OZE wynika ze zmiany zapisów koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i kwalifikacji instalacji odnawialnego źródła energii związanej ze zmianą układu technologicznego Elektrociepłowni Białystok. Turbozespół TZ4 (blok B4) o mocy znamionowej 23,503 MW przed dniem 1 stycznia 2024 r. zasilany był parą tylko z bloku biomasowego B1, po zmianie, B4 zasilany jest z bloku biomasowego B1 oraz węglowych B2, B3, podana w tabeli wielkość dotyczy bloku TZ1 wytwarzającego energię wyłącznie z biomasy.

### 2.3.2.2. Wytwarzanie - zestawienie mocy zainstalowanych

#### Elektrownia Kozienice

Blok	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
Moc zainstalowana [MW]	230	230	230	230	230	230	230	230	560	560	1 112
Planowany rok wyłączenia z produkcji	2031	2031	2030	2030	2032	2032	2033	2033	2041	2042	2048

Powyższe dane w zakresie ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice, zostały sporządzone w oparciu o aktualne harmonogramy pracy bloków i ujętych w nim odstawiń jednostek wytwórczych.

#### Elektrownia Połaniec

Blok <sup>1</sup>	B2	B3	B4	B5	B6	B7	GU (B9)
Moc zainstalowana [MW]	242	242	242	242	242	239	230
Planowany rok wyłączenia z produkcji	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2042

<sup>1</sup> Z dniem 1 stycznia 2024 r. Blok nr 1 został wyłączony z eksploatacji.

Powyższe dane zostały sporządzone w oparciu o aktualnie obowiązujący harmonogram pracy bloków i ujętych w nim odstawiń jednostek wytwórczych. Aktualnie realizowany jest projekt pt. *Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.*

## ENEA Nowa Energia

Obszary	Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MWe]
Woda	21 stopni wodnych z obiektami towarzyszącymi, na których usytuowane są elektrownie wodne o mocy zainstalowanej od 132 kW do 24,8 MW umiejscowione na rzekach: Brda, Wda, Gwda, Rega, Drawa, Myśla, Obra i Wełna	58,8
Farmy wiatrowe	Bardy, Darżyno i Baczyna (Lubno I i Lubno II)	71,6
Farmy fotowoltaiczne	PV Jastrowie I, PV Likowo, PV Lubno I, PV Lubno II, Krzęcin 1,2 i 7 <sup>1</sup> , PV FW Lubno I, PV Darżyno <sup>2</sup>	12,0
Biogaz	Biogazownie Liszkowo i Gorzesław	3,8

<sup>1</sup> PV Krzęcin 1,2 i 7 składa się z trzech instalacji o mocy 1 MW każda, wpisana 25 sierpnia 2023 r. do rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

<sup>2</sup> Farma PV Darżyno o mocy 2 MW jest obecnie na etapie rozruchu technologicznego i po uzyskaniu koncesji łączna moc zainstalowana w obszarze farm fotowoltaicznych dla spółki ENEA Nowa Energia wynosić będzie 14,0 MWe.

## Spółki należące do GK ENEA

Spółka	Farma fotowoltaiczna	Moc zainstalowana [MWe]
PRO-WIND	PV Tarnów	10,0
PV Tykocin	PV Kapice Lipniki	2,0
PV Genowefa	PV Genowefa	35,0

## ENEA Ciepło

Blok	B1	B2	B3	B4 <sup>1</sup>	Kotły wodne	K1	K2	K3	K4	K5
Moc zainstalowana [MW]	55	55	70	23,5	Moc zainstalowana [MW]	0	0	0	0	0
Moc termiczna [MWt]	98,4	108	108	0	Moc termiczna [MWt]	33	35	35	40	40
Planowany ostatni rok produkcji	2028	2045	2055	2061	Planowany ostatni rok produkcji	-	-	-	-	-

<sup>1</sup> 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]).

### 2.3.2.3. Dane dotyczące Obszaru Wytwarzanie

Wyszczególnienie	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana %
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	5 319	4 978	-6,4%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	4 743	4 420	-6,8%
Produkcja z OZE [GWh]	577	558	-3,3%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	2 624	2 499	-4,8%

#### ENEA Wytwarzanie

Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	3 464	3 282	-5,3%
w tym: Blok 11 Elektrowni Kozienice			
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	1 127	1 033	-8,3%
Średnie obciążenie netto [MW]	691	670	-3,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	204	180	-11,8%

#### ENEA Nowa Energia

Produkcja z OZE [GWh]	92	112	21,7%
elektrownie wodne	33	56	69,7%
farmy wiatrowe	56	52	-7,1%
biogazownie	2	3	50,0%
farmy PV	0,9	2	122,2%

#### PV Genowefa, PRO-WIND, PV Tykocin – spółki należące do GK ENEA

Produkcja z OZE [GWh]	-	7	100,0%
-----------------------	---	---	--------

#### ENEA Elektrownia Połaniec

Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	1 606	1 418	-11,7%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	1 177	1 043	-11,4%
Produkcja z OZE (spalanie biomasy – Zielony Blok) [GWh]	395	326	-17,5%
Produkcja z OZE (współspalanie biomasy) [GWh]	35	49	40,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	599	483	-19,4%

#### ENEA Ciepło

Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	125	122	-2,4%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	69	58	-15,9%
Produkcja z OZE [GWh]	56	64	14,3%
Produkcja ciepła brutto [TJ] (razem z Ciepłownią Zachód)	1 470	1 499	2,0%

#### PEC Oborniki

Produkcja ciepła brutto [TJ]	49	46	-6,1%
------------------------------	----	----	-------

#### MEC Piła

Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	32	37	15,6%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	301	291	-3,3%

### 2.3.2.4. Emisja CO<sub>2</sub>, przydział bezpłatnych uprawnień CO<sub>2</sub>, koszty z tytułu uprawnień

	Emisja CO <sub>2</sub> <sup>1</sup> [t]	Przydział bezpłatnych uprawnień CO <sub>2</sub> [t]	Koszty z tytułu uprawnień [tys. zł]
<b>Elektrownia Kozienice</b>			
I kw. 2023	3 164 563	2 997 <sup>2</sup>	1 400 352
I kw. 2024	2 995 084	- <sup>3</sup>	1 346 481
<b>MEC Piła</b>			
I kw. 2023	18 657	6 836 <sup>2</sup>	6 006
I kw. 2024	17 935	5 922 <sup>4</sup>	4 453
<b>Białystok - Elektrociepłownia</b>			
I kw. 2023	109 380	43 244 <sup>2</sup>	29 754
I kw. 2024	98 033	- <sup>3</sup>	35 330
<b>Białystok – Ciepłownia Zachód</b>			
I kw. 2023	7 817	2 923 <sup>2</sup>	2 124
I kw. 2024	6 631	- <sup>3</sup>	2 322
<b>Elektrownia Połaniec</b>			
I kw. 2023	1 218 406	85 334 <sup>2</sup>	490 673
I kw. 2024	1 079 253	- <sup>3</sup>	459 198
<b>Łęczyńska Energetyka<sup>5</sup></b>			
I kw. 2023	17 340	11 809 <sup>2</sup>	5 963
I kw. 2024	16 769	- <sup>3</sup>	5 550
<b>Razem I kw. 2023</b>	<b>4 536 163</b>	<b>153 143</b>	<b>1 934 872</b>
<b>Razem I kw. 2024</b>	<b>4 213 705</b>	<b>5 922</b>	<b>1 853 334</b>

<sup>1</sup> Wskazano emisyjność dla produkcji energii elektrycznej oraz dla produkcji ciepła łącznie.

<sup>2</sup> Darmowe uprawnienia przyznane na 2023 r.

<sup>3</sup> Brak przydziału na rachunku uprawnień.

<sup>4</sup> Darmowe uprawnienia przyznane na 2024 r.

<sup>5</sup> Podmiot w GK LW Bogdanka, posiadający uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>.

### 2.3.2.5. Zaopatrzenie w paliwa

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice oraz Elektrowni Połaniec jest węgiel kamienny w sortymencie miał. Podstawowymi paliwami używanymi w ENEA Ciepło - Elektrociepłownia Białystok w I kw. 2024 r. były węgiel i biomasa.

#### Dostawy węgla

	Elektrownia Kozienice	Elektrownia Połaniec	ENEA Ciepło
Główni dostawcy węgla I kw.2024 r.	LW Bogdanka (ok. 92,5%)	LW Bogdanka (ok. 58%) PGG (ok. 38,8%) kilku pozostałych dostawców (ok.3,2% każdy)	LW Bogdanka (ok. 57%) Węglokoks Kraj (ok. 43%)
Główny przewoźnik realizujący dostawy w I kw.2024 r.	PKP CARGO (ok. 61%) FPL (ok. 32%) CD CARGO Poland (ok. 7%)	PKP CARGO (ok. 81,5%) inny (ok. 18,5%)	LW Bogdanka (ok. 57%) PKP CARGO (ok. 43%)

## Zakup paliwa

Typ paliwa	Obszar Wytwarzania			
	I kw. 2023 r.		I kw. 2024 r.	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	2 967	2 774	1 871	877
Biomasa	575	376	428	175
Olej opałowy (ciężki) <sup>1</sup>	3	7	4,7	10
Olej opałowy (lekki) <sup>2</sup>	2	13	2	9
Gaz [tys. m <sup>3</sup> ] <sup>3,4</sup>	8 460	24	9 540	31
<b>Razem</b>		<b>3 194</b>		<b>1 102</b>

<sup>1</sup> Paliwo rozpałkowe w B1-10 Elektrowni Kozienice i B1-7 Elektrowni Połaniec.

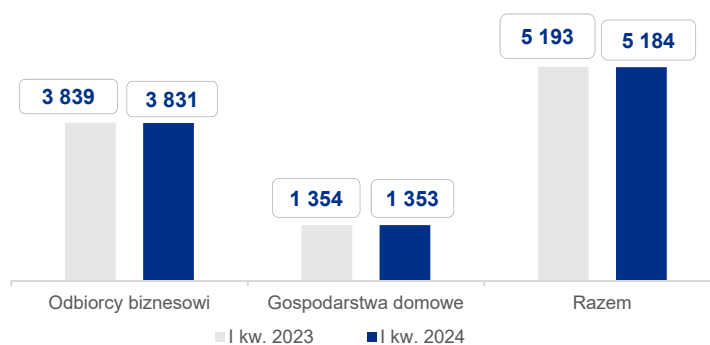
<sup>2</sup> Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice, B9 Elektrowni Połaniec, MEC Pila (kotłownia KO Staszycze, w której jest możliwość zasilania paliwem gazowym i olejem opałowym), Elektrociepłowni Białostok.

<sup>3</sup> Używany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w MEC Pila.

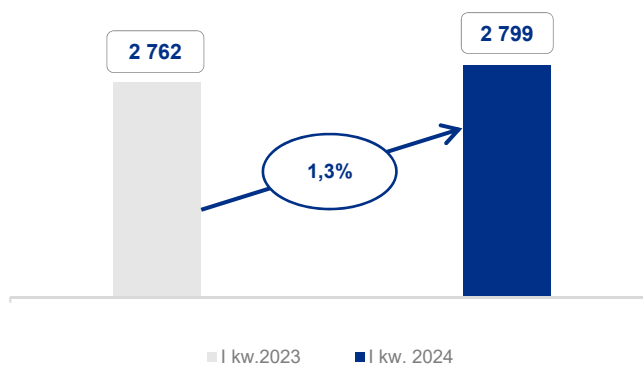
<sup>4</sup> Używany do produkcji ciepła w Ciepłowni Zachód: jednostka objętości gazu w tys. Nm<sup>3</sup>.

## 2.3.3. Dystrybucja

### Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



### Liczba odbiorców [w tys.]



### Przyłączone źródła OZE na terenie działania ENEA Operator w okresie 2016 r. – I 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 [MW]
2016	359	2 479	2 838	1 482	17	1 500
2017	362	4 302	4 664	1 483	31	1 514
2018	397	6 910	7 307	1 513	50	1 564
2019	485	18 900	19 385	1 690	136	1 826
2020	586	61 990	62 576	1 866	435	2 301
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	176 087	4 316	1 559	5 875
I kw. 2024	1 905	177 866	179 771	4 523	1 606	6 129

### Liczba i długość przyłączy

Wyszczególnienie	I kw. 2023 r.		I kw. 2024 r.	
	Liczba [szt.]	Długość [km]	Liczba [szt.]	Długość [km]
Napowietrzne	323 102	6 990	362 914	6 955
Kablowe	685 188	6 540	723 447	6 615
<b>Razem</b>	<b>1 008 290</b>	<b>13 530</b>	<b>1 086 361</b>	<b>13 570</b>

### Liczba stacji elektroenergetycznych

Wyszczególnienie	I kw. 2023 r.	I kw. 2024 r.
	Liczba [szt.]	Liczba [szt.]
110 kV	255	258
SN	39 310	39 717
<b>Razem</b>	<b>39 565</b>	<b>39 975</b>

**111,0 tys. km** – długość linii dystrybucyjnych

**13,6 tys. km** – długość przyłączy

**40,0 tys. szt.** – liczba stacji elektroenergetycznych

**1 086,4 tys. szt.** – liczba 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.

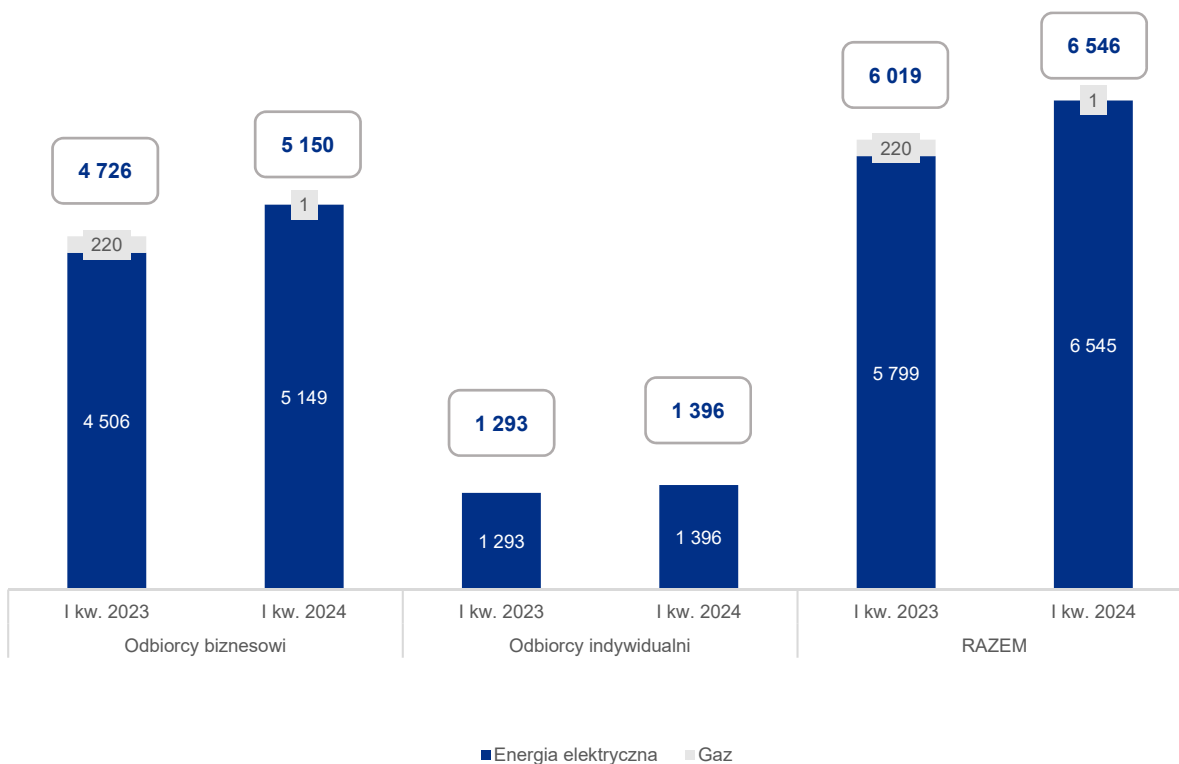
### 2.3.4. Obrót

Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym zrealizowana przez ENEA S.A.

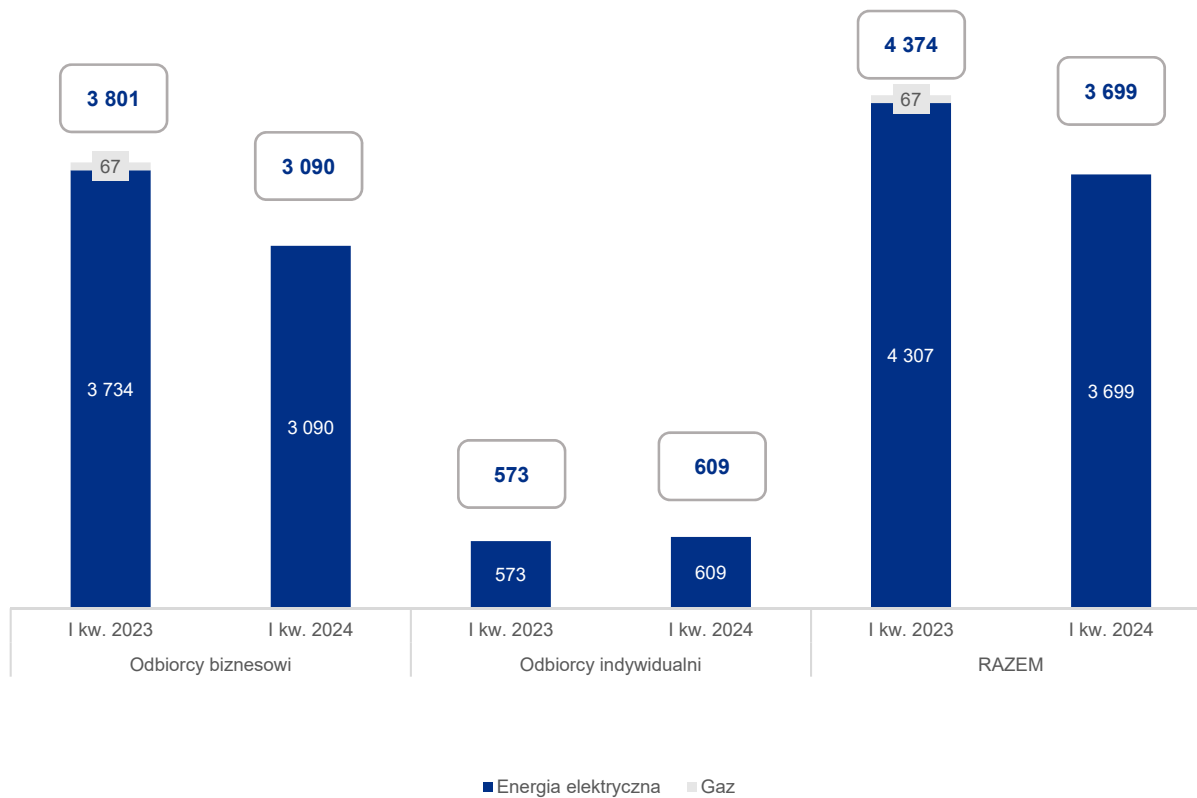
W I kw. 2024 r. w stosunku do I kw. 2023 r. łączny wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego był wyższy o 527 GWh, tj. o 8,8%. Wzrost spowodowany był zmianami w portfelu klientów. W segmencie odbiorców biznesowych odnotowano wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 643 GWh, tj. o 14,3 % i wzrost wolumenu w segmencie odbiorców indywidualnych o 103 GWh, tj. o 8,0%. Wolumen sprzedaży paliwa gazowego w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego spadł o 219 GWh, tj. o 99,6%, co spowodowane jest zaprzestaniem sprzedaży paliwa gazowego w 2024 r.

Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w I kw. 2024 r. spadły w stosunku do I kw. 2023 r. o 675 mln zł, tj. o 15,4%, co jest odzwierciedleniem spadku cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

### Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym ENEA S.A. [GWh]



### Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym ENEA S.A. [mln zł]

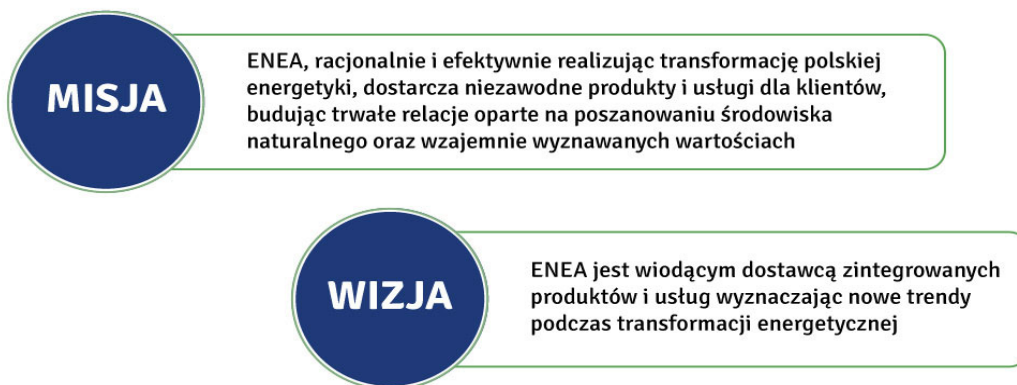




## 2.4. Strategia rozwoju

Wobec licznych oraz fundamentalnych zmian w otoczeniu branżowym, w 2021 r. została zaktualizowana Strategia GK ENEA, w celu zaadresowania wyzwań oraz warunków prowadzenia działalności w branży energetycznej. 15 grudnia 2021 r. Spółka zatwierdziła i przyjęła do realizacji *Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku*, która umożliwi ambitną, odpowiedzialną i efektywną transformację GK ENEA. Jako uzupełnienie *Strategii Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku*, w grudniu 2023 r. została przyjęta *Polityka klimatyczna Grupy Kapitałowej ENEA*, <https://media.enea.pl/pr/826308/polityka-klimatyczna-grupy-enea-wspiera-transformacje-energetyki>, której celem jest określenie wpływu działalności Grupy Kapitałowej ENEA na środowisko naturalne oraz wskazanie kierunków działania i mechanizmów zarządzania zapewniających odpowiedzialną działalność biznesową Grupy z poszanowaniem naturalnych zasobów naszej planety. Polityka klimatyczna pozwoli również na bieżąco definiować oraz identyfikować ryzyka oraz szanse związane z oddziaływaniem Grupy Kapitałowej ENEA na środowisko oraz wpływem zmian klimatycznych na zasady i założenia funkcjonowania Grupy. Jednym z powodów powstania *Polityki klimatycznej Grupy Kapitałowej ENEA* jest nasz obowiązek zareagowania na zmieniające się otoczenie oraz na zewnętrzne regulacje krajowe i unijne, ukierunkowane na ograniczenie niekorzystnych zmian klimatycznych. Dokument ten stanowi tym samym świadectwo podejmowanych przez Grupę działań oraz zaangażowania na rzecz ochrony środowiska naturalnego.

Misja i wizja GK ENEA, zgodnie z obowiązującą *Strategią Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku* brzmi następująco:



Grupa Kapitałowa ENEA jako odpowiedzialny podmiot z branży energetycznej, chcąc sprostać innym globalnym wyzwaniom, zakłada prowadzenie swojej działalności przy minimalizowaniu oddziaływania na środowisko naturalne. Działając zgodnie z założeniami dotyczącymi transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce, Grupa podejmuje działania w zakresie wydzielenia ze swoich struktur aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych. GK ENEA zakłada prowadzenie swojej działalności w sposób zrównoważony, przy jednoczesnym minimalizowaniu oddziaływania na środowisko naturalne. Fundament do określenia celów strategicznych stanowią następujące kierunki rozwoju:



Grupa ENEA, jako jeden z najważniejszych podmiotów na rynku energii w Polsce, współodpowiedzialny za bezpieczeństwo energetyczne państwa, obserwuje globalne trendy i rozumie wyzwanie, jakim są zmiany klimatyczne, dlatego aktywnie uczestniczy w rozwoju sektora OZE i w ramach #TransformacjaEnei chce inwestować w technologie zeroemisyjne.

Celem nadrzędnym GK ENEA jest zrównoważona transformacja budująca wzrost wartości Grupy Kapitałowej ENEA. Mapa celów obejmuje, obok celu nadrzędnego, niżej wskazane cele:

#### **W Perspektywie Właściciela:**

- rozwój Odnawialnych Źródeł Energii opartych na nowoczesnych technologiach,
- trwałe relacje z Klientami, systematycznie spadające koszty dotarcia i utrzymania Klienta,
- zachowanie bezpieczeństwa finansowego GK ENEA,
- niezawodność i ciągłość dostaw energii elektrycznej,
- wdrażanie innowacji i nowych technologii we wszystkich obszarach funkcjonowania GK ENEA.

#### **W Perspektywie Klienta:**

- odpowiedzialny partner w zrównoważonym zarządzaniu relacjami ze społecznościami lokalnymi, środowiskiem i Klientami,
- zdolność do zaspokajania kompleksowych potrzeb Klienta,
- atrakcyjna relacja ceny do jakości oferowanych pakietów produktów i usług,
- rozwój nowych linii biznesowych dla oferowania Klientom nowych produktów nie tylko energetycznych.

#### **W Perspektywie Procesów:**

- wytwarzanie optymalnego i zrównoważonego mixu produktów i usług dla dobrze zidentyfikowanych Klientów we współpracy z partnerami biznesowymi i społecznymi,
- sprawne docieranie do Klientów i dostarczanie obiecanych wartości, na czas, we właściwej cenie oraz jakości z uwzględnieniem odpowiedzialnego i etycznego marketingu oraz rzetelnej informacji,
- spójne, zintegrowane i zrównoważone zarządzanie elastycznymi, otwartymi grupami kompetencyjnymi w jasno zdefiniowanych liniach biznesowych, w preferowanej roli operatorów biznesu na powierzonym majątku.

#### **W Perspektywie Rozwoju:**

- nowoczesny, transparentny i etyczny Ład Organizacyjny na wszystkich szczeblach w całej GK ENEA,
- efektywny model operacyjny GK ENEA dostosowany do zmieniającej się Grupy,
- postępową edukacją uwzględniającą wyzwania transformacji.

#### **ENEA zakłada, że w wyniku realizacji Strategii osiągnie:**

1. wzrost mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii (brutto) o 1 510 MW do 2030 r. i 3 580 MW w 2040 r., liczony względem roku 2020 (nie uwzględniając przy tym mocy istniejącego już tzw. „Zielonego Bloku” należącego do ENEA Elektrownia Połaniec),
2. redukcję wartości wskaźnika jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> do 254 kg CO<sub>2</sub>/MWh w 2030 r., z dążeniem do osiągnięcia wskaźnika na poziomie 201 kg CO<sub>2</sub>/MWh w perspektywie 2040 r., a do 2050 r. GK ENEA planuje osiągnąć neutralność klimatyczną,
3. udział w sprzedaży energii elektrycznej do Klientów GK ENEA w całkowitym rynku sprzedaży energii elektrycznej w Polsce do poziomu 16% w roku 2030 oraz co najmniej 17% w 2040 r.,
4. wartość wskaźnika SAIDI na poziomie 74,59 minut w 2030 r. oraz 70 minut w 2040 r.,
5. wartość wskaźnika SAIFI na poziomie 2,02 w 2030 r. oraz 1,93 w 2040 r.,
6. wartość wskaźnika strat sieciowych w dystrybucji na poziomie 5,14% w 2030 r. oraz 5,0% w 2040 r.,
7. wskaźnik ROE GK ENEA na poziomie 6,4% w 2030 r. oraz 7,1% w 2040 r.,
8. wskaźnik ROA GK ENEA na poziomie 2,9% w 2030 r. oraz 4,6% w 2040 r.,
9. udział EBITDA GK ENEA z Nowych Linii Biznesowych na poziomie 7-12% w 2030 r. oraz 10-15% w roku 2040, w relacji do całości EBITDA GK ENEA.

Szacowane do osiągnięcia miary realizacji celów strategicznych w perspektywie 2040 r., o których mowa w punktach 1.-2. oraz 7 -9. powyżej zostały wyznaczone przy założeniu wydzielenia aktywów węglowych poza GK ENEA.

Istotny wpływ, zarówno na GK ENEA, jak i całą Polskę, UE i świat, ma wojna w Ukrainie, która wybuchła 24 lutego 2022 r., rozpoczęta inwazją Federacji Rosyjskiej na cały ten kraj, stanowiąca eskalację trwającej od 2014 r. wojny pomiędzy tymi państwami na południowych i wschodnich terenach Ukrainy. W związku z tym pojawiły się problemy i kryzysy w zakresie paliw kopalnych, tj. gazu, węgla i biomasy rolniczej (agro), dostarczanych wcześniej z Białorusi, Ukrainy i Rosji, dlatego zwiększono pozyskiwanie dostaw przedmiotowych surowców (w szczególności gazu) z innych kierunków. Należy mieć również na uwadze kolejne konflikty

zbrojnie pojawiające się na arenie międzynarodowej, które wpływają pośrednio lub bezpośrednio na rynek surowcowy i tym samym na bezpieczeństwo energetyczne Polski.

W związku z powyższym, Komisja Europejska 18 maja 2022 r. opublikowała *Plan REPowerEU*, ukierunkowany na jeszcze szybsze ograniczenie zależności od paliw kopalnych sprowadzanych z Rosji i przyspieszenie transformacji. Środki zawarte w *Planie REPowerEU* mogą stanowić odpowiedź na te ambicje poprzez oszczędność energii, dywersyfikację dostaw energii oraz przyspieszone wprowadzanie energii odnawialnej w celu zastąpienia paliw kopalnych w domach, przemyśle i wytwarzaniu energii. Kolejne działania w 2023 r. w UE i Polsce pokazują, że *REPowerEU* wzmocnił przekaz, że trzeba odchodzić od paliw kopalnych. Z uwagi na fakt, iż aktualna sytuacja międzynarodowa wpływa na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną i powoduje konieczność zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności, niezbędna jest modyfikacja zapisów w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* Zgodnie z założeniami do aktualizacji *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, dokument ten powinien uwzględniać również czwarty filar – suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Federacji Rosyjskiej oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi poprzez dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz w alternatywne paliwa. Aktualizacja *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* przewiduje również, że w okresie przejściowym te funkcje pełnić mają źródła węglowe i gazowe, z których Polska się nie wycofa, dopóki nie będzie w naszym kraju energetyki jądrowej. Mając powyższe na uwadze, przewiduje się następujące zmiany w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.*:

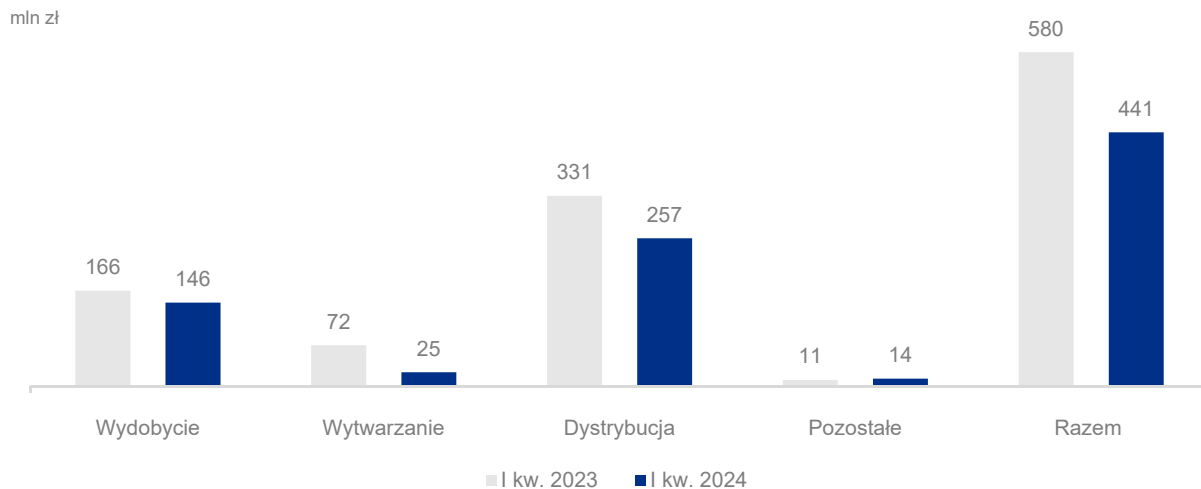
- zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe,
- dalszy rozwój OZE, gdzie w perspektywie 2040 r. dążyć się będzie do tego, aby około połowa produkcji energii elektrycznej pochodziła z odnawialnych źródeł. Obok dalszego rozwoju mocy wiatrowych i słonecznych, zintensyfikowane będą działania mające na celu rozwój wykorzystania OZE niezależnych od warunków atmosferycznych, czyli wykorzystujących energię wody, biomasy, biogazu, czy ciepła ziemi. Szczególnie pożądane będzie wykorzystanie OZE w klastrach energii i spółdzielniach energetycznych oraz w ramach instalacji hybrydowych,
- dążyć się będzie do poprawy efektywności energetycznej, która ogranicza popyt na energię, a tym samym redukuje zapotrzebowanie na surowce oraz skutki potencjalnych braków dostaw energii,
- dalsza dywersyfikacja dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów,
- dostosowanie decyzji inwestycyjnych w gazowe moce wytwórcze do dostępności paliwa. Jednostki gazowe wciąż będą miały znaczenie dla regulowania pracy systemu energetycznego, jednakże ze względu na zmianę sytuacji geopolitycznej i brak przewidywalności na rynku gazu w ujęciu średniookresowym zwiększeniu może ulec poziom wykorzystania istniejących jednostek węglowych,
- wykorzystanie jednostek węglowych. Wykorzystanie krajowych złóż węgla kamiennego może ulegać okresowemu zwiększaniu w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Dla zapewnienia ciągłości dostaw podjęte zostaną działania mające na celu utrzymanie gotowości do pracy jednostek węglowych zgodnie z ich technicznym czasem życia, który jest dłuższy niż wynika to z przesłanek ekonomicznych, wrażliwych na ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- wdrożenie energetyki jądrowej opartej przede wszystkim o duże reaktory (powyżej 1 000 MW). Równolegle do prowadzonych prac w zakresie budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej kontynuowane będą wysiłki mające na celu perspektywiczne wdrożenie małych reaktorów modułowych (ang. small modular reactor, SMR),
- rozwój sieci i magazynowania energii.

Zgodnie ze scenariuszem prognostycznym przedstawionym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska do założeń do aktualizacji *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, moc zainstalowana w OZE w Polsce ma wynosić 50 GW w 2030 r. i 88 GW w 2040 r. Natomiast moc zainstalowana w energetyce jądrowej, w tym SMR, ma wynieść 7,8 GW w 2040 r. Powyższe ma przełożyć się na spadek emisji CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce o 65% w 2040 r.

Ponadto, Polska będzie podejmować wysiłki negocjacyjne w celu reformy mechanizmów polityki klimatycznej Unii Europejskiej, tak aby możliwe było przeprowadzanie niskoemisyjnej i ambitnej transformacji, kontrybuując do realizacji celów UE, przy uwzględnieniu czasowego zwiększonego wykorzystania konwencjonalnych mocy wytwórczych, bez ponoszenia nadmiernych kosztów wynikających z polityki klimatycznej. Powyższe zmiany w otoczeniu GK ENEA mają istotny wpływ na realizację *Strategii Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku* oraz wyznaczone w niej cele strategiczne i kierunki rozwoju. Dlatego przy aktualizacji tego dokumentu powyższe kwestie zostaną w nim odpowiednio odzwierciedlone, w szczególności kiedy będzie znana nowa bądź zaktualizowana koncepcja wydzielenia aktywów węglowych poza GK ENEA. Z uwagi na dynamicznie zmieniające się otoczenie, przewiduje się, że zmienione mogą zostać założenia obowiązującej strategii, co może nastąpić jeszcze w tym roku.

## 2.5. Realizowane działania i inwestycje

### 2.5.1. CAPEX - Nakłady inwestycyjne



CAPEX – nakłady inwestycyjne [mln zł]	I kw. 2023 r.	I kw. 2024 r.	Wykonanie I kw. 2024 r./ Plan I kw. 2024 r.	Plan 2024 r.
Wydobycie	166,4	145,7	100,0%	1 012,5
Wytwarzanie	71,6	24,8	22,6%	1 133,8
Dystrybucja	330,8	257,1	75,7%	2 289,6
Pozostałe	11,3	13,6	76,7%	197,3
<b>Razem</b>	<b>580,1</b>	<b>441,2</b>	<b>72,0%</b>	<b>4 633,2</b>

#### Inwestycje związane z ochroną środowiska

Wyszczególnienie [mln zł]	I kw. 2024 r.
Grupa Kapitałowa Lubelski Węgiel Bogdanka – inwestycje środowiskowe	5,9
ENEA ELKOGAZ – budowa bloków gazowo-parowych	7,5
Pozostałe	1,1
<b>Łącznie inwestycje związane z ochroną środowiska</b>	<b>14,5</b>

### 2.5.2. Realizacje kluczowych projektów i inwestycji

#### Obszar Wydobycie

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycje zrealizowane w I kw. 2024 r.:</b>	
- Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących – w I kw. 2024 r. wykonano 6,4 km chodników	115,7
- Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń oraz koncesje	17,6
- Pozostałe inwestycje	12,4
<b>Inwestycje planowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących	448,7
- Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń oraz koncesje	468,9
- Pozostałe inwestycje	78,1

## Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycje zrealizowane w I kw. 2024 r.:</b>	
- Modernizacja odtworzeniowa przenośnika typu Sicon IOS II i IV	2,8
- Modernizacja rurociągów żużla	2,0
- Modernizacja podtorza suwnicy na blokach 8x200 MW	1,6
- Modernizacja bloku nr 10	1,6
- Pozostałe projekty inwestycyjne	1,3
- Remonty cykliczne	0,9
- Modernizacja składowiska popiołu i żużla	0,7
- Modernizacja wywrotnicy wagonowej nr 3	0,7
- Modernizacja kanałów kablowych bloków 200 MW i 500MW	0,4
- Modernizacja młynów węglowych MKM-33	0,3
- Modernizacja bloku nr 9	0,3
- Zabezpieczenie terenu ENEA Wytwarzanie za pomocą mobilnych systemów ochrony przeciwpowodziowej	0,3
- Modernizacja bloku nr 11	0,3
<b>- Inwestycje prognozowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Pozostałe projekty inwestycyjne	63,5
- Modernizacja bloku nr 5	44,5
- Modernizacja bloku nr 11	25,4
- Modernizacja bloku nr 1	19,2
- Remonty cykliczne	19,1
- Inwestycje pozostałe związane z blokiem 1 x 11 (1075 MW)	15,9
- Modernizacja wywrotnicy wagonowej nr 3	13,7
- Połączenie układu elektrycznego potrzeb ogólnych bloków 1 - 10 oraz bloku nr 11 wraz z wymianą rozd. 6kV PR4	8,9
- Modernizacja układu ciepłowniczego	6,4
- Modernizację pomp PC bloków 500MW	6,1
- Modernizacja - wymiana dachu maszynowni 500MW	5,8
- Modernizacja bloku nr 10	5,4

## Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Połaniec

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycje zrealizowane w I kw. 2024 r.:</b>	
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/	1,4
<b>Inwestycje prognozowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/ rozwojowe (w tym m.in.: wymian wkładów SCR, infrastruktura IT, oświetlenie bloków)	83,2
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	36,5
- remont kapitałny blok 7	25,5

## Obszar Wytwarzanie – ENEA Nowa Energia

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycje zrealizowane w I kw. 2024 r.:</b>	
- PV Dygowo I – moc 8 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	2,1
- Pozostałe projekty rozwojowe, modernizacyjno-odtworzeniowe, remontowe	1,5
- PV Jastrowie II – moc 10 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	1,1
- PV Darżyno - moc 2 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	1,0
<b>Inwestycje prognozowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Pozostałe projekty rozwojowe, modernizacyjno-odtworzeniowe, remontowe, potencjał akwizycyjny	110,7
- PV Darżyno - moc 35 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	32,8
- PV Jastrowie II – moc 10 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	10,1
- PV Dygowo III – moc 9 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	9,3
- PV Dygowo II – moc 8 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	8,3
- PV Dygowo I – moc 8 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	8,1
- PV Gryfice - moc 31 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	6,0
- Modernizacja Elektrociepłowni Biogazowej Gorzesław	2,0
- PV Krzęcin – moc 6,6 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	0,8
- PV Lubno III - moc 60 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	0,6
- PV Darżyno - moc 2 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	0,4

## Obszar Wytwarzanie – ENEA Ciepło

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycje zrealizowane w I kw. 2024 r.:</b>	
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali (sieci ciepłownicze, źródło Ciepłownia Zachód)	3,7
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	2,8
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	0,5
<b>Inwestycje prognozowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Modernizacja kotłów węglowych w źródle Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska	50,9
- Odtworzenie turbozespołu TZ1	22,0
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	12,8
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali (sieci ciepłownicze, źródło Ciepłownia Zachód)	12,3
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	7,5
- Rewitalizacja części ciśnieniowej kotła K6	3,3
- Modernizacja elewacji frontowej budynku kotłowni, maszynowni i nawy elektrycznej	2,2
- Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego	1,8
- Odtworzenie urządzeń pomocniczych kotła K5	1,5
- Odtworzenie urządzeń pomocniczych kotła K6	0,7
- Modernizacja awaryjnego układu zasilania (z agregatu)	0,3

## Obszar Wytwarzanie – Miejska Energetyka Ciepła Piła

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycje zrealizowane w I kw. 2024 r.:</b>	
- Przebudowa sieci ciepłowniczych	0,3
- Zakup środków trwałych (m.in. zakupy teleinformatyczne, sprzęt)	0,1
<b>Inwestycje prognozowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Optymalizacja źródeł wytwarzania ( głównie remont EC Koszyce, Modernizacja kotła KR Kaczorska, Budowa nowego źródła kogeneracyjnego)	17,8
- Sieci nowe przyłącza/podłączenia	2,6
- Optymalizacja istniejących sieci ciepłych	1,5
- Zakup środków trwałych	0,5

## Obszar Wytwarzanie – ENEA ELKOGAZ

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycja zrealizowana w I kw. 2024 r.:</b>	
- Budowa bloków gazowo-parowych (Greenfield)	7,5
<b>Inwestycje prognozowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Budowa bloków gazowo-parowych (Greenfield)	46,2

## Obszar Dystrybucja – ENEA Operator

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
<b>Inwestycje zrealizowane w I kw. 2024 r.:</b>	
- Budowa i modernizacja szeregu elementów infrastruktury sieciowej, takich jak linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz stacje elektroenergetyczne, związana z realizacją następujących celów: realizacja obowiązku publiczno-prawnego, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego regionu, poprawa niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej – automatyzacja sieci, zmiana struktury sieci SN z napowietrznej na kablową, działania zmierzające do osiągnięcia w sieci standardu „smart grid”	246,8
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi	1,5
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	4,8
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu	3,1
<b>Inwestycje prognozowane do realizacji w 2024 r.:</b>	
- Budowa i modernizacja szeregu elementów infrastruktury sieciowej, takich jak linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz stacje elektroenergetyczne, związana z realizacją następujących celów: realizacja obowiązku publiczno-prawnego, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego regionu, poprawa niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej – automatyzacja sieci, zmiana struktury sieci SN z napowietrznej na kablową, działania zmierzające do osiągnięcia w sieci standardu „smart grid”	1 805,2
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi	37,9
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	132,6
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu	37,9

## Obszar Obrót – realizacja kluczowych projektów

### Obszar Handlu Detalicznego i Obsługi Klienta

- Kontynuacja prac nad wprowadzeniem automatyzacji procesów usługowych, z wykorzystaniem m.in. robotyzacji procesów biznesowych (RPA i UiPath), która przełoży się na terminową realizację kluczowych wskaźników w ramach realizowanych procesów,
- Kontynuacja programu eKlient, którego celem jest wdrożenie nowych rozwiązań techniczno-organizacyjnych zwiększających poziom digitalizacji kontaktu z Klientem, rozwój nowoczesnych i niskokosztowych kanałów dotarcia do Klienta oraz jego obsługi, a także rozwój nowoczesnych kanałów obsługi i sprzedaży: zawieranie umów on-line, e-Wnioski, marketplace. W lutym 2024 r. zakończono projekt e-Wnioski i udostępniono Klientom rozwiązania pozwalające na zastosowanie elementów samoobsługi oraz weryfikacji on-line zgłoszeń Klientów na podstawie predefiniowanych algorytmów w zakresie faktur. Udostępniono Klientom na stronie enea.pl i FB kolejne filmiki instruktażowe w ramach inicjatywy Doradca on-line. Kontynuowano prace nad projektem dotyczącym aplikacji mobilnej, czyli oprogramowania ENEA do zainstalowania na urządzeniach mobilnych (smartfon lub tablet) odpowiadające na najważniejsze potrzeby informacyjne Klientów. Zgodnie z harmonogramem aplikacja ma być udostępniona Klientom w drugiej połowie 2024 r.,
- W styczniu 2024 r. uruchomiono pomiar wskaźnika FCR, czyli badania poziomu zrealizowania sprawy przy pierwszym kontakcie na infolinii i w BOK poprzez ankietę telefoniczną w celu poprawy satysfakcji Klientów i optymalizacji liczby spraw przekazywanych na II linię,
- Kontynuacja prac 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. Podobnie jak inni uczestnicy, GK ENEA ma obowiązek dostosować swoją organizację, procesy oraz systemy IT do CSIRE do 1 lipca 2025 r.,
- Realizacja prac nad dostosowaniem organizacji i procesów biznesowych do *Ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* (wdrożenie streszczenia kluczowych postanowień umowy, kontynuowanie prac nad spełnieniem nowych obowiązków informacyjnych, wdrożenie porównywarki ofert, wdrożenie taryfy dynamicznej, wdrożenie odbiorcy aktywnego, wdrożenie zasad partnerskiego handlu energią oraz nowego modelu sprzedaży rezerwowej),
- Kontynuowano realizację wymagań wynikających z *Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z 9 września 2023 r. przyznającego odbiorcom w gospodarstwie domowym na każde PPE jednorazową obniżkę jako zmniejszenie rachunku za 2023 r. o kwotę 125,34 zł,*

- W związku z wejściem w życie ustaw dotyczących cen energii elektrycznej w roku 2023 oraz 2024 tj. *Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz Ustawy z dnia 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz Ustawy z dnia 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła oraz Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 roku zmieniającego rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, Spółka realizuje działania w celu praktycznego wdrożenia mechanizmów cenowych wynikających z przedmiotowych regulacji prawnych,
- Trwają prace nad wdrożeniem rozwiązań do komunikacji z *Krajowym Systemem eFaktur (KSeF)* w zakresie systemów bilingowych ENEA. Rozwiązanie polega na wprowadzeniu faktur ustrukturyzowanych jako obligatoryjnego rozwiązania na mocy *Ustawy z dnia 16 czerwca 2023 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw*. Zgodnie z informacją Ministerstwa Finansów z dnia 19 stycznia 2024 r. pierwotny termin obowiązkowego wdrożenia KSeF planowany na dzień 1 lipca 2024 r. został przesunięty. Planowaną datę wdrożenia KSeF Ministerstwo Finansów opublikuje po zakończonym audycie.

#### **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 zmiany uwarunkowań.

### **2.5.3. Zawarte umowy**

#### **2.5.3.1. Umowy znaczące dla działalności GK ENEA**

W I kw. 2024 r. spółki z GK ENEA nie zawierały umów znaczących, przy czym we wskazanym okresie zawarto w ENEA Elektrownia Połaniec:

- Aneks nr 2 z dnia 8 lutego 2024 do umowy ramowej nr 11/2023/HH/W z Centralą Zbytu „Węglodyt” S. A. regulujący ustalenie harmonogramu dostaw oraz współczynnika cenowego do dnia 31 marca 2024 r.,
- Zawarcie Porozumienia Transakcyjnego nr 4 z dnia 8 marca 2024 r. do Umowy Ramowej nr 3/2022 z PG Silesia. PT określa kontraktową ilość (79 900 Mg) oraz cenę węgla w okresie III-XII.2024.,
- Porozumienie o dokonywaniu potrąceń wzajemnych wierzytelności z dnia 8 marca 2024 r. do Umowy Ramowej nr 3/2022 z PG Silesia, określające sposób potrącenia wierzytelności, powstałych na skutek realizacji Aneksu nr 2 do PT3.,
- Zawarcie Aneksu nr 8 w dniu 8 marca 2024 r. do Porozumienia o Współpracy na warunkach Umowy Wieloletniej Sprzedaży mułów NR 6/DH/HE/2018, regulującego podział kwartalny dostaw mułu w 2024 r. oraz jego cenę.

#### **2.5.4. Finansowanie zewnętrzne – emisje papierów wartościowych, obligacje i kredyty**

ENEA S.A. finansuje program inwestycyjny wykorzystując nadwyżki finansowe z prowadzonej działalności gospodarczej oraz zadłużenie zewnętrzne. GK ENEA realizuje model finansowania inwestycji, w którym ENEA S.A. pozyskuje środki finansowe ze źródeł zewnętrznych i dystrybuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach ENEA S.A. będzie koncentrować się na zapewnieniu odpowiedniej dywersyfikacji zewnętrznych źródeł finansowania dla inwestycji zaplanowanych w opublikowanej w grudniu 2021 r. *Strategii Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku*, w celu optymalizowania wysokości kosztów i terminów spłaty zadłużenia.

W okresie 3 miesięcy, zakończonym 31 marca 2024 r., ENEA S.A. nie zawierała nowych umów programowych dotyczących emisji obligacji. W dniu 18 kwietnia 2024 r. Zarząd ENEA S.A. podjął uchwałę o zamiarze przeprowadzenia w II kw. 2024 r. emisji obligacji w ramach istniejącego Programu Emisji Obligacji, o łącznej wartości nieprzekraczającej 2 000 mln zł, o czym informował raportem bieżącym nr 18/2024.

25 stycznia 2024 r. ENEA S.A. podpisała z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI) drugą umowę długoterminowego kredytu inwestycyjnego do kwoty 1 000 mln zł pn. *ENEA Electricity Distribution II – B Finance Contract*. Pierwszą umowę z EBI Spółka zawarła w dniu 22 grudnia 2023 r., co oznacza, że łączna wartość nominalna nowo zawartych umów finansowania z EBI osiągnęła kwotę 2 000 mln zł (Umowy EBI). Środki udostępniane w ramach Umów EBI zostaną przeznaczone na realizację zadań polegających na finansowaniu i refinansowaniu nakładów inwestycyjnych Grupy Kapitałowej ENEA ponoszonych w celu realizacji programu inwestycyjnego związanego z rozwojem i modernizacją infrastruktury sieci dystrybucyjnej oraz jej integracją z odnawialnymi źródłami energii w latach 2023-2025. Umowy przewidują zaciąganie finansowania w walucie PLN lub EUR, a oprocentowanie danej transzy będzie obliczane w oparciu o zmienną stopę procentową odpowiednią dla danego okresu odsetkowego i danej waluty, powiększoną o marżę lub o stałą stopę procentową. Okres dostępności środków wynosi 24 miesiące od dnia zawarcia umów, a ostateczna data spłaty będzie przypadać w terminie do 18 lat od dnia wykorzystania ostatniej transzy. Finansowanie nie jest zabezpieczone.



19 lutego 2024 r. ENEA S.A. zawarła z Bankiem Pekao S.A. oraz PKO Bankiem Polskim S.A. umowę kredytu odnawialnego w maksymalnej kwocie 1 000 mln zł. Pozyskane środki finansowe zostaną w całości przeznaczone na inwestycje w jednostki wytwórcze wykorzystujące odnawialne źródła energii poprzez finansowanie i refinansowanie nakładów poniesionych w związku z nabyciem, rozwojem, rozbudową, finansowaniem, budową, modernizacją, konserwacją lub oddaniem do eksploatacji jednostek wytwórczych wykorzystujących do produkcji energii elektrycznej źródła odnawialne. Umowa przewiduje zaciąganie finansowania w walucie PLN, a jego oprocentowanie będzie obliczane w oparciu zmienną stopę procentową powiększoną o marżę, korygowaną w zależności od ilości zrealizowanych wskaźników zrównoważonego rozwoju, tj. wskaźnika redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz wskaźnika zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze wytwórczej GK ENEA. Okres dostępności środków wynosi 36 miesięcy od uruchomienia środków, a ostateczna data spłaty będzie przypadać w terminie 6 lat od uruchomienia pierwszej transzy.

Zadłużenie nominalne ENEA S.A. z tytułu służących finansowaniu programu inwestycyjnego obligacji oraz kredytów na 31 marca 2024 r. wyniosło łącznie 7 255 mln zł, w tym z tytułu zaciągniętych kredytów długoterminowych 4 549 mln zł oraz 2 706 mln zł z tytułu wyemitowanych obligacji. Niektóre spółki należące do GK ENEA mają zawarte umowy dotyczące finansowania zewnętrznego. Łączna nominalna suma takiego zewnętrznego zadłużenia z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek (z wyłączeniem zadłużenia zewnętrznego ENEA S.A.) na 31 marca 2024 r. wynosiła 108 mln zł. W I kw. 2024 r. Spółki z GK ENEA nie wypowiedziały umów kredytów oraz pożyczek.

### 2.5.5. Udzielone poręczenia i gwarancje

W trakcie I kw. 2024 r. ENEA S.A. nie udzieliła poręczeń i gwarancji korporacyjnych. Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych przez ENEA S.A. poręczeń oraz gwarancji korporacyjnych na 31 marca 2024 r. wynosiła 8 644 000 tys. zł.

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych na zlecenie ENEA S.A. gwarancji bankowych na 31 marca 2024 r. wynosiła 80 973 tys. zł.

W tabeli poniżej przedstawiono najistotniejsze kwotowo gwarancje bankowe, udzielone na zlecenie ENEA S.A. w 2024 r. w ramach zawartych umów na gwarancje bankowe (próg istotności > 2 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

### 2.5.6. Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W okresie I kw. 2024 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej.

### 2.5.7. 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 31 marca 2024 r. Łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez ENEA S.A. obligacji wewnątrzgrupowych wynosiło 1 249 mln zł.

W okresie 3 miesięcy zakończonym 31 marca 2024 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych wewnątrzgrupowych umów programowych emisji obligacji dotyczących finansowania spółek GK ENEA.

### 2.5.8. Finansowanie wewnątrzgrupowe - pożyczki

W I kw. 2024 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych umów pożyczek ze spółkami GK ENEA oraz innymi spółkami, w których posiada udziały. W okresie sprawozdawczym zakończonym 31 marca 2024 r. spółka ENEA Nowa Energia w ramach zawartej jeszcze w 2023 r. umowy pożyczki na kwotę 200 mln zł uruchomiła jedną transzę pożyczki w kwocie 70 mln zł. 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. Stan zadłużenia nominalnego spółek z tyt. udzielonych im przez ENEA S.A. pożyczek na 31 marca 2024 r. wynosił 6 939 mln zł (w tym 13 mln EUR przeliczone na PLN). Szczegółowe informacje nt. obowiązujących w I kw. 2024 r. umów pożyczek, jakie zawarła ENEA S.A. oraz poziomu ich wykorzystania prezentuje poniższa tabela.

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Wartość umów w mln zł	Kwota zaciągniętej pożyczki w I kw. 2024 r. w mln zł	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczek na 31 marca 2024 r. w mln zł
marzec 2020 r.	lipiec 2028 r.	ENEA Operator	4 849	0	Stawka bazowa + marża	4 409
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	8
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.	styczeń 2027 r.	PV Genowefa	25	0	Stałe	25
grudzień 2023 r.	grudzień 2034 r.	ENEA Nowa Energia	200	70	Stawka bazowa + marża	120
sierpień 2023 r.	grudzień 2024 r.	ENEA Trading	100 <sup>1</sup>	13 <sup>1</sup>	Stawka bazowa + marża	13 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Pożyczka udzielona w walucie EUR. Saldo zaprezentowane w tabeli powyżej zostało również wykazane w walucie EUR. W ramach umowy pożyczki zawartej w sierpniu 2023 r. pomiędzy ENEA S.A. a ENEA Trading na kwotę 100 000 tys. EUR spółka ENEA Trading uruchomiła w pierwszym kwartale 2024 r. transze pożyczki w łącznej kwocie 150 800 tys. EUR, i jednocześnie spłaciła kwotę 137 800 tys. EUR. Saldo pożyczki na dzień 31 marca 2024 r. wynosiło 13 000 tys. EUR.

Kwoty zaprezentowane w powyższej tabeli w kolumnach *Wartość umów w mln zł* oraz *Zadłużenie z tyt. pożyczek na 31 marca 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 31 marca 2024 r.

### 2.5.9. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

W okresie I kw. 2024 r. ENEA S.A. oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązаныmi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi, zawartych przez ENEA S.A. lub jednostkę od niej zależną, znajdują się w nocy 23 w *Skróconym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 31 marca 2024 r.*

### 3. 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*.

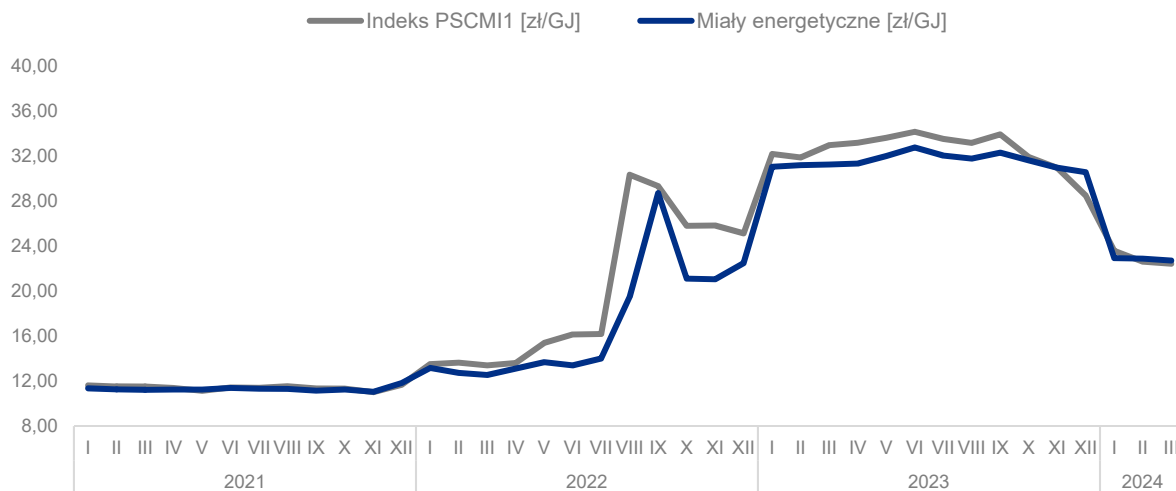
Poniżej przedstawiono informację o istotnych ryzykach, na które w I kw. 2024 r. była narażona Grupa ENEA wraz z kluczowymi działaniami mitygującymi.

Lp.	Istotne ryzyka, na które narażona była Grupa ENEA	Działania mitygujące
1	Ryzyko przegrania toczących się spraw sądowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– udzielanie pełnomocnictw profesjonalnym pełnomocnikom</li> <li>– tworzenie/aktualizacja rezerw na rzecz przyszłych potencjalnych strat</li> </ul>
2	Ryzyko luki pokoleniowej oraz utraty kompetencji	<ul style="list-style-type: none"> <li>– organizowanie programów płatnych staży i praktyk, współpraca ze szkołami patronackimi</li> <li>– zapewnienie transparentnego, konkurencyjnego i motywacyjnego systemu wynagrodzeń</li> <li>– działania z zakresu employer branding mające na celu pozyskanie najlepszych kandydatów do pracy, w tym działania adresowane do studentów i absolwentów</li> </ul>
3	Ryzyko niekorzystnego klimatu społecznego	<ul style="list-style-type: none"> <li>– aktywny, regularny dialog ze stroną społeczną</li> <li>– właściwy dobór środków przekazu komunikacji wewnętrznej</li> </ul>
4	Ryzyko naruszenia ochrony danych osobowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– przeprowadzanie kampanii informacyjnej wśród pracowników w tym szkoleń wstępnych i okresowych dotyczących ochrony danych osobowych</li> <li>– zabezpieczenie systemów przetwarzających dane osobowe poprzez zabezpieczenia systemowe (wymuszanie zmiany hasel, firewall, programy antywirusowe)</li> <li>– usprawnienie procesów na podstawie zidentyfikowanych incydentów</li> <li>– okresowe przeglądy systemów przetwarzających dane osobowe i ich ocena pod względem zapewnienia bezpieczeństwa</li> </ul>
5	Ryzyko niewłaściwego zarządzania informacją w sytuacji kryzysowej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– utrzymywanie sprawnych kanałów komunikacji z kluczowymi jednostkami biznesowymi</li> <li>– stosowanie w sytuacjach kryzysowych procedur komunikacji mitygujących ryzyko przekazywania informacji niepełnych lub z opóźnieniem</li> <li>– cykliczne warsztaty antykryzysowe</li> </ul>
6	Ryzyko naruszenia umów o finansowanie	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitorowanie kowenantów bankowych w GK ENEA</li> <li>– agregowanie informacji na temat wystąpienia lub braku zdarzeń mogących skutkować naruszeniem kowenantów z umów finansowania</li> </ul>
7	Ryzyko pogorszenia ratingu	<ul style="list-style-type: none"> <li>– bieżące konsultacje z agencją ratingową</li> </ul>
8	Ryzyko utraty płynności finansowej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– planowanie przepływów pieniężnych w horyzoncie bieżącym i strategicznym</li> <li>– realizacja strategii finansowania GK ENEA</li> </ul>
9	Ryzyko wahanía stóp procentowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– bieżący monitoring ekspozycji oraz narażenia na ryzyko niekorzystnych zmian stóp procentowych z uwzględnieniem aktualnych limitów wyznaczonych dla tego ryzyka</li> </ul>
10	Ryzyko zmienności cen towarów na rynku terminowym, rynku SPOT i Rynku Bilansującym	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ciągła analiza rynku paliwowo-energetycznego</li> <li>– doskonalenie metod i narzędzi optymalizacji portfeli towarowych</li> <li>– utrzymywanie i rozwój kompetencji do zarządzania ryzykiem towarowym</li> </ul>
11	Ryzyko poniesienia strat z tytułu niewywiązania się kontrahentów ze zobowiązań umownych (w tym ryzyko kredytowe)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– prowadzenie usystematyzowanych działań w obszarze zarządzania ryzykiem kredytowym i windykacji</li> </ul>
12	Ryzyko niekorzystnego otoczenia rynku ubezpieczeniowego	<ul style="list-style-type: none"> <li>– prowadzenie dialogu z rynkiem ubezpieczeniowym i reasekuracyjnym</li> </ul>
13	Ryzyko naruszenia giełdowych obowiązków informacyjnych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– bieżąca weryfikacja informacji i zdarzeń pod kątem obowiązków informacyjnych</li> </ul>
14	Ryzyko nieprzewidzianego wzrostu kosztów oraz obniżenia przychodów z powodu otoczenia regulacyjnego	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitoring projektów zmian i ich skutków</li> <li>– prognozowanie potencjalnych skutków zmian regulacyjnych w planowanym wyniku finansowym spółki</li> </ul>
15	Ryzyko powstania roszczeń ze strony wykonawców realizujących inwestycje sieciowe, wynikające ze wzrostu kosztów realizacji inwestycji	<ul style="list-style-type: none"> <li>– negocjacje z wykonawcami w zakresie zawarcia porozumień</li> <li>– bieżące analizy dotyczące wzrostu cen materiałów, towarów, usług i kosztów pracy</li> </ul>
16	Ryzyko przerw i szkód w wyniku wystąpienia zdarzeń losowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– prowadzenie oględzin, przeglądów</li> <li>– realizacja zadań inwestycyjnych</li> </ul>
17	Ryzyko utraty ciągłości działania środowisk i infrastruktury teleinformatycznej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– prowadzenie przeglądów infrastruktury teleinformatycznej</li> <li>– optymalizacja wykorzystywanych zasobów</li> </ul>
18	Ryzyko naruszenia bezpieczeństwa teleinformatycznego	<ul style="list-style-type: none"> <li>– bieżąca analiza bezpieczeństwa teleinformatycznego i reagowanie na incydenty bezpieczeństwa teleinformatycznego</li> <li>– przeprowadzanie kampanii informacyjnej wśród pracowników dotyczącej zasad bezpieczeństwa teleinformatycznego</li> <li>– przeprowadzenie testów wdrażanych systemów</li> </ul>
19	Ryzyko niezbilansowania energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitorowanie i analiza przyczyn niezbilansowania energii elektrycznej</li> <li>– cykliczne monitorowanie zabezpieczenia na Rynku Bilansującym</li> </ul>

Lp.	Istotne ryzyka, na które narażona była Grupa ENEA	Działania mitygujące
20	Ryzyko wystąpienia opóźnień i błędów w fakturowaniu	<ul style="list-style-type: none"> <li>– analiza nierozliczonych PPE, poprawności umów, cenników</li> <li>– komunikacja z Klientami, OSD, obszarem automatyzacji</li> <li>– współpraca w zakresie zmian w systemach obsługowych</li> </ul>
21	Ryzyko ubytków mocy spowodowanych warunkami hydrologicznymi	<ul style="list-style-type: none"> <li>– analiza możliwości wdrożenia alternatywnego rozwiązania technologicznego</li> </ul>
22	Ryzyko katastrof i awarii przemysłowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– utrzymywanie we właściwym stanie infrastruktury technicznej zabezpieczającej przed awariami</li> <li>– przestrzeganie procedur i instrukcji</li> <li>– remonty kapitalne i bieżące</li> </ul>
23	Ryzyko niedotrzymania ciągłości dostaw paliw	<ul style="list-style-type: none"> <li>– dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i realizacji usług</li> </ul>
24	Ryzyko wolumetryczne paliwa i transportu	<ul style="list-style-type: none"> <li>– optymalizacja dostaw węgla</li> <li>– monitoring stanu zapasów</li> </ul>
25	Ryzyko braku dostępnych kanałów zakupu uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> w kontraktach terminowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– zwiększenie limitów lub pozyskanie nowych umów z bankami rozliczeniowymi</li> <li>– dywersyfikacja kontrahentów</li> </ul>
26	Ryzyko utraty przychodu z Rynku Mocy	<ul style="list-style-type: none"> <li>– optymalizacja harmonogramów realizacji modernizacji</li> </ul>
27	Ryzyko korupcji, konfliktu interesów i nieuczciwej konkurencji w Grupie ENEA	<ul style="list-style-type: none"> <li>– budowanie świadomości pracowników i wsparcie z obszaru compliance</li> <li>– okresowy monitoring i sprawozdawczość w zakresie przypadków korupcji, konfliktu interesów i nieuczciwej konkurencji</li> </ul>
28	Ryzyko związane z opóźnieniem w realizacji celów strategicznych Grupy Kapitałowej ENEA	<ul style="list-style-type: none"> <li>– dywersyfikacja celów akwizycyjnych</li> <li>– monitorowanie otoczenia, bieżące analizy, długoterminowe plany mające na celu dostosowanie realizacji celów strategicznych do zmieniających się warunków</li> </ul>
29	Ryzyko nieterminowej realizacji zgłoszeń urzędowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– stała analiza i identyfikacja przyczyn kierowanych spraw</li> <li>– podejmowanie działań zapobiegawczych eliminujących przyczyny</li> </ul>
30	Ryzyko wzrostu ilości reklamacji związanych z obsługą klienta	<ul style="list-style-type: none"> <li>– raportowanie i analiza ilości, terminowości realizacji oraz powodów reklamacji</li> <li>– bieżąca komunikacja w obszarze obsługi Klientów</li> </ul>
31	Ryzyko niedostępności kluczowych systemów IT i OT	<ul style="list-style-type: none"> <li>– aktualizacja oprogramowania i tworzenie kopii bezpieczeństwa</li> <li>– monitorowanie infrastruktury systemów</li> </ul>
32	Ryzyko przekroczenia ustawowych terminów rozpatrzenia wniosków o wydanie warunków przyłączenia	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitorowanie terminów rozpatrzenia wniosków o wydanie warunków przyłączenia</li> <li>– bieżący nadzór nad procesem wydawania warunków przyłączenia</li> </ul>
33	Ryzyko niewykonania planu sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitorowanie rynku i poziomu kontraktacji na przyszłe okresy</li> </ul>
34	Ryzyko przekroczenia parametrów wynikających z pozwoleń i decyzji środowiskowych lub braku wymaganych pozwoleń i decyzji	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitorowanie przepisów prawnych oraz ważności pozwoleń i decyzji środowiskowych</li> <li>– monitorowanie parametrów wynikających z pozwoleń i decyzji środowiskowych</li> </ul>
35	Ryzyko wypadków przy pracy i chorób zawodowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– szkolenia wstępne i okresowe</li> <li>– monitorowanie warunków i środowiska pracy</li> </ul>
36	Ryzyko naruszenia bezpieczeństwa fizycznego	<ul style="list-style-type: none"> <li>– zabezpieczenie i kontrola dostępu</li> <li>– przegląd systemów zabezpieczeń i ich ocena pod względem zapewnienia bezpieczeństwa</li> <li>– monitoring obiektów i infrastruktury technicznej</li> </ul>
37	Ryzyko błędów w deklaracjach i zeznaniach podatkowych oraz wzrostu zobowiązań podatkowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– weryfikacja deklaracji poprzez kontrolę ksiąg rachunkowych</li> <li>– pozyskanie interpretacji indywidualnych</li> </ul>
38	Ryzyko opóźnień w procesach zakupowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitoring stopnia realizacji planu zamówień i postępowań zakupowych</li> </ul>
39	Ryzyko reputacyjne związane z obsługą Klienta	<ul style="list-style-type: none"> <li>– wdrażanie automatyzacji procesów obsługi Klienta</li> </ul>
40	Ryzyko utraty lub zwiększonej rotacji pracowników agencji pracy tymczasowej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– uelastycznienie zasad realizacji pracy przez pracowników tymczasowych</li> <li>– zmiana procesu szkoleniowego pracowników</li> </ul>
41	Ryzyko niesłusznego wstrzymania dostaw energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– optymalizacja procesów poprzedzających wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej</li> </ul>
42	Ryzyko wystąpienia awarii poczty elektronicznej	<ul style="list-style-type: none"> <li>– zwiększenie i optymalizacja przestrzeni dyskowej systemu do obsługi poczty elektronicznej</li> <li>– kampanie informacyjne skierowanej do użytkowników końcowych informujące o nowych sposobach potencjalnych ataków</li> </ul>
43	Ryzyko utraty danych z dysków sieciowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– monitorowanie poziomu i jakości infrastruktury</li> <li>– tworzenie kopii bezpieczeństwa</li> </ul>
44	Ryzyko braku możliwości skutecznej windykacji Klientów	<ul style="list-style-type: none"> <li>– zapewnienie dostępu do archiwalnych systemów billingowych</li> </ul>
45	Ryzyko zmienności kursów walutowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>– aktualizacja i bieżąca kontrola limitów walutowych</li> </ul>

## 4. Otoczenie rynkowe

### 4.1. Ceny węgla kamiennego na rynku polskim



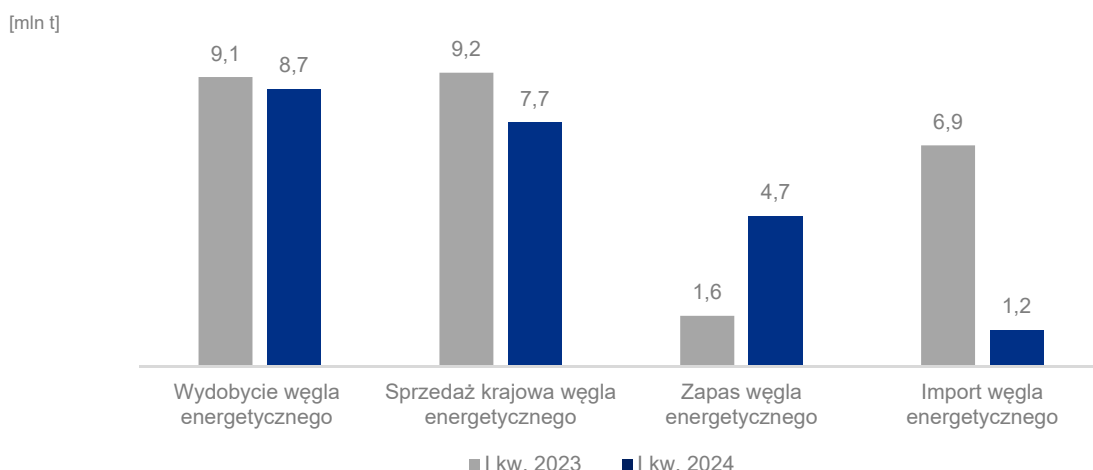
Dane: ARP

**PSCMI1:** Średnia cena z notowań Indeksu PSCMI1 w I kw. 2024 r. wyniosła 22,89 zł/GJ, co w porównaniu do średniej ceny I kw. 2023 r. oznacza spadek o 29,3% r/r.

**Miały:** Średnia cena mialów energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej w I kw. 2024 r. wyniosła 22,85 zł/GJ i była o 26,7% niższa aniżeli w I kw. 2023 r.

W I kw. 2024 r. ceny polskiego węgla energetycznego i mialów energetycznych kontynuują spadki po tym jak w roku 2023 ukształtowały się na rekordowo wysokich i stabilnych poziomach powyżej 30 zł/GJ. Obecnie ceny są na poziomie średnio 22 zł/GJ w energetyce oraz 25 zł/GJ w ciepłownictwie.

#### Rynek węgla energetycznego



Dane: ARP

#### Spadki wydobycia, sprzedaży i importu węgla energetycznego, wysoki stan krajowych zapasów surowca

W I kw. 2024 r. polskie kopalnie wydobły ok. 8,7 mln ton węgla energetycznego odnotowując spadek rzędu 4,4% w skali roku. Krajowe wydobycie węgla do celów energetycznych maleje, a od października ubiegłego roku utrzymuje się jego sukcesywny

spadek w ujęciu miesięcznym. Krajowa sprzedaż węgla energetycznego w okresie pierwszych trzech miesięcy wyniosła ok. 7,7 mln ton i była o 16,3% niższa aniżeli w roku ubiegłym. Na koniec I kw. 2024 r. zapas węgla energetycznego wyniósł 4,7 mln ton tj. o 194% więcej zapasu węgla rok do roku znalazło się na zwałach krajowych producentów. Podobnie elektrownie mają wypełnione magazyny paliwa blisko w 100%, a to za sprawą łagodnej zimy oraz wzmożonego wcześniej importu węgla. Import w okresie I kw. 2024 r. ukształtował się na poziomie 1,2 mln ton i był o blisko 83% znacząco mniejszy aniżeli w roku ubiegłym.

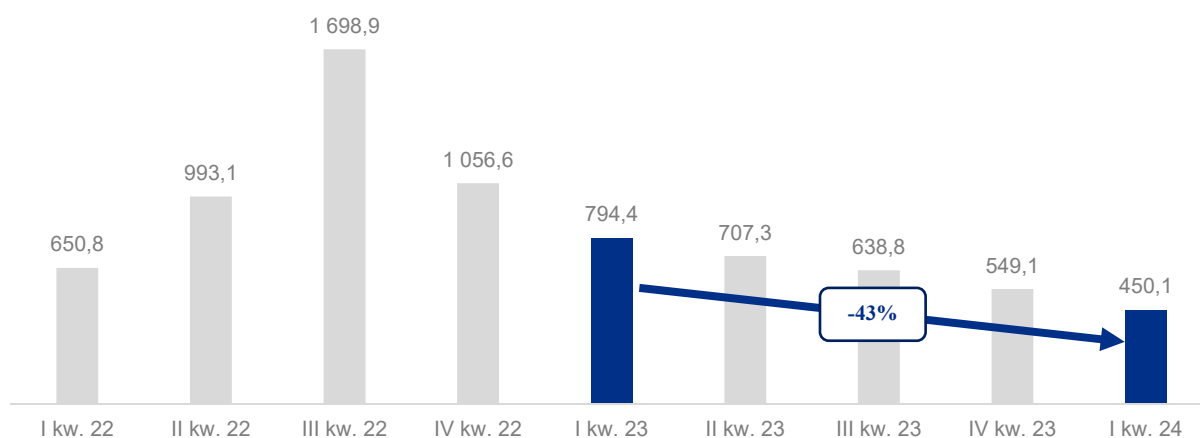
### Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Od marca br. oficjalnie rozpoczęło prace nowe Ministerstwo Przemysłu, które będzie zajmować się nadzorem nad polskim sektorem górnictwem. Największym wyzwaniem pozostają negocjacje i zmiany zapisów w umowie społecznej z górnictwem jak również rozstrzygnięcie kwestii związanych z NABE, wygaszania kopalń czy transformacji energetycznej.

W roku 2023 polskie kopalnie wydobły po raz pierwszy w historii mniej aniżeli 50 mln ton. Kwestie szybkiego tempa spadku wydobycia, kurczącego się rynku zbytu tj. ustalenia wielkości wolumenów odbioru węgla energetycznego przez energetykę oraz rekordowych zapasów surowca pozostają kluczowymi wyzwaniami dla branży górnictwa oraz polskiego rynku węgla w kontekście wdrożenia optymalizacji procesów.

## 4.2. Ceny energii na rynku polskim

BASE\_Y\_23/24/25 (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe.

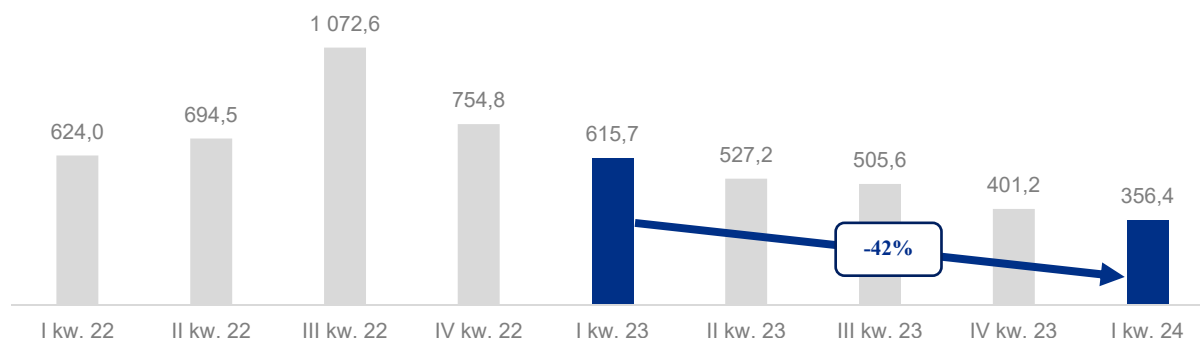
Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej cena produktu BASE Y-25 spadła w I kw. 2024 r. o 43%, do średniego poziomu 450,14 zł/MWh, w stosunku do analogicznego produktu (tj. BASE Y-24) w I kw. 2023 r.

Rynkowa cena BASE Y-25 w I kw. 2024 r. charakteryzowała się trendem spadkowym do połowy kwartału i wzrostowym do końca trwania okresu. Na początku roku kształtowała się na poziomie 530,00 zł/MWh, następnie cena zaczęła spadać do najniższego poziomu wynoszącego 400,61 zł/MWh, by w końcowym okresie kwartału wzrosnąć do poziomu 459,50 zł/MWh.

Na kształtowanie się ceny BASE Y-25 w I kw. 2024 r. wpływ miały m.in. zmiany cen na rynku paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

W I kw. 2024 r. wolumen obrotu frontowym produktem rocznym, tj. BASE Y-25, wyniósł 940 MW, co oznacza istotny wzrost w porównaniu do I kw. 2023 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE Y-24 zawarto transakcje opiewające łącznie na 458 MW (wzrost o 105% r/r).

RDN BASE (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe.

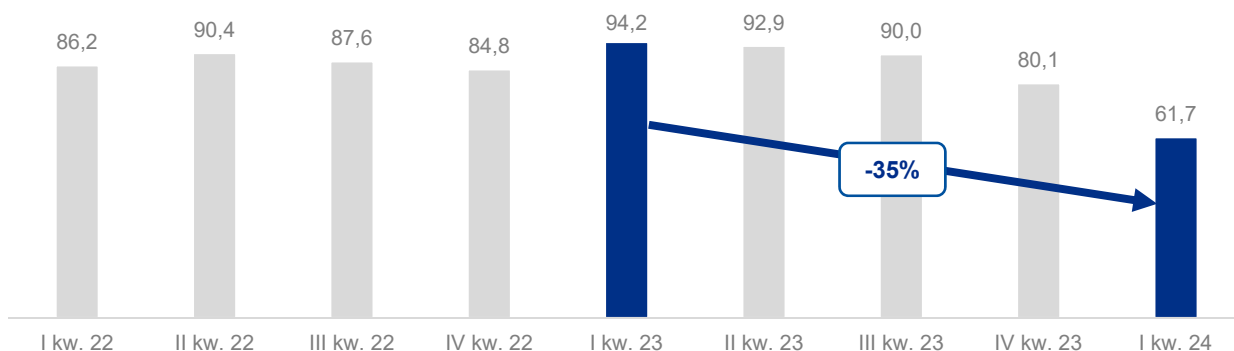
Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w I kw. 2024 r. wyniosła 356,36 zł/MWh i była niższa o 42% w porównaniu do tego samego okresu w 2023 r.

Na poziom cen energii elektrycznej na rynku SPOT w I kw. 2024 r. wpływ miały następujące czynniki:

- wysoka generacja źródeł wytwórczych OZE - PV i wiatr (czynnik pro-sпадkowy),
- niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w lutym i marcu br. (czynnik pro-sпадkowy),
- wyższa średnia temperatura powietrza w lutym i marcu o wartościach dodatnich (czynnik pro-sпадkowy),
- niskie poziomy cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (czynnik pro-sпадkowy).

### 4.3. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz praw majątkowych „zielonych”

Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> (DEC-24) (EUR/t)

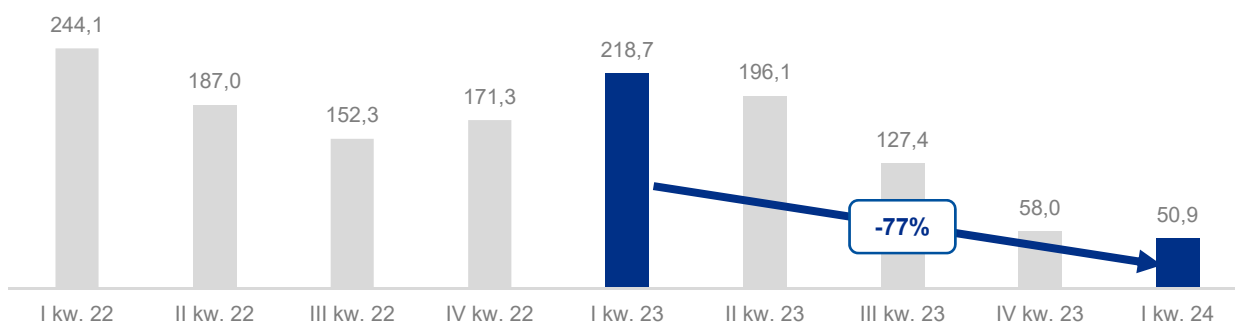


Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Początek roku 2024 wiązał się ze spadkiem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które znacznie wzrosły na ostatnich sesjach 2023 r. Pierwsza sesja roku 2024 zamknęła się z ceną kontraktu DEC-24 na poziomie 75,96 EUR/t i była o 4,41 EUR niższa w porównaniu do ostatniej sesji grudnia 2023. Na kolejnej sesji miała miejsce korekta kursu DEC-24 - cena zamknięcia wzrosła do 77,35 EUR/t i była to najwyższa cena w I kw. 2024. Następnie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> rozpoczęły stopniowy spadek. Ceny DEC-24 spadały z kilkoma korektami aż do 23 lutego, kiedy cena zamknięcia wyniosła 52,22 EUR/t. Była to najniższa cena kontraktu od maja 2021 r. Niespełna rok wcześniej cena kontraktu DEC-24 była ponad dwa razy wyższa i przekraczała 105,00 EUR/t. Po osiągnięciu minimum nastąpiła korekta cen, ostatnia sesja lutego zamknęła się z ceną DEC-24 na poziomie 56,00 EUR/t. Ceny zamknięcia na przestrzeni kolejnego miesiąca rosły z wieloma korektami i mieściły się w zakresie 56,04-65,00 EUR/t. Ostatnia sesja kwartału zamknęła się z ceną 61,80 EUR/t. Głównymi czynnikami cenotwórczymi EUA w kwartale były ceny gazu, ograniczone zapotrzebowanie na uprawnienia ze strony energetyki i przemysłu oraz wysoka generacja energii z OZE.

Średnia cena DEC-24 w I kw. 2024 r. była o 35% niższa, niż średnia cena w analogicznym okresie roku 2023.

Ceny praw majątkowych „zielonych” (PMOZE\_A) (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Prawa majątkowe zielone w I kw. 2024 r. charakteryzowały się znacznie niższymi cenami w porównaniu do początku roku 2023 i jest to bezpośrednio związane z rozporządzeniem MKiŚ przyjmującym niski 5% poziom obowiązku OZE na rok 2024. Średnioważona cena PMOZE\_A na pierwszej sesji wyniosła 70,03 zł/MWh. Ceny sesyjne praw majątkowych nieznacznie przekraczały granicę 70 zł/MWh aż do 18 stycznia, kiedy średnioważona cena wyniosła 69,03 zł/MWh. Ceny świadectw spadały do końca miesiąca i na ostatniej styczniowej sesji cena wyniosła 55,15 zł/MWh. Średnioważona cena PMOZE\_A na pierwszej sesji lutego spadła poniżej granicy 50 zł/MWh i wyniosła 49,56 zł/MWh. Do 15 lutego ceny świadectw utrzymywały się w zakresie 46,99-49,68 zł/MWh. W drugiej połowie miesiąca ceny zaczęły spadać, a średnioważona cena PMOZE\_A na ostatniej sesji lutego

wyniosła 42,47 zł/MWh. W marcu mogliśmy zaobserwować niewielki trend wzrostowy cen świadectw pochodzenia. Pierwsza średnioważona cena sesyjna miesiąca wyniosła 44,11 zł/MWh. Ceny z niewielkimi korektami rosły do końca miesiąca. Ostatnia sesja marca zamknęła się z średnioważoną ceną na poziomie 50,46 zł/MWh.

W I kw. 2024 r. zostało wystawione 4,6 TWh oraz umorzone 3,0 TWh zielonych świadectw pochodzenia, pozostawiając w rejestrze 17,0 TWh aktywnych uprawnień, o 0,2 TWh mniej niż w I kw. 2023 r. Średnia cena w I kw. 2024 r. była o 77% niższa, niż średnia cena w analogicznym okresie 2023 r.

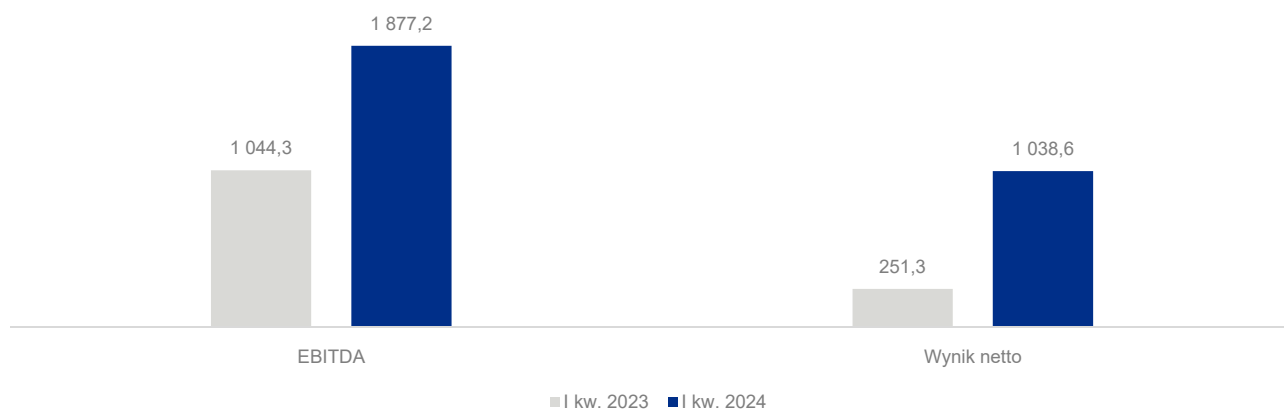


## 5. Sytuacja finansowa

### 5.1. Skonsolidowane wybrane dane finansowe

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	12 530 942	8 384 881	-4 146 061	-33,1%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	611 492	1 531 098	919 606	150,4%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	362 893	1 299 784	936 891	258,2%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	251 276	1 038 631	787 355	313,3%
<b>EBITDA</b>	<b>1 044 309</b>	<b>1 877 208</b>	<b>832 899</b>	<b>79,8%</b>
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	(1 783 628)	104 723	1 888 351	105,9%
działalności inwestycyjnej	(578 003)	(709 928)	-131 925	-22,8%
działalności finansowej	2 553 133	(52 910)	-2 606 043	-102,1%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu	1 755 218	2 368 018	612 800	34,9%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	202 213	1 018 034	815 821	403,4%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	529 731 093	529 731 093	-	-
Zysk / (strata) netto na akcję [zł]	0,38	1,92	1,54	405,3%
Rozwodniony zysk / (strata) na akcję [zł]	0,38	1,92	1,54	405,3%

mln zł



[tys. zł]	31 grudnia 2023	31 marca 2024	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	39 110 745	34 584 013	-4 526 732	-11,6%
Zobowiązania razem	23 671 146	18 122 438	-5 548 708	-23,4%
Zobowiązania długoterminowe	8 703 088	9 251 141	548 053	6,3%
Zobowiązania krótkoterminowe	14 968 058	8 871 297	-6 096 761	-40,7%
Kapitał własny	15 439 599	16 461 575	1 021 976	6,6%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	29,15	31,08	1,93	6,6%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	29,15	31,08	1,93	6,6%

## 5.2. Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki dla GK ENEA

	J.m.	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	tys. zł	12 530 942	8 384 881	-4 146 061	-33,1%
EBITDA	tys. zł	1 044 309	1 877 208	832 899	79,8%
EBIT	tys. zł	611 492	1 531 098	919 606	150,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	tys. zł	251 276	1 038 631	787 355	313,3%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	202 213	1 018 034	815 821	403,4%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	(1 783 628)	104 723	1 888 351	105,9%
CAPEX	tys. zł	580 055	441 165	-138 890	-23,9%
Dług netto	tys. zł	6 535 497	6 084 704	-450 793	-6,9%
Dług netto / EBITDA <sup>1</sup>	-	2,83	0,85	-1,98	-70,0%
Rentowność aktywów (ROA) <sup>1,2</sup>	%	2,8%	12,0%	9,2 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) <sup>1,2</sup>	%	6,1%	25,2%	19,1 p.p.	-
<b>Obrót</b>					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	6 019	6 546	527	8,8%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 704	2 715	11	0,4%
<b>Dystrybucja</b>					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	5 193	5 184	-9	-0,2%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 762	2 799	37	1,3%
<b>Wytwarzanie</b>					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	5 319	4 978	-341	-6,4%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	4 743	4 420	-323	-6,8%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	577	558	-19	-3,3%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	2 624	2 499	-125	-4,8%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	5 862	6 736	874	14,9%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	4 743	4 420	-323	-6,8%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	577	558	-19	-3,3%
z zakupu	GWh	542	1 759	1 217	224,5%
Sprzedaż ciepła	TJ	2 383	2 293	-90	-3,8%
<b>Wydobycie</b>					
Produkcja netto	tys. t	1 623	1 875	252	15,5%
Sprzedaż węgla	tys. t	1 582	1 757	175	11,1%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	62	489	427	688,7%
Roboty chodnikowe	km	8,55	6,37	-2,18	-25,5%

<sup>1</sup> Definicje wskaźników zamieszczone zostały w rozdziale 12 Słownik pojęć i skrótów

<sup>2</sup> Licznik wskaźnika tj. zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego podlega annualizacji

### 5.3. Skonsolidowany rachunek zysków i strat w I kw. 2024 r.

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	9 393 431	5 887 203	-3 506 228	-37,3%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	199 222	235 802	36 580	18,4%
Przychody ze sprzedaży gazu	51 396	171	-51 225	-99,7%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 191 023	1 170 070	-20 953	-1,8%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	32 354	42 688	10 334	31,9%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	7 704	4 318	-3 386	-44,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	43 415	60 276	16 861	38,8%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	37 498	55 936	18 438	49,2%
Przychody ze sprzedaży węgla	106 290	140 372	34 082	32,1%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	243 413	276 705	33 292	13,7%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>11 305 746</b>	<b>7 873 541</b>	<b>-3 432 205</b>	<b>-30,4%</b>
Rekompensaty	1 221 108	505 659	-715 449	-58,6%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	4 088	5 681	1 593	39,0%
<b>Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody</b>	<b>12 530 942</b>	<b>8 384 881</b>	<b>-4 146 061</b>	<b>-33,1%</b>
Amortyzacja	404 148	362 801	-41 347	-10,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	714 261	839 998	125 737	17,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	3 962 761	2 566 118	-1 396 643	-35,2%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	5 354 660	2 506 334	-2 848 326	-53,2%
Usługi przesyłowe	192 074	171 148	-20 926	-10,9%
Inne usługi obce	256 497	301 285	44 788	17,5%
Podatki i opłaty	1 060 369	132 105	-928 264	-87,5%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>11 944 770</b>	<b>6 879 789</b>	<b>-5 064 981</b>	<b>-42,4%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	102 870	79 196	-23 674	-23,0%
Pozostałe koszty operacyjne	123 861	58 457	-65 404	-52,8%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	92 074	0	-92 074	-100,0%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(17 094)	(11 424)	5 670	33,2%
Odpis / (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	28 669	(16 691)	-45 360	-158,2%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>611 492</b>	<b>1 531 098</b>	<b>919 606</b>	<b>150,4%</b>
Koszty finansowe	137 770	130 370	-7 400	-5,4%
Przychody finansowe	35 385	49 359	13 974	39,5%
Zyski / (straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	(143 467)	(121 114)	22 353	15,6%
Odpisy / (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	3 274	0	-3 274	-100,0%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	527	-29 189	-29 716	-5 638,7%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>362 893</b>	<b>1 299 784</b>	<b>936 891</b>	<b>258,2%</b>
Podatek dochodowy	111 617	261 153	149 536	134,0%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>251 276</b>	<b>1 038 631</b>	<b>787 355</b>	<b>313,3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1 044 309</b>	<b>1 877 208</b>	<b>832 899</b>	<b>79,8%</b>

### Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w I kw. 2024 r. (wzrost o 832,9 mln zł):

(-) spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3 506,2 mln zł wynika głównie ze spadku średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 36,6 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży

(-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 51,2 mln zł głównie w wyniku niższego wolumenu sprzedaży (czasowe zaprzestanie sprzedaży paliwa gazowego w 2024 r.)

(-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 21,0 mln zł wynika głównie z niższej sprzedaży niezafakturowanej związanej z rozliczeniem mniejszej ilości odbiorców energii elektrycznej w I kw. 2023 r., przy jednocześnie niewiele niższym wolumenie dystrybucji energii

(+) wzrost przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych o 10,3 mln zł wynika głównie z realizacji przyłączenia obiektów OSDn z II grupy przyłączeniowej

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 16,9 mln zł wynika głównie z wyższej sprzedaży ubocznych produktów spalania

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług o 18,4 mln zł wynika z większego zapotrzebowania na asortyment u klientów zewnętrznych

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 34,1 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży węgla, przy jednocześnie niższej średniej cenie sprzedaży

(+) wzrost przychodów z tytułu Rynku Mocy o 33,3 mln zł głównie w wyniku waloryzacji ceny obowiązku mocowego

(-) spadek przychodów z tytułu rekompensat o 715,4 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]:

(-) w I kw. 2023 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 1 221,1 mln zł

(+) w I kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty dotyczącej cen energii elektrycznej w wysokości 505,7 mln zł

(-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 125,7 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 1 396,6 mln zł wynika ze spadku kosztów emisji CO<sub>2</sub>, kosztów zużycia węgla oraz kosztów zużycia biomasy dla całego Obszaru Wytwarzania

(+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 2 848,3 mln zł wynika głównie z niższych średnich cen zakupu, przy niższym wolumenie zakupu

(+) spadek kosztów usług przesyłowych o 20,9 mln zł wynika głównie z niższych kosztów z tytułu rozliczeń z prosumentami

(-) wzrost kosztów usług obcych o 44,8 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów innych zadań zleczanych firmom zewnętrznym przy zmiennych stawkach za realizację tych usług, wyższych kosztów usług remontowych i kosztów ubezpieczeń majątkowych

(+) spadek kosztów podatków i opłat o 928,3 mln zł wynika głównie z braku rozpoznawanych kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w 2024 r.

(-) spadek wykorzystania rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia o 92,1 mln zł - w I 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

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 47,4 mln zł:

(+) wzrost wyceny transakcji terminowych energii i gazu o 60,7 mln zł

(+) spadek rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 19,4 mln zł

(+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 11,0 mln zł

(+) niższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 5,7 mln zł m. in. w związku z zmianą zakresu likwidowanych wyrobisk

(-) spadek wyniku na kontraktach CO<sub>2</sub> i aktualizacji wyceny o 35,8 mln zł

(-) zmiana odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 5,1 mln zł

### Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

(+) spadek odpisów z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych o 45,4 mln zł, wpływ zmiany skutkuje powiększeniem wyniku netto o 36,7 mln zł - wpływ utworzonego w I kw. 2023 r. odpisu w segmencie Wydobycie oraz wpływ odwróconego w I kw. 2024 r. odpisu w segmencie Wytwarzania

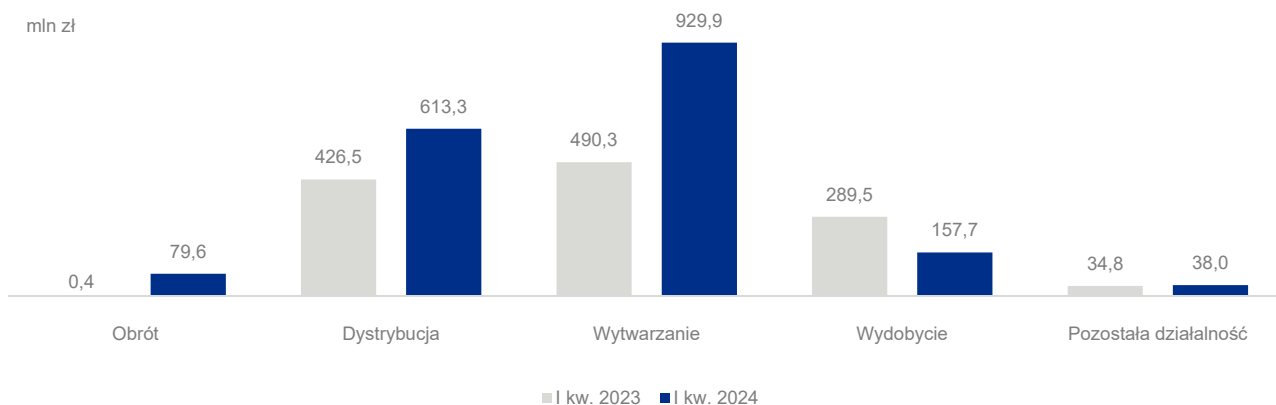
(+) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 22,4 mln zł wynikająca ze zmian wycen kontraktów walutowych oraz zrealizowanych różnic kursowych powiązanych z tymi kontraktami

(-) zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych o 29,7 mln zł

(-) w I kw. 2023 r. ujęto odpis aktualizujący wartość odsetek udzielonych spółce Elektrownia Ostrołęka w wysokości 3,3 mln zł

## 5.4. Wyniki finansowe GK ENEA w I kw. 2024 r.

EBITDA [tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Obrót	419	79 566	79 147	18 889,5%
Dystrybucja	426 535	613 267	186 732	43,8%
Wytwarzanie	490 253	929 903	439 650	89,7%
Wydobycie	289 473	157 746	-131 727	-45,5%
Pozostała działalność	34 755	37 962	3 207	9,2%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-197 126	58 764	255 890	129,8%
<b>EBITDA Razem</b>	<b>1 044 309</b>	<b>1 877 208</b>	<b>832 899</b>	<b>79,8%</b>

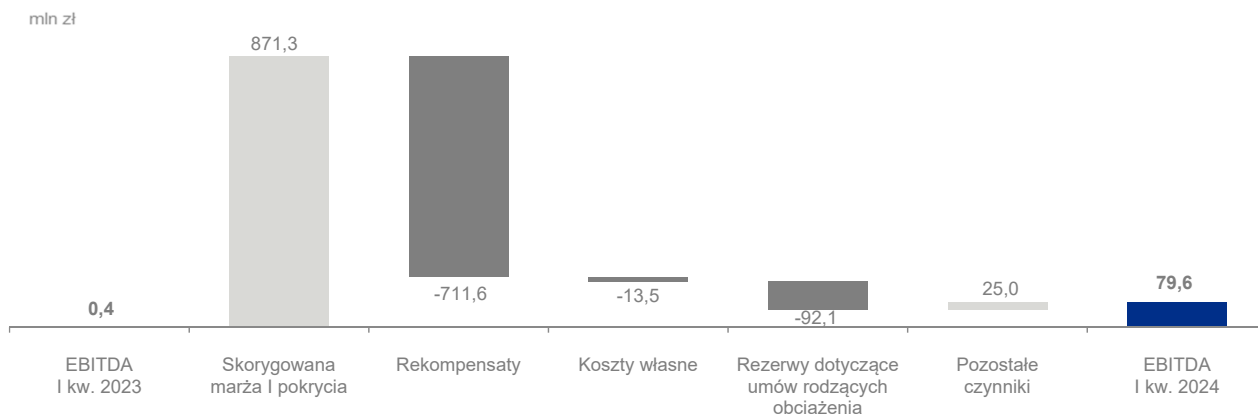


### Obszar Obrotu

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).

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	6 440 187	8 693 695	2 253 508	35,0%
Rekompensaty	1 099 478	387 864	-711 614	-64,7%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	7 539 665	9 081 559	1 541 894	20,5%
EBIT	-170	78 851	79 021	46 482,9%
Amortyzacja	589	715	126	21,4%
<b>EBITDA</b>	<b>419</b>	<b>79 566</b>	<b>79 147</b>	<b>18 889,5%</b>
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	46%	55%	9 p.p.	-



### Główne czynniki zmiany EBITDA w I kw. 2024 r. (wzrost o 79,2 mln zł):

#### **Skorygowana marża I pokrycia (wzrost o 871,3 mln zł)**

- (+) spadek średniej ceny zakupu energii o 34,1%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 12,8%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 71,6%
- (+) czasowe zaprzestanie sprzedaży paliwa gazowego w 2024 r.
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 23,9%
- (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO<sub>2</sub>, transakcji terminowych energii i gazu

#### **Rekompensaty (spadek o 711,6 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]

- (-) w I kw. 2023 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 1 099,5 mln zł
- (+) w I kw. 2024 r. ujęto w przychodach wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 387,9 mln zł

#### **Koszty własne (wzrost o 13,5 mln zł)**

- (-) wzrost kosztów bezpośrednich sprzedaży o 10,9 mln zł
- (-) wzrost kosztów usług wspólnych o 1,3 mln zł
- (-) wzrost kosztów ogólnego zarządu o 1,2 mln zł

#### **Rezerwy dotyczące umów rodzących obciążenia (spadek wykorzystania o 92,1 mln zł)**

w I 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

#### **Pozostałe czynniki (wzrost o 25,0 mln zł)**

- (+) spadek kosztów usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 21,4 mln zł
- (+) spadek kosztów darowizn o 5,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług o 4,9 mln zł
- (-) wzrost odpisanych należności w koszty o 6,5 mln zł

## Obszar Wytwarzania

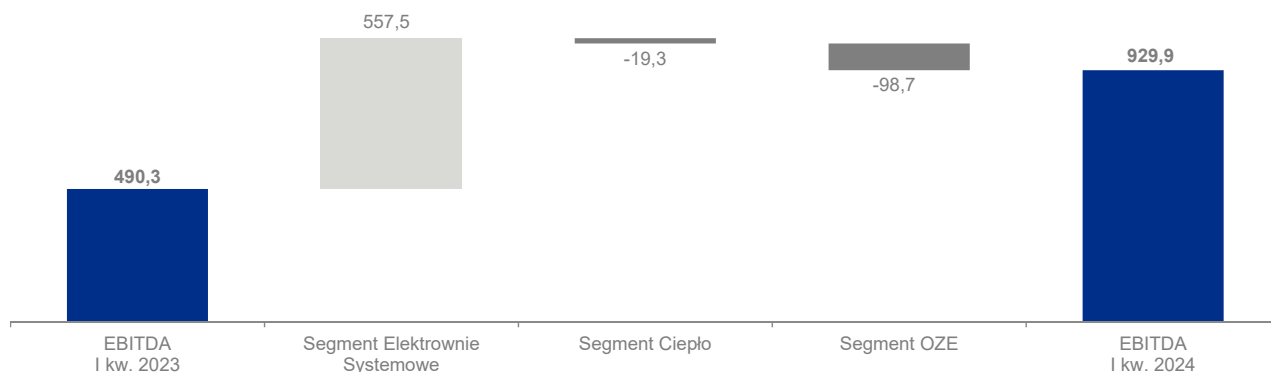
W obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe ENEA Wytwarzanie, MEC Piła, PEC Oborniki, ENEA Nowa Energia, ENEA Ciepło, ENEA Elektrownia Połaniec, ENEA Połaniec Serwis, ENEA ELKOGAZ, ENEA Bioenergia, PV Genowefa, PRO-WIND, PV Tykocin i Farma Wiatrowa Bejsce.

Spółka ENEA Połaniec Serwis została przejęta przez ENEA Elektrownia Połaniec w dniu 16 stycznia 2023 r.

ENEA Wytwarzanie posiada m.in. 11 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Koźlenice. Natomiast ENEA Elektrownia Połaniec posiada 6 bloków węglowych o łącznej mocy osiągalnej 1 449 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasą o mocy osiągalnej 225 MW. Z dniem 31 grudnia 2023 r. zakończono okres derogacji dla bloku nr 1.

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	6 545 256	5 078 132	-1 467 124	-22,4%
energia elektryczna	5 969 447	4 489 773	-1 479 674	-24,8%
Rynek Mocy	243 413	276 705	33 292	13,7%
świadczenia pochodzenia	120 204	37 222	-82 982	-69,0%
ciepło	193 438	229 475	36 037	18,6%
pozostałe	18 754	44 957	26 203	139,7%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	239	346	107	44,8%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	6 545 495	5 078 478	-1 467 017	-22,4%
EBIT	375 847	876 241	500 394	133,1%
Amortyzacja	114 406	70 353	-44 053	-38,5%
Odpis / (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	(16 691)	-16 691	-100,0%
<b>EBITDA</b>	<b>490 253</b>	<b>929 903</b>	<b>439 650</b>	<b>89,7%</b>
CAPEX	71 596	24 843	-46 753	-65,3%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	40%	31%	-9 p.p.	-

mln zł



### Główne czynniki zmiany EBITDA w I kw. 2024 r. (wzrost o 439,7 mln zł):

#### Segment Elektrownie Systemowe - wzrost o 557,5 mln zł

(+) wzrost marży na obrocie o 428,4 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 86,3 mln zł)

(+) wzrost pozostałych czynników o 224,2 mln zł, w tym głównie aktualizacja wyceny CO<sub>2</sub>

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 34,1 mln zł

(+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 4,7 mln zł

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 133,9 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 736,2 mln zł)

### Segment Ciepło - spadek o 19,3 mln zł

- (-) spadek marży na ciepło o 13,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 8,3 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 1,9 mln zł
- (-) spadek przychodów z Rynku Mocy o 1,4 mln zł
- (+) koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 5,8 mln zł

### Segment OZE - spadek o 98,7 mln zł

- (-) Obszar Biomasa - Zielony Blok (-122,0 mln zł, w tym -4,6 mln zł ENEA Bioenergia): -188,8 mln zł spadek marży na produkcji energii z OZE, +48,5 mln zł koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r., +15,9 mln zł wzrost marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, +5,3 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia
- (-) Obszar Wiatr (-1,7 mln zł)
- (+) Obszar Woda (+21,5 mln zł): +28,5 mln zł koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r., +0,6 mln zł wzrost przychodów z Rynku Mocy, -5,8 mln zł spadek przychodów ze sprzedaży energii, -1,0 mln zł wzrost kosztów stałych
- (+) Obszar Fotowoltaika (+2,3 mln zł)

### Obszar Dystrybucji

ENEA Operator odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,8 mln Klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km<sup>2</sup>.

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
- ENEA Logistyka

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	1 258 397	1 244 409	-13 988	-1,1%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	1 169 483	1 154 825	-14 658	-1,3%
opłaty za przyłączenie do sieci	31 970	42 412	10 442	32,7%
pozostałe	56 944	47 172	-9 772	-17,2%
Rekompensaty	121 630	117 795	-3 835	-3,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 380 027	1 362 204	-17 823	-1,3%
EBIT	248 587	416 104	167 517	67,4%
Amortyzacja	177 948	197 163	19 215	10,8%
<b>EBITDA</b>	<b>426 535</b>	<b>613 267</b>	<b>186 732</b>	<b>43,8%</b>
CAPEX	330 758	257 075	-73 683	-22,3%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	8%	8%	-	-





### Główne czynniki zmiany EBITDA w I kw. 2024 r. (wzrost o 186,7 mln zł):

#### **Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 210,8 mln zł)**

- (+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 212,8 mln zł
- (+) wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 10,4 mln zł
- (+) wzrost pozostałych przychodów o 3,5 mln zł
- (+) spadek kosztów zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 2,6 mln zł
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów z tytułu rekompensat) o 18,5 mln zł

#### **Koszty operacyjne (wzrost o 49,4 mln zł)**

- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 25,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 19,7 mln zł
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 5,1 mln zł
- (+) spadek pozostałych kosztów operacyjnych o 1,0 mln zł

#### **Pozostała działalność operacyjna (wzrost o 23,8 mln zł)**

- (+) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 30,6 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 3,8 mln zł
- (-) spadek wyniku z tytułu likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 5,4 mln zł
- (-) spadek przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej o 5,2 mln zł

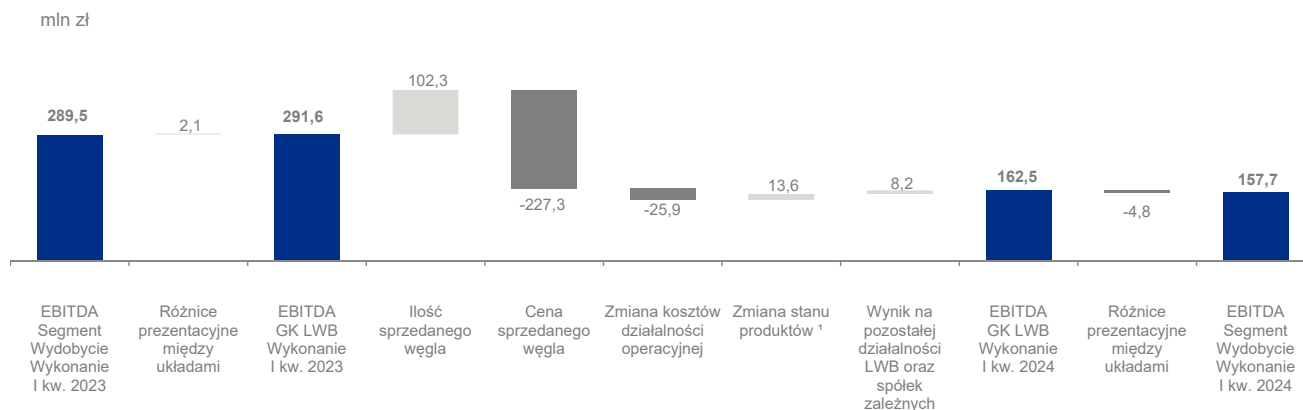
### **Obszar Wydobycia**

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

LW Bogdanka dzieli swój asortyment sprzedaży na miał energetyczny, który stanowi 99% oraz na groszek i orzech.

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	938 483	813 251	-125 232	-13,3%
węgiel	915 560	792 961	-122 599	-13,4%
pozostałe produkty i usługi	19 860	16 133	-3 727	-18,8%
towary i materiały	3 063	4 157	1 094	35,7%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 201	2 650	449	20,4%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	940 684	815 901	-124 783	-13,3%
EBIT	162 851	74 784	-88 067	-54,1%
Amortyzacja	97 953	82 962	-14 991	-15,3%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	28 669	0	-28 669	-100,0%
<b>EBITDA</b>	<b>289 473</b>	<b>157 746</b>	<b>-131 727</b>	<b>-45,5%</b>
CAPEX	166 375	145 711	-20 664	-12,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	6%	5%	-1 p.p.	-



<sup>1</sup> 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 kw. 2024 r. (spadek o 131,7 mln zł):

- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla: wzrost ilościowy sprzedaży węgla (+175 tys. t), przy jednocześnie niższych cenach kontraktowych węgla
- (-) wzrost kosztów produkcji sprzedanego węgla - w tym: wzrost kosztów pracowniczych, wzrost kosztów usług obcych, przy jednoczesnym spadku kosztów zużycia materiałów i surowców
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług - niższe przychody z tytułu transportu węgla
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów - wzrost wartości sprzedaży złomu

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

### Obszar Pozostałej działalności

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	154 338	175 088	20 750	13,4%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	1 723	2 948	1 225	71,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	156 061	178 036	21 975	14,1%
EBIT	16 015	19 609	3 594	22,4%
Amortyzacja	18 740	18 353	-387	-2,1%
<b>EBITDA</b>	<b>34 755</b>	<b>37 962</b>	<b>3 207</b>	<b>9,2%</b>
CAPEX	10 650	12 945	2 295	21,5%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	1%	1%	-	-

W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

- wsparcia dla pozostałych spółek w Grupie Kapitałowej ENEA:
  - ENEA Centrum – stanowiąca Centrum Usług Wspólnych w Grupie w zakresie księgowości, kadr, teleinformatyki, obsługi klienta, windykacji, zakupów i administracji,
  - ENEA Innowacje – spółka zajmuje się przedsięwzięciami, które mają szansę stać się w przyszłości innowacyjnymi i nowoczesnymi produktami oferowanymi przez Grupę,
- działalności towarzyszącej:
  - ENEA Oświetlenie – spółka wyspecjalizowana w oświetleniu wewnątrz i na zewnątrz budynków; projektuje, buduje oświetlenie drogowe, iluminacje przestrzeni miejskich, podświetlanie budynków zabytkowych i użyteczności publicznej.

## Analiza wskaźnikowa GK ENEA

Definicje wskaźników zamieszczone zostały w rozdziale 12 Słownik pojęć i skrótów.

	I kw. 2023	I kw. 2024
<b>Wskaźniki rentowności</b>		
ROE - rentowność kapitału własnego <sup>1</sup>	6,1%	25,2%
ROA - rentowność aktywów <sup>1</sup>	2,8%	12,0%
Rentowność netto	2,0%	12,4%
Rentowność operacyjna	4,9%	18,3%
Rentowność EBITDA	8,3%	22,4%
<b>Wskaźniki płynności i struktury finansowej</b>		
Wskaźnik bieżącej płynności	1,2	1,4
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	70,5%	74,8%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	53,7%	52,4%
Dług netto / EBITDA	2,83	0,85
<b>Wskaźniki aktywności gospodarczej</b>		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach <sup>2</sup>	40	71
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach <sup>3</sup>	35	52
Cykl rotacji zapasów w dniach	17	35

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

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

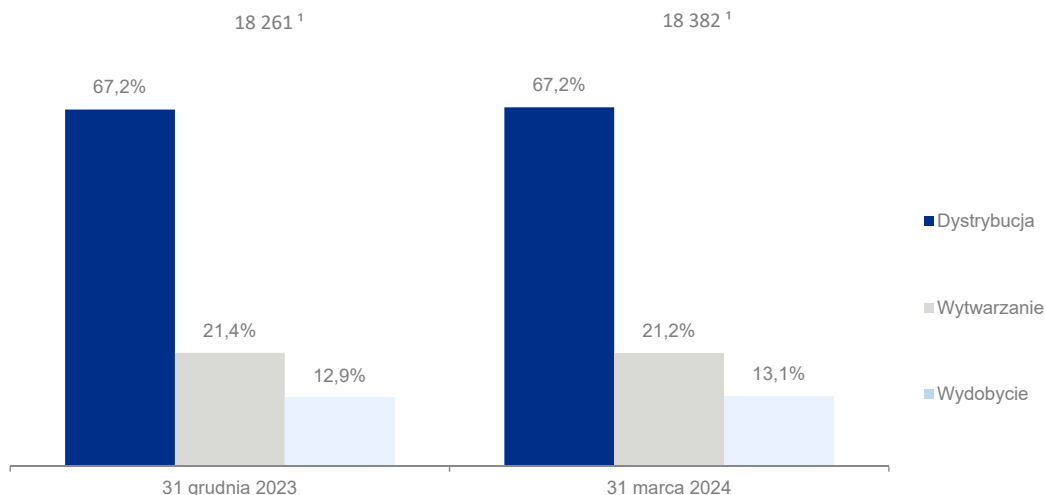
<sup>3</sup> Zobowiązania z tytułu dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tytułu umów z klientami

## 5.5. Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów GK ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień			
	31 grudnia 2023	31 marca 2024	Zmiana	Zmiana %
<b>Aktywa trwałe</b>	<b>21 636 978</b>	<b>22 006 575</b>	<b>369 597</b>	<b>1,7%</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	18 261 023	18 382 497	121 474	0,7%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	840 307	854 484	14 177	1,7%
Wartości niematerialne	337 662	331 458	-6 204	-1,8%
Nieruchomości inwestycyjne	21 279	21 261	-18	-0,1%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	216 140	187 460	-28 680	-13,3%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1 703 670	1 964 483	260 813	15,3%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	75 032	89 204	14 172	18,9%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	6 647	4 660	-1 987	-29,9%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	8 991	10 646	1 655	18,4%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	979	902	-77	-7,9%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	165 248	159 520	-5 728	-3,5%
<b>Aktywa obrotowe</b>	<b>17 473 767</b>	<b>12 577 438</b>	<b>-4 896 329</b>	<b>-28,0%</b>
Prawa do emisji CO <sub>2</sub>	3 731 418	539 485	-3 191 933	-85,5%
Zapasy	1 954 315	1 673 487	-280 828	-14,4%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	6 776 525	6 031 993	-744 532	-11,0%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	15 762	14 996	-766	-4,9%
Aktywa z tytułu umów z klientami	528 106	606 431	78 325	14,8%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 303	1 374	71	5,4%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	1 295 694	1 166 779	-128 915	-9,9%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	144 511	174 875	30 364	21,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 026 133	2 368 018	-658 115	-21,7%
<b>Razem aktywa</b>	<b>39 110 745</b>	<b>34 584 013</b>	<b>-4 526 732</b>	<b>-11,6%</b>

mln zł

### Struktura rzeczowych aktywów trwałych



<sup>1</sup> W tym wyłączenia

#### **Główne czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 369,6 mln zł):**

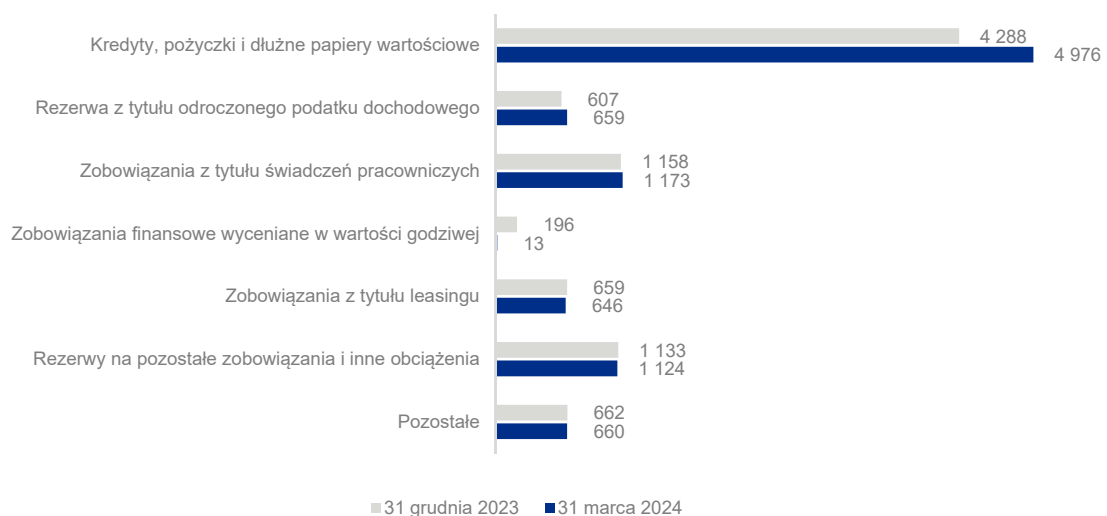
- 121,5 mln zł wzrost rzeczowych aktywów trwałych - w tym: wzrost wartości środków trwałych o 354 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia i odpisów o 233 mln zł
- 260,8 mln zł wzrost aktywów z tytułu odroczonego podatku - głównie wpływ zmiany wysokości rezerw na uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny oraz wyceny instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń
- 14,2 mln zł wzrost aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie wzrost wartości akcji i udziałów oraz zmiana aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej
- 28,7 mln zł spadek inwestycji w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych - głównie zmiana udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych

#### **Główne czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 4 896,3 mln zł):**

- 3 191,9 mln zł spadek wartości praw do emisji CO<sub>2</sub> - w tym: 2 984,0 mln zł nabycie uprawnień w 2024 r., -6 175,9 mln zł umorzenie praw
- 744,5 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, przy jednoczesnym wzroście wartości depozytów zabezpieczających transakcje futures zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>
- 658,1 mln zł spadek poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów - głównie spadek depozytów zabezpieczających rozliczenia IRGiT oraz zmiana wysokości środków celowych z tytułu handlu prawami do emisji CO<sub>2</sub>, jednocześnie Grupa otrzymała rekompensaty cen energii elektrycznej zgodnie z ustawą cenową
- 280,8 mln zł spadek wartości zapasów - w tym: spadek zapasów węgla, biomasy i świadectw pochodzenia energii
- 128,9 mln zł spadek pozycji należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego - zmiana rozliczeń z tytułu bieżącego podatku dochodowego
- 78,3 mln zł wzrost pozycji aktywów z tytułu umów z klientami - wynika głównie ze zmiany poziomu niezafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej w I kw. 2024 r.
- 30,4 mln zł wzrost wartości aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej

Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2023	31 marca 2024		
<b>Razem kapitał własny</b>	<b>15 439 599</b>	<b>16 461 575</b>	<b>1 021 976</b>	<b>6,6%</b>
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 348 670	3 348 670	-	-
Kapitał rezerwowý z wyceny instrumentów zabezpieczających	55 249	38 594	-16 655	-30,1%
Zyski zatrzymane	9 858 705	10 876 739	1 018 034	10,3%
Udziały niekontrolujące	1 500 669	1 521 266	20 597	1,4%
<b>Razem zobowiązania</b>	<b>23 671 146</b>	<b>18 122 438</b>	<b>-5 548 708</b>	<b>-23,4%</b>
Zobowiązania długoterminowe	8 703 088	9 251 141	548 053	6,3%
Zobowiązania krótkoterminowe	14 968 058	8 871 297	-6 096 761	-40,7%
<b>Razem pasywa</b>	<b>39 110 745</b>	<b>34 584 013</b>	<b>-4 526 732</b>	<b>-11,6%</b>

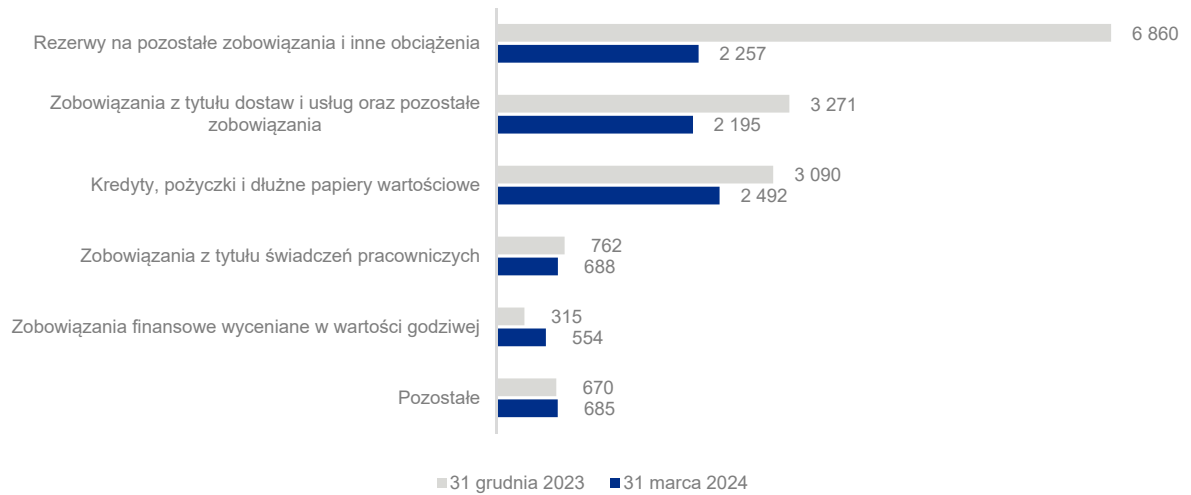
#### Struktura zobowiązań długoterminowych [mln zł]



#### Główne czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (wzrost o 548,1 mln zł)

- 687,5 mln zł wzrost pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - głównie pozyskanie dodatkowego finansowania w postaci kredytu, przy jednoczesnej reklasyfikacji części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe
- 52,1 mln zł wzrost rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego
- 182,7 mln zł spadek zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie zmiana wyceny kontraktów FX Forward

### Struktura zobowiązań krótkoterminowych [mln zł]



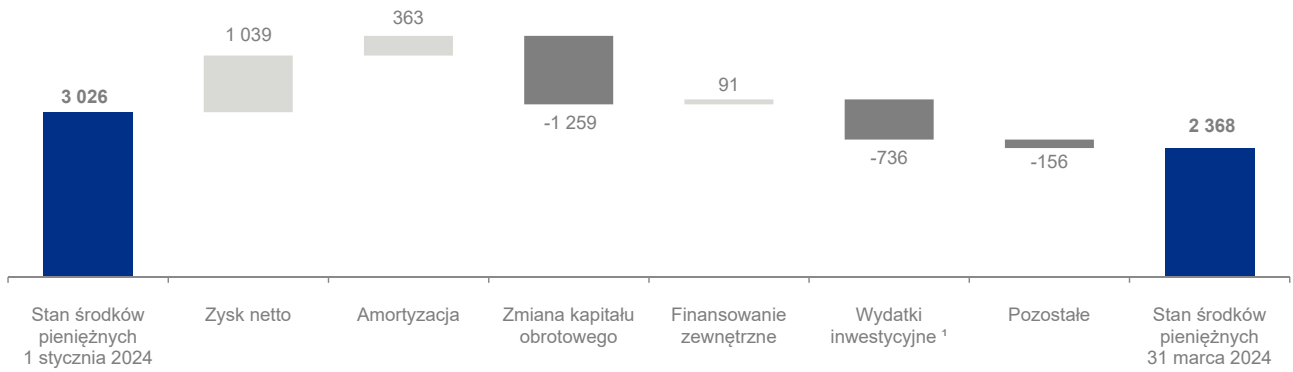
### Główne czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 6 096,8 mln zł)

- 4 603,4 mln zł spadek rezerw na zobowiązania i inne obciążenia - w tym: spadek rezerw na zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, spadek rezerw na świadectwa pochodzenia energii
- 1 075,7 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
- 598,2 mln zł spadek pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - głównie spłata rat kredytowych i wykup obligacji, przy jednoczesnej reklasyfikacji zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe
- 239,7 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie aktualizacja wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej oraz zmiana wyceny kontraktów FX Forward

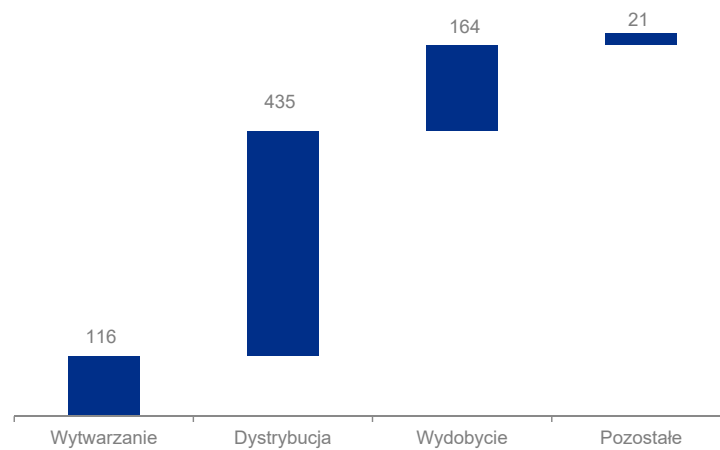
### 5.6. Sytuacja pieniężna GK ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	(1 783 628)	104 723	1 888 351	105,9%
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(578 003)	(709 928)	-131 925	-22,8%
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	2 553 133	(52 910)	-2 606 043	-102,1%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	191 502	(658 115)	-849 617	-443,7%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	1 563 716	3 026 133	1 462 417	93,5%
<b>Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego</b>	<b>1 755 218</b>	<b>2 368 018</b>	<b>612 800</b>	<b>34,9%</b>

Przepływy pieniężne w I kw. 2024 r. [mln zł]



Wydatki inwestycyjne<sup>1</sup> GK ENEA w I kw. 2024 r. [mln zł]



<sup>1</sup> Nabycie/ zbycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabycie/ zbycie jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych

## 6. Akcje i akcjonariat

### 6.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na 31 marca 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 2023 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 I kw. 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%
<b>RAZEM</b>	<b>529 731 093</b>	<b>100,0%</b>

### 6.2. Notowania akcji ENEA S.A. na Gieldzie Papierów Wartościowych

Akcje ENEA S.A. notowane są na Gieldzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r. W I kw. 2024 r. kurs akcji ENEA S.A. wzrósł z 9,17 zł do 9,36 zł, tj. o 0,19 zł, czyli o 2,1%. Najwyższy kurs zamknięcia w I kw. 2024 r. akcje ENEA S.A. osiągnęły 14 marca 2024 r. (9,97 zł), natomiast najniższy – 17 stycznia 2024 r. (7,94 zł).

Udział akcji Spółki w indeksach na 31 marca 2024 r.:



Dane	I kw. 2024 r.
Liczba akcji [szt.]	529 731 093
Kurs zamknięcia - minimum [zł]	7,94
Kurs zamknięcia - maksimum [zł]	9,97
Kurs na koniec okresu [zł]	9,36
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	9,17
Średni wolumen [szt.]	436 642



## 7. Władze

### 7.1. Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2024 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
<b>Paweł Majewski</b>	<b>Prezes Zarządu</b>
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
<b>Grzegorz Kinelski</b>	<b>Prezes Zarządu</b>
Dalida Gepfert	Członek Zarządu ds. Korporacyjnych
Bartosz Krysta	Członek Zarządu ds. Handlowych
Marek Lelątko	Członek Zarządu ds. Finansowych

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 ze składu Zarządu ENEA S.A.

2 lutego 2024 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. 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, rozpoczętą z dniem następnym po dniu odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2021 r.:

- Pana Grzegorza Kinelskiego na stanowisko Prezesa Zarządu ENEA S.A. z dniem 1 marca 2024 r.,
- Pana Bartosza Krystę na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Handlowych z dniem 1 marca 2024 r.,
- Pana Marka Lelątko na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Finansowych z dniem 1 marca 2024 r.,
- Panią Dalidę Gepfert na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Korporacyjnych z dniem 1 maja 2024 r.

23 lutego 2024 r. 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. Jednocześnie, Rada Nadzorcza postanowiła uchylić z dniem 29 lutego 2024 r. uchwałę z dnia 2 lutego 2024 r. w sprawie delegowania Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu ENEA S.A.

23 lutego 2024 r. 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.

Poza ww. zmianami w trakcie okresu sprawozdawczego oraz do dnia publikacji niniejszego sprawozdania nie miały miejsca inne zmiany w składzie Zarządu Spółki.

### 7.2. Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2024 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
<b>Łukasz Ciołko</b>	<b>Przewodniczący Rady Nadzorczej</b>
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 Łącki	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania	
Imię i nazwisko	Funkcja
<b>Ewa Bagińska</b>	<b>Przewodnicząca Rady Nadzorczej</b>
Monika Starecka	Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej
Michał Gniatkowski	Członek Rady Nadzorczej
Tomasz Lis	Członek Rady Nadzorczej
Agata Ewa Michalska-Olek	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej
Piotr Szymanek	Członek Rady Nadzorczej
Zbigniew Szymczak	Członek Rady Nadzorczej

29 stycznia 2024 r. do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych, z tego samego dnia, o skorzystaniu przez Ministra Aktywów Państwowych z uprawnienia do odwołania Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. na podstawie § 24 ust. 1 *Statutu Spółki*. Zgodnie z otrzymanym oświadczeniem, Minister Aktywów Państwowych korzystając z ww. uprawnienia z dniem 29 stycznia 2024 r. odwołał ze składu Rady Nadzorczej Spółki Pana Łukasza Ciołko.

29 stycznia 2024 r. do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych, z tego samego dnia, o skorzystaniu przez Ministra Aktywów Państwowych z uprawnienia do powołania Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. na podstawie § 24 ust. 1 *Statutu Spółki*. Zgodnie z otrzymanym oświadczeniem, Minister Aktywów Państwowych korzystając z ww. uprawnienia z dniem 30 stycznia 2024 r. powołał do składu Rady Nadzorczej Spółki Panią Agatę Ewę Michalską-Olek.

30 stycznia 2024 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. podjęło uchwały, na mocy których dokonało, z tym samym dniem, następujących zmian w składzie Rady Nadzorczej Spółki XI kadencji:

odwołano:

- Pana Romana Stryjskiego,
- Pana Pawła Łąckiego,
- Panią Anetę Kordowską,

powołano:

- Panią Ewę Bagińską,
- Panią Monikę Starecką,
- Pana Michała Gniatkowskiego,
- Pana Zbigniewa Szymczaka,
- Pana Piotra Szymanka.

30 stycznia 2024 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. dokonało wyboru Przewodniczącej Rady Nadzorczej ENEA S.A. w osobie Pani Ewy Bagińskiej.

2 lutego 2024 r. Rada Nadzorcza Spółki dokonała wyboru Wiceprzewodniczącej Rady Nadzorczej ENEA S.A. w osobie Pani Moniki Stareckiej.

2 lutego 2024 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. 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 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. Jednocześnie, Rada Nadzorcza postanowiła uchylić z dniem 29 lutego 2024 r. uchwałę z dnia 2 lutego 2024 r. w sprawie delegowania Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu ENEA S.A.

Poza ww. zmianami w trakcie okresu sprawozdawczego oraz do dnia publikacji niniejszego sprawozdania nie miały miejsca inne zmiany w składzie Rady Nadzorczej Spółki.

Zgodnie z postanowieniami *Regulaminu Rady Nadzorczej ENEA S.A.* w ramach Rady Nadzorczej funkcjonują następujące komitety stałe: Komitet ds. Audytu, Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń oraz Komitet ds. Strategii i Inwestycji.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Komitet ds. Audytu funkcjonuje w następującym składzie:

Komitet ds. Audytu	
Imię i nazwisko	Funkcja
<b>Tomasz Lis</b> <sup>1,2,3</sup>	<b>Przewodniczący</b>
Mariusz Damasiewicz <sup>1,3</sup>	Członek
Michał Gniatkowski <sup>1</sup>	Członek
Agata Michalska-Olek <sup>1</sup>	Członek
Mariusz Pliszka <sup>1,3</sup>	Członek

<sup>1</sup> Członek niezależny w rozumieniu art. 129 ust. 3 Ustawy z 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym i w rozumieniu Zasad Ładu Korporacyjnego ujętych w zbiorze *Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021*.

<sup>2</sup> Członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych, z uwagi na posiadane wykształcenie i dotychczasowe doświadczenie zawodowe.

<sup>3</sup> Członek posiadający wiedzę i umiejętności z zakresu branży, w której działa emitent, z uwagi na posiadane wykształcenie i dotychczasowe doświadczenie zawodowe.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania skład Komitetu ds. Nominacji i Wynagrodzeń przedstawia się następująco:

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń	
Imię i nazwisko	Funkcja
<b>Ewa Bagińska</b> <sup>1</sup>	<b>Przewodnicząca</b>
Michał Gniatkowski <sup>1</sup>	Członek
Agata Michalska-Olek <sup>1</sup>	Członek
Mariusz Romańczuk <sup>1</sup>	Członek
Monika Starecka <sup>1</sup>	Członek
Zbigniew Szymczak <sup>1</sup>	Członek

<sup>1</sup> Członek niezależny w rozumieniu Zasad Ładu Korporacyjnego ujętych w zbiorze *Dobre praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021*.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania skład Komitetu ds. Strategii i Inwestycji przedstawia się następująco:

Komitet ds. Strategii i Inwestycji	
Imię i nazwisko	Funkcja
<b>Tomasz Lis</b>	<b>Przewodniczący</b>
Mariusz Damasiewicz	Członek
Mariusz Pliszka	Członek
Mariusz Romańczuk	Członek
Piotr Szymanek	Członek
Zbigniew Szymczak	Członek

### 7.3. 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 17 kwietnia 2024 r. wartość nominalna (zł)	Liczba akcji ENEA S.A. na 22 maja 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.  
 Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych ENEA S.A.

## 8. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji Emitenta

### 8.1. 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 przedsięwzięć energetycznych jest pochodną decyzji o charakterze politycznym. Z tego powodu regulacje te są przedmiotem częstych zmian. Szczególnie obecnie, dynamicznie rozwijająca się rzeczywistość regulacyjno – legislacyjna na gruncie prawa krajowego oraz europejskiego, w obszarze sektora energetycznego, wynikająca m.in. z decyzji o charakterze politycznym, będących również reakcją na sytuację społeczno-gospodarczą powstałą w skutek inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, w tym kryzys energetyczny, jak również szeroko zakrojone działania Komisji Europejskiej zmierzające do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i osiągnięcia neutralności klimatycznej Europy do 2050 r., powoduje to, że ustalenie niektórych skutków, 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.*, a w okresie sprawozdawczym nie zidentyfikowano istotnych zmian w tym zakresie, poza wskazanymi w punkcie 8.2.3. niniejszego dokumentu.

### 8.2. Krajowy rynek energii elektrycznej

#### 8.2.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Według danych PSE krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło w 2023 r. 167,5 TWh i było o 3,44% niższe niż w roku 2022. Zgodnie z dokumentem *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034* prognozowane roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną może w 2040 r. przekroczyć 205,0 TWh netto.

#### 8.2.2. Rynek Mocy

W oparciu o przepisy:

- ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy,
- regulaminu Rynku Mocy zatwierdzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Decyzją z dnia 5 lutego 2024 r.,
- rozporządzenia Ministra Energii:
  - z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym,
  - z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych,
- rozporządzeń w sprawie parametrów aukcji w 2023: *Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 sierpnia 2023 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025.*

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. przeprowadziły (lub są w trakcie przeprowadzania) od 2018 r. między innymi następujące procesy Rynku Mocy:

- certyfikacje ogólne,
- certyfikacje do aukcji głównych dla lat dostaw 2021-2028,
- certyfikacje do aukcji dodatkowych dla lat dostaw 2021-2025,
- aukcje główne dla lat dostaw 2021-2028 i dodatkowe dla lat dostaw 2021-2025.

W szczególności od początku 2024 r. istotne były między innymi następujące wydarzenia dotyczące procesów Rynku Mocy:

- certyfikacja ogólna, która odbyła się w dniach 4 stycznia – 11 marca 2024 r.,
- zakończenie certyfikacji do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku 2025 – 16 lutego 2024 r.,
- aukcje dodatkowe na kwartały 2025 r. – 14 marca 2024 r.

#### 8.2.2.1. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Wytwarzanie i ENEA Elektrownia Połaniec

[MW]	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok	-	-	1 004	1 004	1 195	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	2 711	2 711	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
<b>Razem</b>	<b>3 626</b>	<b>3 626</b>	<b>1 919</b>	<b>1 919</b>	<b>2 110</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>

### 8.2.2.2. Szacowane przychody z Rynku Mocy ENEA Wytwarzanie i ENEA Elektrownia Połaniec

[mln zł] <sup>1</sup>	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok	-	-	402	408	293	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	652	652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
<b>Razem</b>	<b>872</b>	<b>872</b>	<b>622</b>	<b>628</b>	<b>513</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>

<sup>1</sup> Wartość nieindeksowana.

Jednostki Rynku Mocy ENEA Elektrownia Połaniec i ENEA Wytwarzanie uczestniczyły w ww. procesach.

W 2018 r. odbyły się trzy aukcje główne na lata dostaw 2021, 2022, 2023. W wyniku *Strategii Grupy ENEA* zatwierdzonej decyzjami Zarządu ENEA S.A. przed poszczególnymi aukcjami głównymi ENEA Elektrownia Połaniec zawarła dwie umowy mocowe na 5-letnie okresy dostaw w latach 2021-2025, dla bloków nr 2 i nr 7. Z kolei ENEA Wytwarzanie zawarła:

- dziewięć umów mocowych na 5-letnie okresy dostaw w latach 2021 - 2025, dla bloków nr 1-10 bez bloku nr 3,
- jedną umowę mocową na 15-letni okres dostaw w latach 2021 - 2035 dla bloku nr 11,
- umowy jednoroczne na lata dostaw 2021 - 2023 dla trzech jednostek Rynku Mocy z Segmentu OZE (elektrownie wodne) o łącznej mocy około 37 MW, które zostały przeniesione na dostawcę mocy ENEA Nowa Energia.

ENEA Elektrownia Połaniec i ENEA Wytwarzanie zawarły umowę o wspólnym przedsięwzięciu w obszarze Rynku Mocy ws. wspólnego działania na Rynku Mocy i wzajemnego rezerwowania.

ENEA Elektrownia Połaniec w 2021 r. i 2022 r. uczestniczyła w aukcjach głównych na lata dostaw odpowiednio 2026 i 2027. W wyniku czego zawarła dla bloków 2, 4, 5, 6 i 7 jednoroczne Umowy mocowe na lata dostaw 2026 i 2027 opiewające na sumaryczną moc 1 004 MW. Blok nr 3 stanowi backup dla ww. jednostek.

Z kolei w 2023 r. ENEA Elektrownia Połaniec uczestniczyła w aukcji głównej na rok dostaw 2028. W wyniku czego zawarła dla bloków 2, 4, 5, 6, 7 i 9 jednoroczne Umowy mocowe na rok dostaw 2028 opiewające na sumaryczną moc 1 195 MW. Blok nr 3 stanowi backup dla ww. jednostek.

### 8.2.2.3. Zakontraktowane obowiązki mocowe MEC Piła

[MW]	2024			
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
Umowy kwartalne	6	6	6	6
Umowa na 1 rok	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>

### 8.2.2.4. Szacowane przychody z Rynku Mocy MEC Piła

[mln zł]	2024
Umowy kwartalne	0,4
Umowa na 1 rok	-
<b>Razem</b>	<b>0,4</b>

### 8.2.2.5. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Ciepło

[MW]	2024	2025				2026	2027	2028
		I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.			
Umowy kwartalne (istniejące)	-	-	-	-	9	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	29	37 <sup>1</sup>				-	9	-
<b>Razem</b>	<b>29</b>	<b>46</b>				<b>-</b>	<b>9</b>	<b>-</b>

<sup>1</sup> Umowa mocowa ENEA Ciepło na rok 2025 obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r.

### 8.2.2.6. Szacowane przychody z Rynku Mocy ENEA Ciepło

[mln zł] <sup>1</sup>	2024	2025	2026	2027	2028
Umowy kwartalne (istniejące)	-	0,38	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	8	3,15	-	4	-
<b>Razem</b>	<b>8</b>	<b>3,53</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>

<sup>1</sup> Wartość nieindeksowana

ENEA Ciepło uczestniczyła w ww. procesach i w ich wyniku zawarła: jedną jednoroczną umowę mocową na rok dostaw 2024 dla bloku nr 3, jedną półroczną umowę mocową na okres dostaw od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r. dla bloku nr 3, jedną kwartalną umowę mocową na 4 kwartał 2025 r. dla bloku nr 1 oraz jedną jednoroczną umowę mocową na rok dostaw 2027 dla bloku nr 1. Wynika to z dokumentów: *Strategia udziału JRM ENEA Ciepło w aukcji głównej rynku mocy* (...) na rok dostaw 2024, 2025, 2026, 2027 oraz *Strategia udziału JRM Grupy ENEA w aukcjach dodatkowych* (...) na rok dostaw 2025 opracowanych pod przewodnictwem ENEA Trading zatwierdzonych decyzjami Zarządu ENEA Ciepło przed aukcjami.

Zgodnie z dokumentem: *Strategia udziału JRM ENEA Ciepło w aukcji głównej rynku mocy na rok 2026* zakłada się zgłoszenie bloku 1 i/lub bloku 4 (TZ4) do certyfikacji do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2026, która odbędzie się 2024 r., po uzyskaniu informacji o stanie technicznym bloku 1 po lub w trakcie kapitalnego remontu.

Zgodnie z dokumentem: *Strategia udziału JRM ENEA Ciepło w aukcji głównej rynku mocy na rok 2027* rozważa się uczestnictwo Jednostki Rynku Mocy Bloku 4 (TZ4) do certyfikacji do aukcji dodatkowych na rok 2027, która odbędzie się w 2025 r. Ostateczna decyzja zostanie podjęta w trakcie certyfikacji do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2027, po analizie dostępności mocy oraz efektywności ekonomicznej.

Zgodnie z dokumentem: *Konfiguracja JRM ENEA Ciepło w procesie certyfikacji do aukcji głównej na rok dostaw 2028* zakłada się zgłoszenie bloku 1 i/lub bloku 4 (TZ4) do certyfikacji do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2028, która odbędzie się 2026 r., po przeprowadzeniu analizy dostępności mocy oraz efektywności ekonomicznej.

Do udziału w rynku wtórnym na lata 2024 oraz 2025 zostały zgłoszone bloki nr 1, 2 i 4. Na rok 2027 do udziału w rynku wtórnym zostały zgłoszone bloki nr 2, 3 i 4. Na rok 2028 do udziału w rynku wtórnym zostały zgłoszone bloki nr 1, 2, 3 i 4.

#### 8.2.2.7. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Nowa Energia

[MW]	2024	2025	2026	2027	2028
Umowa na 1 rok (istniejące)	38	37	24	24	22
<b>Razem</b>	<b>38</b>	<b>37</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>22</b>

#### 8.2.2.8. Szacowane przychody z Rynku Mocy ENEA Nowa Energia

[MW]	2024	2025	2026	2027	2028
Umowa na 1 rok (istniejące)	10	6	10	10	5
<b>Razem</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>5</b>

ENEA Nowa Energia (wcześniej: ENEA Wytwarzanie Segment OZE) uczestniczyła we wszystkich aukcjach głównych Rynku Mocy i w ich wyniku zawarła umowy mocowe na jednoroczne okresy dostaw:

- na lata 2021-2025, dla trzech jednostek o średniej mocy ok. 37 MW w danym roku dostaw,
- na rok 2026, dla dwóch jednostek o łącznej mocy 24 MW,
- na rok 2027, dla dwóch jednostek o łącznej mocy 24 MW,
- na rok 2028, dla dwóch jednostek o łącznej mocy 22 MW.

#### 8.2.3. Pozostałe zmiany regulacyjne w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji

Dnia 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 zakłada 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.

Dnia 27 lutego 2024 r. opublikowano w Dzienniku Ustaw rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych do ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. o osłonach 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.

Dnia 18 marca 2024 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 uporządkuje oraz ujednotочи podejście do uwzględniania niepewności towarzyszącej ciągłym pomiarom wielkości emisji do powietrza, przy ocenie dotrzymywania wielkości dopuszczalnej emisji określanych w pozwoleniach zintegrowanych.

Dnia 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.

Dnia 9 maja 2024 r. odbyło się pierwsze czytanie projektu ustawy o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych innych ustaw. Jest to zapowiedź nowego programu pomocowego rządu, którego celem będzie ochrona osób w gorszej sytuacji ekonomicznej przed wzrostem cen prądu po ich odmrożeniu. Projekt skierowano do Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych. Zmianie uległ tytuł projektu ustawy *Ustawa z dnia ..... o czasowym ograniczeniu cen za energię elektryczną, gaz ziemny i ciepło systemowe oraz o bonie energetycznym*.

Bon energetyczny będzie jednorazowym świadczeniem pieniężnym dla gospodarstw domowych, w których wysokość przeciętnego miesięcznego dochodu za rok 2023 r. nie przekraczała 2 500 zł w gospodarstwie jednoosobowym albo 1 700 zł na osobę w gospodarstwie wieloosobowym. Wartość przyznanego bonu będzie zróżnicowana z uwagi na wielkość gospodarstwa domowego oraz gdy główne źródło ogrzewania danego gospodarstwa domowego jest zasilane energią elektryczną i jest wpisane lub zgłoszone do centralnej ewidencji emisyjności budynków. Beneficjentami bonu energetycznego będą również odbiorcy wrażliwi energii elektrycznej oraz domostwa, które z uwagi na nadmetraż przypadający na osobę w zamieszkiwanym lokalu, zostały wykluczone z przyznania dodatku mieszkaniowego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2023 r., poz. 1335 t.j.). Bonem energetycznym zostaną objęci emeryci ze świadczeniem poniżej mini-malnej emerytury oraz emeryci i renciści ze świadczeniem równym najniższej emeryturze.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska złożyło do Komisji Europejskiej wstępną wersję zaktualizowanego planu na rzecz energii i klimatu do 2030 roku (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 dyrektwy 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 na zbliżonym poziomie 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.

Ostateczna wersja dokumentu ma trafić do Komisji Europejskiej do końca czerwca bieżącego roku.

## **8.3. GRUPA KAPITAŁOWA ENEA**

### **8.3.1. Taryfy dla energii elektrycznej**

15 grudnia 2023 r. Prezes URE podjął Decyzję nr DRE.WRE.4211.61.13.2023.AK3 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.AK3 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 obowiązuje od 1 stycznia 2024 r.

11 stycznia 2024 r. Prezes URE Decyzją nr DRE.WRE.4211.64.5.2023.AK3 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. W dniu 4 grudnia 2023 r. Prezes URE skierował odpowiedź na odwołanie ENEA S.A. do Sądu Okręgowego w Warszawie, wnosząc o oddalenie odwołania. W dniu 9 lutego 2024 roku 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 dnia 4 grudnia 2023 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 dnia 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 grudnia 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.

### 8.3.2. Istotne trendy w obszarze Dystrybucji

Istotny wpływ na funkcjonowanie ENEA Operator mają przepisy prawa unijnego, w szczególności pakiet energetyczny pod nazwą *Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków*, w tym *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca Dyrektywę 2012/27/UE*. Pakiet ten wspiera realizację celów UE dotyczących osiągnięcia bardziej konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego systemu energetycznego oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. Zobowiązania w tym zakresie przewidują zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych przynajmniej o 40% w stosunku do poziomu z 1990 r., przy równoczesnym zwiększeniu efektywności energetycznej o 32,5% i zwiększeniu udziału energii ze źródeł odnawialnych do poziomu 32% końcowego zużycia. Efektem realizacji tych zobowiązań będzie stały, już obecnie obserwowany, wzrost zainstalowanych mocy w OZE, co tworzy miejsce dla nowych uczestników rynku energii, prowadzi do zmiany sposobu zarządzania siecią elektroenergetyczną i powoduje zmiany w rolach pełnionych przez obecnych uczestników, w tym OSD.

Efekt ten został wzmocniony poprzez ogłoszony 14 lipca 2021 r. przez Komisję Europejską pakiet legislacyjny dotyczący klimatu i energii – *Fit for 55*, zawierający m.in. propozycje dalszej redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. oraz, co szczególnie istotne z punktu widzenia OSD, Dyrektywy RED II, w tym założenie o podwyższeniu udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej do 40% w 2030 r., RED III – 42,5% czy Dyrektywy NR 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej. Wszystkie państwa członkowskie będą musiały przyczynić się do osiągnięcia tych celów. *Fit for 55* stanowi kluczowy element przyjętego w grudniu 2019 r. *Europejskiego Zielonego Ładu*, mającego na celu transformację gospodarek państw członkowskich w celu dostosowania ich do największej w historii Unii Europejskiej reformy klimatyczno – energetycznej. Pakiet jest ukierunkowany na ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. (w porównaniu z 1990 r.) i osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Przyjmuje także reformę unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) i nowy graniczny mechanizm węglowy (CBAM). Powołany został również Społeczny Fundusz Klimatyczny (SCF). Dodatkowo, przyspieszenie transformacji gwarantuje zatwierdzony przez Komisję Europejską plan *REPowerEU*, który ma na celu szybkie zmniejszenie zależności państw UE od rosyjskich paliw kopalnych i jednocześnie wzmocnienie wspólnych europejskich działań w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie. Przyspieszenie wdrożenia energii odnawialnej jest jednym z priorytetów *REPowerEU*. Zwiększenie celów w zakresie efektywności energetycznej i energii odnawialnej ma przyspieszyć transformację ekologiczną i zapewnić prawdziwie połączoną i odporną sieć energetyczną w Europie, która będzie gwarantem bezpieczeństwa energetycznego.

Szybki rozwój rozproszonych zasobów energii połączony z nowymi technologiami, również w zakresie ICT (Information and Communication Technologies, czyli technologii informacyjno-komunikacyjnych), w sposób istotny oddziałuje na sieć dystrybucyjną, jednocześnie kształtując nową rolę OSD na rynku energii. Nowe wyzwania w tym obszarze dla ENEA Operator to między innymi: nowa rola OSD jako podmiotu wspierającego rozwój rynku (w szczególności rynków lokalnych), wykorzystanie elastyczności rozproszonych źródeł energii, zarządzanie danymi, współpraca z OSP/OSD, redysponowanie, cable pooling, linie bezpośrednie, nowe technologie informatyczne i teleinformatyczne, rozwój inteligentnych sieci, przekształcenie sieci z pasywnej (jednokierunkowej) w aktywną (dwukierunkową), aktywizacja odbiorców, dynamiczny wzrost liczby i mocy rozproszonych źródeł energii, w szczególności mikroinstalacji, pojawienie się społeczności energetycznych (klastry i spółdzielnie energetyczne, lokalne obszary bilansowania, właściciele magazynów energii, pojazdów elektrycznych i stacji ich ładowania), cyberbezpieczeństwo oraz rozwój działalności badawczo-rozwojowej innowacyjnej.

Należy zwrócić uwagę również na fakt, iż nowelizacja ustawy *Prawo energetyczne*, która weszła w życie w dniu 3 lipca 2021 r., nałożyła na spółkę obowiązek zainstalowania liczników zdalnego odczytu (LZO) do dnia 31 grudnia 2028 r. u co najmniej 80% odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz w konsekwencji powyższego, zainstalowania do końca roku 2023 liczników LZO u co najmniej 15% takich odbiorców, do końca roku 2025 liczników klasy AMI u co najmniej



35% takich odbiorców, do końca roku 2027 liczników klasy AMI u co najmniej 65% takich odbiorców. ENEA Operator zainstalowała na koniec roku 2023 liczników LZO u ponad 15% odbiorców przyłączonych do sieci ENEA Operator o napięciu nie wyższym niż 1kV. Obecnie trwa postępowanie na dostawę liczników LZO w kolejnych latach. Liczniki LZO są jednym z ważniejszych elementów inteligentnej sieci energetycznej budowanej przez ENEA Operator. Inwestycje w nowoczesną sieć dystrybucyjną, w tym w tzw. smart grid, to jeden z kluczowych kierunków rozwoju naszej Grupy. 7 września 2023 r. weszła w życie *ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*, która implementuje do polskiego porządku prawnego szereg aktów prawa europejskiego z obszaru energetyki, w tym tzw. dyrektywę rynkową. Celem nowych przepisów jest przyspieszenie transformacji energetycznej i utworzenie ram prawnych pozwalających na zwiększenie udziału energii odnawialnej w europejskim systemie energetycznym. Intencją Unii Europejskiej jest podniesienie udziału odnawialnych źródeł energii w rynku produkcji energii elektrycznej do 42,5% (RED III) oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych przynajmniej o 55% do 2030 r.

Kluczową konsekwencją zmian na rynku energii będzie stopniowy spadek ilości energii dystrybuowanej sieciami OSD. Zwiększać się będzie natomiast ilość energii produkowanej na własne potrzeby przez odbiorców końcowych, w szczególności przez prosumentów. Zmieniający się model rynku energii i jego skutki dla obecnych użytkowników, takich jak operatorzy systemu dystrybucyjnego, wymagać będzie również transformacji obecnego modelu regulacyjnego.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, aktywny udział w transformacji energetycznej w kierunku zeroemisyjności oraz sprostanie wyzwaniom opisanym powyżej wymaga przede wszystkim inwestycji w modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnych, a co za tym idzie kluczowe jest zapewnienie źródeł finansowania dla realizacji tych planów. Proces ten jest możliwy m. in. dzięki zawartej przez ENEA S.A. umowie kredytu inwestycyjnego z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym. Pozyskane 2 mld zł mają zostać przeznaczone na inwestycje z zakresu rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnej ENEA Operator. Ponadto, z uwagi na skalę ww. wyzwań stojących przed OSD w procesie transformacji energetycznej, systematycznie wzrasta poziom pozyskiwanych przez ENEA Operator dofinansowań w formie dotacji na realizację inwestycji spółki. Pozyskanie kapitału finansowego dla realizacji celów w obszarze dystrybucji przyczyni się do utrzymania wysokiej jakości usług oraz pozwoli na zwiększenie potencjału sieci do przyłączania nowych OZE i ich integrację z siecią. Zgodnie z *Taksonomią* Unii Europejskiej, nowoczesne sieci dystrybucyjne są kluczowym elementem, niezbędnym dla rozwoju rozproszonych źródeł czystej energii, które wspierają zrównoważony rozwój gospodarki.

### **8.3.3. Program Zapewnienia Niedyskryminacyjnego Traktowania Użytkowników Systemu Dystrybucyjnego ENEA Operator**

W okresie sprawozdawczym spółka wykonując obowiązek wynikający z art. 9d ust. 4 ustawy *Prawo energetyczne* przestrzegała postanowień *Programu Zgodności – Programu Zapewnienia Niedyskryminacyjnego Traktowania Użytkowników Systemu Dystrybucyjnego ENEA Operator* (dalej *Program Zgodności*). Przedsięwzięcia podejmowane i realizowane przez ENEA Operator zgodnie z Programem Zgodności w okresie sprawozdawczym umożliwiły użytkownikom systemu i potencjalnym użytkownikom systemu równoprawny dostęp do systemu dystrybucyjnego oraz korzystanie z usług dystrybucji energii elektrycznej na równoprawnych zasadach.

Za monitoring wdrożenia i realizacji *Programu Zgodności* odpowiedzialny jest inspektor ds. zgodności, do którego obowiązków należy m.in. operacyjne nadzorowanie realizacji *Programu Zgodności*. Nadzór nad wdrożeniem i realizacją *Programu Zgodności* sprawuje Zarząd ENEA Operator jak również kierujący jednostkami i komórkami organizacyjnymi ENEA Operator, którzy odpowiadają za wdrożenie oraz nadzorowanie przestrzegania i realizacji *Programu Zgodności* w podporządkowanych im jednostkach. Szczegółowe działania podejmowane w celu realizacji *Programu Zgodności* zawarte są w corocznych sprawozdaniach z realizacji *Programu Zgodności* przesyłanych do Prezesa URE.

### **8.3.4. Badania i rozwój oraz innowacje realizowane w ENEA Operator**

ENEA Operator realizowała w I kw. 2024 r. następujące projekty badawczo-rozwojowe:

1. Projekt pt. *eNeuron: greEN Energy hUbs for local integRated energy cOmmunities optimizatioN* realizowany w ramach *programu Horyzont 2020*. Celem projektu jest opracowanie innowacyjnych narzędzi do optymalizacji procesu projektowania i funkcjonowania lokalnych systemów energetycznych, których głównym zadaniem będzie efektywna integracja rozproszonych źródeł energii. Opracowane wyniki mają zapewnić skuteczne, ekonomiczne i zrównoważone rozwiązania potencjalnym podmiotom zainteresowanym wdrożeniem takich systemów, w tym m.in. operatorom sieci dystrybucyjnych lokalnym społecznościom i indywidualnym prosumentom,
2. Projekt pn. *Budowa prototypu aplikacji w celu poprawy skuteczności komunikacji zdalnej z urządzeniami zainstalowanymi na sieci elektroenergetycznej* realizowany ze środków własnych. Projekt dotyczy wypracowania oraz wdrożenia w środowisku testowym ENEA Operator prototypu rozwiązania analitycznego *Proof of Concept*, wykorzystującego mechanizmy uczenia maszynowego oraz sztucznej inteligencji w celu poprawy skuteczności komunikacji liczników zdalnego odczytu w ENEA Operator, poprzez ograniczenie nieodczytanych urządzeń w dobie N+1 o 30% i dobie N+7 o 15%.

Projekty innowacyjne o charakterze pilotażowym:

1. *Optymalizacja zarządzania dystrybucją energii elektrycznej przy użyciu głębokich modeli predykcyjnych AI* - Projekt pilotażowy zakłada opracowanie nowoczesnego systemu prognozowania obciążenia sieci dystrybucji energii elektrycznej bazującego na trzech autorskich algorytmach Affexy opartych na głębokim uczeniu. Kluczową innowacją jest zastosowanie mechanizmu uwagi, który pozwala modelom skupić się na najbardziej istotnych fragmentach danych oraz transferu wiedzy, który polega na wykorzystaniu wiedzy zdobytej podczas uczenia się jednego zadania do poprawy wydajności w innym. Te zaawansowane rozwiązania pozwolą na tworzenie prognoz o wysokiej dokładności, dostosowujących się do dynamicznie zmieniających się warunków sieci,
2. *ENODA Prime Station*. Rozwiązanie *Prime Station* umożliwia OSD dostosowanie się do rosnącego zapotrzebowania na technologie o niskiej emisji węgla (LCT) w sposób skalowalny, elastyczny,
3. *Weryfikacja poprawności działania czujników meteorologicznych w warunkach podwyższonego tła elektromagnetycznego w obrębie stacji elektroenergetycznych*. Niejednorodny rozkład tła elektromagnetycznego w obrębie posesji stacji umożliwia testowanie różnych typów montażu urządzeń, zależnie od kompletności i jakości uzyskiwanych danych. W ogólnym założeniu, po ustaleniu optymalnej formy montażu urządzeń, gromadzone dane powinny umożliwić różnorodne analizy środowiskowo-klimatologiczne dla danej lokalizacji,
4. *Automatyzacja mocy biernej u klientów ENEA*. Projekt dotyczy zastosowania dedykowanych regulatorów mocyu klientów ENEA Operator celem poprawy warunków jakościowych pracy sieci dystrybucyjnej,

Zmiany zachodzące na rynku energii wymuszają na uczestnikach tego rynku wdrażanie szeregu rozwiązań innowacyjnych. Tą samą drogą podąża ENEA Operator. Z tego względu w spółce istnieją regulacje umożliwiające zarówno pracownikom, jaki podmiotom zewnętrznym zgłaszanie i wspólną realizację ze spółką przedsięwzięć innowacyjnych, także w formie pilotażowej. Realizacja tych inicjatyw daje możliwość wspólnego wypracowania lub przetestowania nowych rozwiązań technicznych i technologicznych w warunkach rzeczywistych. Takie działania pozwalają na rzetelną ocenę nowych rozwiązań w zakresie dojrzałości technologicznej, perspektyw rozwoju, korzyści i kosztów oraz czynników ryzyka. W ten sposób ENEA Operator docenia potencjał pracowników, a także nawiązuje współpracę z kolejnymi podmiotami zewnętrznymi. W wyniku podejmowania działań innowacyjnych i realizacji projektów badawczo-rozwojowych, spółka ENEA Operator współpracuje również z wieloma jednostkami badawczymi.

### 8.3.5. Członkostwo ENEA Operator w organizacjach międzynarodowych

ENEA Operator jest zaangażowana we współpracę międzynarodową z dwoma podmiotami działającymi w ramach UE. Pierwszym z nich jest E.DSO, czyli European Distribution System Operators. To organizacja zrzeszająca 39 wiodących operatorów systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej z 24 krajów europejskich, która działa przy strukturach UE, jako dobrowolne stowarzyszenie OSD (nie należą do niego OSDn). Jej celem jest z jednej strony wpływanie na kształt regulacji europejskich dotyczących energii elektrycznej, a z drugiej – zapewnienie europejskim OSD możliwości wzajemnej wymiany informacji i współpracy w kwestiach prawnych, technicznych, technologicznych czy badawczo-rozwojowych i innowacyjnych.

Drugą z nich jest EU DSO Entity. Organizacja ta ustanowiona została przez *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej* - gromadzi wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych (również OSDn) z krajów członkowskich, którzy zgłosili do niej akces. Celem organizacji jest wspieranie urzeczywistnienia i funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz propagowanie optymalnego zarządzania systemami dystrybucyjnymi i przesyłowymi oraz ich skoordynowanej pracy.

### 8.3.6. Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone śródroczne sprawozdania finansowe odpowiednio ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za okres I kwartału 2024 r. sporządzone zostały zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Sprawozdawczości Finansowej MSR 34 *Śródroczna sprawozdawczość finansowa*, który został zatwierdzony przez Unię Europejską.

Skrócone śródroczne sprawozdania finansowe zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skróconych śródrocznych 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.

### 8.3.7. 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.

## 8.4. Środowisko naturalne

### 8.4.1. Ograniczenie emisji zanieczyszczeń

Zgodnie z regulacjami unijnymi, a w szczególności *Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – IED* (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), od 1 stycznia 2016 r. obowiązują nowe, zaostrzone normy ochrony środowiska. W związku z powyższym wszyscy producenci energii elektrycznej w Polsce, którzy wykorzystują przede wszystkim wysokoemisyjne technologie węglowe, byli zobligowani dostosować bloki energetyczne do nowych wymagań środowiskowych. Kolejną istotną zmianą prawną zaostrzającą normy środowiskowe była opublikowana w dniu 17 sierpnia 2017 r. *Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiająca* konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z *Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE* (tzw. *kBAT*). Opublikowane *kBAT* wprowadziły m.in. bardziej restrykcyjne (niż w dyrektywie IED) wymogi dla takich zanieczyszczeń jak: dwutlenek siarki, tlenki azotu i pył. Dopuszczalnymi poziomami emisji (tzw. BAT – AELs) objęte zostały także dodatkowe substancje: rtęć, chlorowodór, fluorowodór i amoniak. *Konkluzje BAT* zaczęły obowiązywać od dnia 18 sierpnia 2021 r., po zakończonym 4-letnim okresie dostosowawczym. Z uwagi na zaskarżenie *kBAT* przez Rząd Rzeczypospolitej Polskiej w październiku 2017 r. oraz wydanie wyroku przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE) w dniu 28 stycznia 2021 r. unieważniającego *kBAT* z 31 lipca 2017 r., w dniu 30 grudnia 2021 r. zostały opublikowane „nowe” konkluzje BAT (*Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2021/2326 z 30 listopada 2021 r.*). Nowe konkluzje co do treści są w pełni tożsame z unieważnioną decyzją, zachowując tym samym ciągłość obowiązujących wymagań prawnych.

W 2024 r. nastąpił wzrost stawek opłat za emisję:

SO <sub>2</sub>	0,61 zł/kg w 2023 r. => 0,70 zł/kg w 2024 r.
NO <sub>x</sub>	0,61 zł/kg w 2023 r. => 0,70 zł/kg w 2024 r.
Pył	0,41 zł/kg w 2023 r. => 0,47 zł/kg w 2024 r.

SO <sub>2</sub>	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
<b>Elektrownia Kozenice bloki 1-10</b>			
I kw. 2023 r.	1 124,3	0,444	685,8
I kw. 2024 r.	1 322,0	0,541	925,4
Zmiana %	17,6%	21,8%	34,9%
<b>Elektrownia Kozenice blok 11</b>			
I kw. 2023 r.	391,7	0,317	238,9
I kw. 2024 r.	386,5	0,342	270,5
Zmiana %	-1,3%	7,9%	13,2%
<b>ENEA Elektrownia Połaniec</b>			
I kw. 2023 r.	790,6	0,446	482,3
I kw. 2024 r.	662,6	0,423	463,8
Zmiana %	-16,2%	-5,2%	-3,8%
<b>Elektrociepłownia Białystok <sup>1</sup></b>			
I kw. 2023 r.	49,8	0,092	30,4
I kw. 2024 r.	76,8	0,141	53,8
Zmiana %	54,2%	53,3%	77,0%
<b>Ciepłownia Zachód Białystok</b>			
I kw. 2023 r.	14,7	-	9,0
I kw. 2024 r.	6,8	-	4,8
Zmiana %	-53,7%	-	-46,7%

<sup>1</sup> Wskaźnik emisyjności przeliczony jest do łącznej produkcji brutto energii elektrycznej oraz produkcji brutto ciepła.

NO <sub>x</sub>	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
<b>Elektrownia Kozenice bloki 1-10</b>			
I kw. 2023 r.	1 332,4	0,526	812,8
I kw. 2024 r.	1 283,9	0,526	898,8
Zmiana %	-3,6%	-	10,6%
<b>Elektrownia Kozenice blok 11</b>			
I kw. 2023 r.	548,5	0,444	334,6
I kw. 2024 r.	493,8	0,436	345,6
Zmiana %	-10,0%	-1,8%	3,3%
<b>ENEA Elektrownia Połaniec</b>			
I kw. 2023 r.	861,7	0,486	525,7
I kw. 2024 r.	776,3	0,495	543,4
Zmiana %	-9,9%	1,9%	3,4%
<b>Elektrociepłownia Białystok <sup>1</sup></b>			
I kw. 2023 r.	123,8	0,230	75,5
I kw. 2024 r.	121,9	0,224	85,3
Zmiana %	-1,5%	-2,6%	13,0%
<b>Ciepłownia Zachód Białystok</b>			
I kw. 2023 r.	7,5	-	4,6
I kw. 2024 r.	11,0	-	7,7
Zmiana %	46,7%	-	67,4%

<sup>1</sup> Wskaźnik emisyjności przeliczony jest do łącznej produkcji brutto energii elektrycznej oraz produkcji brutto ciepła.

Pyt	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
<b>Elektrownia Kozenice bloki 1-10</b>			
I kw. 2023 r.	78,3	0,031	32,1
I kw. 2024 r.	80,1	0,033	37,6
Zmiana %	2,3%	6,5%	17,1%
<b>Elektrownia Kozenice blok 11</b>			
I kw. 2023 r.	13,6	0,011	5,6
I kw. 2024 r.	12,5	0,011	5,9
Zmiana %	-8,1%	-	5,4%
<b>ENEA Elektrownia Połaniec</b>			
I kw. 2023 r.	32,9	0,019	13,5
I kw. 2024 r.	34,3	0,022	16,1
Zmiana %	4,3%	15,8%	19,3%
<b>Elektrociepłownia Białystok <sup>1</sup></b>			
I kw. 2023 r.	5,4	0,010	2,2
I kw. 2024 r.	8,7	0,016	4,1
Zmiana %	61,1%	60,0%	86,4%
<b>Ciepłownia Zachód Białystok</b>			
I kw. 2023 r.	0,3	-	0,1
I kw. 2024 r.	0,5	-	0,2
Zmiana %	66,7%	-	100,0%

<sup>1</sup> Wskaźnik emisyjności przeliczony jest do łącznej produkcji brutto energii elektrycznej oraz produkcji brutto ciepła.

CO <sub>2</sub>	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
<b>Elektrownia Kozienice bloki 1-10</b>			
I kw. 2023 r.	2 204 296,9	870,5	2 532 092,5
I kw. 2024 r.	2 115 430,2	866,0	2 442 660,6
Zmiana %	-4,0%	-0,5%	-3,5%
<b>Elektrownia Kozienice blok 11</b>			
I kw. 2023 r.	960 265,9	776,6	1 236 425,9
I kw. 2024 r.	879 654,2	777,4	1 131 516,3
Zmiana %	-8,4%	0,1%	-8,5%
<b>ENEA Elektrownia Połaniec</b>			
I kw. 2023 r.	1 218 406,0	687,7	1 771 684,3
I kw. 2024 r.	1 079 252,8	688,3	1 567 905,0
Zmiana %	-11,4%	0,1%	-11,5%
<b>Elektrociepłownia Białystok <sup>1</sup></b>			
I kw. 2023 r.	109 380,0	202,9	151 724,7
I kw. 2024 r.	98 033,0	180,2	147 621,6
Zmiana %	-10,4%	-11,2%	-2,7%
<b>Ciepłownia Zachód Białystok</b>			
I kw. 2023 r.	7 817,0	-	-
I kw. 2024 r.	6 631,0	-	-
Zmiana %	-15,2%	-	-
<b>MEC Piła</b>			
I kw. 2023 r.	7 946,0	231,3	34 357,0
I kw. 2024 r.	9 136,7	234,4	38 972,1
Zmiana %	15,0%	1,3%	13,4%

<sup>1</sup> Wskaźnik emisyjności przeliczony jest do łącznej produkcji brutto energii elektrycznej oraz produkcji brutto ciepła.

## 8.4.2. Dotrzymanie wymogów formalno-prawnych

### ENEA Wytwarzanie

W Elektrowni Kozienice zrealizowano program dostosowania instalacji do *konkluzji BAT*, które obowiązują od 18 sierpnia 2021 r., dzięki czemu Elektrownia wypełnia zarówno standardy emisyjne, jak również graniczne wielkości emisji (GWE). Zgodnie z *Rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. z 2020 r., poz. 1860)*, w odniesieniu do instalacji bloków 1-10 oraz instalacji bloku 11 w zakresie emisji wszystkich zanieczyszczeń, obowiązują następujące warunki uznania standardów emisji za dotrzymane: (i) żadna z zatwierdzonych średnich miesięcznych wartości stężeń substancji nie przekracza 100% standardu emisyjnego, (ii) żadna z zatwierdzonych średnich dobowych wartości stężeń substancji nie przekracza 110% standardu emisyjnego, (iii) 95% wszystkich zatwierdzonych średnich jednogodzinnych wartości stężeń substancji w ciągu roku kalendarzowego nie przekracza 200% standardu emisyjnego.

W przypadku niedotrzymania nawet jednego z warunków określonych w punktach i), ii), iii) zachodzi ryzyko naliczenia kary za każde godzinowe przekroczenie liczone od początku roku. Wymagania *kBAT* zostały zaimplementowane do pozwoleń zintegrowanych trzech instalacji energetycznego spalania paliw funkcjonujących w spółce – bloków 1-10, bloku 11 oraz kotłowni rozruchowej. Wymagania te znacząco zaostrzyły dopuszczalne poziomy emitowanych zanieczyszczeń. Oprócz dotychczas obowiązujących standardów średniomiesięcznych wprowadzono bardzo obniżone wartości średniorocznych granicznych wielkości emisji (GWE) dla dotychczas limitowanych emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu, jak również dla nowo wprowadzonych limitowanych zanieczyszczeń HCl, HF, NH<sub>3</sub> i Hg. Granicznymi wielkościami emisji objęto również stężenia średniodobowe dla emitowanych SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu. Według aktualnych przepisów wszystkie GWE – średniodobowe i roczne muszą być dotrzymane bez możliwości uwzględniania niepewności pomiarowych. W I kw. 2024 r. nie stwierdzono przekroczenia standardów emisyjnych, granicznych wielkości emisji (GWE), jak również innych wymogów formalno-prawnych.

Elektrownia Kozienice realizuje cele nakreślone przez prawodawstwo krajowe i wspólnotowe (*dyrektywa IED, konkluzje BAT*). W Elektrowni funkcjonuje pięć instalacji odsiarczania spalin, które gwarantują wymaganą redukcję emisji SO<sub>2</sub> ze spalin wszystkich bloków. Wszystkie bloki Elektrowni Kozienice wyposażone są w wysokosprawne elektrofiltry, zapewniające wysoką sprawność

odpylania. Bloki (z wyłączeniem bloku nr 3) są także wyposażone w wysokosprawne instalacje do selektywnej katalitycznej redukcji NO<sub>x</sub> (SCR).

### **ENEA Ciepło**

Z końcem roku 2022 wygasła derogacja ciepłownicza, która obowiązywała instalację - Ciepłownia Zachód. Instalacja Ciepłownia Zachód posiada obecnie nowe pozwolenie zintegrowane DOŚ-I.6223.1.11.2022 z dnia 9 stycznia 2023 r., które definiuje nowe warunki wprowadzania do środowiska zanieczyszczeń zgodnie z *dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (tzw. BAT)*.

## **8.5. Pozostałe informacje**

### **8.5.1. 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. Szczegółowy opis postępowań zamieszczony jest w nocie 24 w *Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 31 marca 2024 r.*

### **8.5.2. Spory zbiorowe**

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

### **8.5.3. Zatrudnienie**

31 marca 2024 r. spółki GK ENEA zatrudniały na umowę o pracę łącznie 18 286 osób, w tym ENEA S.A. - 444 osoby.

Powyższe stany zatrudnienia w podziale na segmenty działalności kształtują się następująco:

Dystrybucja: 5 396 osób; Obrót: 575 osób; Wydobycie: 6 299 osób; Wytwarzanie: 4 159 osób; Pozostałe: 1 857 osób.

### **8.5.4. Prognozy wyników finansowych**

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

### **8.5.5. 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>.

### **8.5.6. Wypowiedzenie/odstąpienie przez ENEA S.A. od umów dotyczących zakupu praw majątkowych**

28 października 2016 r. ENEA S.A. złożyła oświadczenia o wypowiedzeniu lub odstąpieniu od długoterminowych umów na zakup praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł (tzw. zielonych certyfikatów). Umowy te uległy rozwiązaniu. Przyczyną wypowiedzenia/odstąpienia od poszczególnych umów przez Spółkę było wyczerpanie możliwości przywrócenia równowagi kontraktowej i ekwiwalentności świadczeń stron wywołanych zmianami prawa. Skutkiem finansowym wynikającym z rozwiązania umów będzie uniknięcie przez Spółkę straty stanowiącej różnicę między cenami umownymi a ceną rynkową zielonych certyfikatów.

Umowy w wyniku wypowiedzeń złożonych przez ENEA S.A. uległy rozwiązaniu, zgodnie z oceną ENEA S.A., zasadniczo z końcem listopada 2016 r. Umowna data rozwiązania poszczególnych umów wynikała z postanowień kontraktowych. Przyczyną wypowiedzenia/odstąpienia od poszczególnych umów przez Spółkę był brak przystąpienia do renowacji w drodze klauzul adaptacyjnych poszczególnych umów, które uzasadniały dostosowanie umów celem przywrócenia równowagi kontraktowej oraz ekwiwalentności świadczeń stron, powstałych na skutek zmian w prawie.

ENEA S.A. jest stroną postępowań sądowych dotyczących umów na zakup praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł. Szczegółowe informacje nt. postępowań znajdują się w nocie 24.4 w *Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 31 marca 2024 r.*

### **8.5.7. Realizacja projektu gazowego w ENEA ELKOGAZ**

W I kw. 2024 r. ENEA ELKOGAZ uzyskała zgody korporacyjne na dalszą realizację projektu gazowego w formule greenfield. Uruchomiono konsultacje rynkowe na potrzeby zebrania aktualnej wiedzy dla potrzeb opracowania dokumentacji przetargowej. Aktualnie trwa proces uzyskiwania zgód korporacyjnych dla II etapu projektu, w efekcie którego uruchomione zostanie postępowanie przetargowe celem wyboru generalnego wykonawcy inwestycji.



### **8.5.8. Budowa farm fotowoltaicznych na terenie LW Bogdanka**

#### **Budowa farmy fotowoltaicznej 27 MW**

W marcu 2024 r. przeanalizowano możliwość budowy kolejnej farmy fotowoltaicznej na działkach zlokalizowanych w Bogdance. Z uwagi na lokalizację działek w pobliżu składowiska odpadów, przeprowadzono wstępną analizę zacielenia wskazanego obszaru. W dniu 12 kwietnia 2024 r. odbyła się prezentacja rekomendacji, dotycząca kierunku i możliwości pozyskania energii z instalacji OZE i innych źródeł przez LW Bogdanka, która została opracowana przez niezależnego eksperta. Z uwagi na zaprezentowane rekomendacje zespół projektowy podejmie decyzję o dalszym harmonogramie realizacji projektu. Jednocześnie w dalszym ciągu LW Bogdanka oczekuje na decyzję PSE w sprawie lokalizacji GPO (Głównego Punktu Odbioru) na działkach zlokalizowanych w Starej Wsi-Stasin.

### **8.5.9. 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.

### **8.5.10. Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego**

Prace związane z pierwotnym projektem NABE zostały w GK ENEA zawieszono. Obecnie trwają analizy co do kształtu koncepcji wydzielenia aktywów węglowych z grup energetycznych.

---

## 9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu

---

### 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 wygranych Grupa przeznaczyła w tej edycji łącznie 200 tys. zł. Projekt *Enea Akademia Talentów* na stałe wpisany jest w działania społecznie odpowiedzialne Grupy, jako przykład realnej pomocy młodym talentom zaangażowanym w sport, sztukę czy rozwój nauki oraz wolontariat i inne działania społeczne. Od pierwszej edycji projektu na wsparcie pasji i talentów młodych ludzi Grupa przeznaczyła ponad 1,3 mln zł.

### Olimpiada Zwolnieni z Teorii

Grupa ENEA po raz piąty została Partnerem Ogólnopolskiej Olimpiady *Zwolnieni z Teorii*. Uczestnicy olimpiady - studenci i licealiści, samodzielnie lub w zespołach, po raz kolejny będą działać dla dobra swojego najbliższego otoczenia, realizując swoje pomysły oraz zdobywając praktyczne umiejętności i doświadczenie w planowaniu i zarządzaniu projektami. W tym roku ENEA S.A. objęła swoim patronatem projekty pod szyldem *Energia w nauce*, dotyczące edukacji. Każdy, kto zrealizuje swój projekt, otrzyma międzynarodowy certyfikat z zarządzania. Po drodze uczestnicy zyskują praktyczne wskazówki, dzięki którym mogą skutecznie realizować swoje pomysły i wykorzystywać wiedzę w praktyce. Nawiązują partnerstwa, uczą się pracy w zespole, zdobywają umiejętności cyfrowe czy z zakresu marketingu. Konkurs kierowany był do uczniów i studentów. 23 maja b.r. odbędzie się Wielki Finał w Warszawie, podczas którego nagrodzone zostaną najciekawsze projekty. Najlepsze projekty otrzymały wsparcie agencji PR, a chętni mogli zgłaszać się poprzez platformę <https://zwolnienizteorii.pl/a/#/app/partner/enea2324>.

---

## 10. Raportowanie niefinansowe

---

### Odpowiedzialne praktyki zarządcze – Oświadczenie na temat informacji niefinansowych Grupy Kapitałowej ENEA za rok 2023

W kwietniu 2024 r., po dniu bilansowym, Grupa Kapitałowa ENEA, wypełniając obowiązek określony w art. 49b i art. 55 Ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. 2023 poz. 120) implementującej do polskiego porządku prawnego Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/95/UE, w sprawie ujawniania informacji niefinansowych i informacji dotyczących różnorodności przez niektóre duże jednostki oraz grupy, opublikowała *Oświadczenie na temat informacji niefinansowych Grupy Kapitałowej ENEA za rok 2023* jako wyodrębnioną, a zarazem integralną część rocznego *Sprawozdania Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2023 roku*.

*Oświadczenie* zawiera zwięzły opis modelu biznesowego jednostki, kluczowe niefinansowe wskaźniki efektywności związane z jej działalnością oraz opis polityk stosowanych przez jednostkę w odniesieniu do zagadnień społecznych, pracowniczych, środowiska naturalnego, poszanowania praw człowieka oraz przeciwdziałania korupcji, a także opis rezultatów stosowania tych polityk. *Oświadczenie* zawiera opis istotnych ryzyk i szans związanych z działalnością Grupy, a także opis zarządzania nimi.

Przedmiotowe *Oświadczenie* zawiera rozbudowany opis działań podjętych w 2023 r. w celu kompleksowego zinventaryzowania i zaraportowania pełnych danych o wielkości emisji CO<sub>2</sub> zgodnie ze standardem GHG Protocol powstałych w całym łańcuchu wartości firmy. Zgromadzone i zaraportowane zostały za rok 2023 dane Zakresów 1 i 2 oraz wybrane kategorie Zakresu 3 dotyczące spółek Grupy Kapitałowej ENEA. W niektórych spółkach Grupy inwentaryzacja danych za 2023 r. polegała na powiększeniu zakresu i poziomu obliczeń emisji ekwiwalentu CO<sub>2</sub> w porównaniu z poprzednimi latami oraz na bardziej szczegółowym uwzględnieniu danych z łańcucha dostaw. W obliczeniach nie została uwzględniona spółka Farma Wiatrowa Bejsce, która nie rozpoczęła jeszcze działalności.

Ponadto, na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje zwanego potocznie Taksonomią UE bądź unijną systematyką, GK ENEA w *Oświadczeniu* dokonała ujawnień za rok 2023 w zakresie zgodności z systematyką (Taxonomy-aligned) wyłącznie w odniesieniu do dwóch pierwszych celów środowiskowych: łagodzenia zmian klimatu oraz adaptacji do zmian klimatu. Jednocześnie, w ujawnieniu za rok 2023 uwzględniono identyfikację działalności kwalifikujących się do systematyki (Taxonomy-eligible) w ramach pozostałych czterech celów środowiskowych, tj. zrównoważonego wykorzystywania i ochrony zasobów wodnych i morskich, przejścia na gospodarkę o obiegu zamkniętym, zapobiegania zanieczyszczeniu i jego kontroli oraz ochrony i odbudowy bioróżnorodności i ekosystemów, a także nowych działalności dla dotychczasowych dwóch celów środowiskowych.

Prezentowane w *Oświadczeniu* dane opracowano z wykorzystaniem najnowszej wersji międzynarodowych standardów raportowania niefinansowego Global Reporting Initiative - GRI Standards.

## 11. Załączniki

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

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	1 111 012	1 152 878	41 866	3,8%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 374	1 512	138	10,0%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	58 471	1 947	-56 524	-96,7%
Rozliczenie rynku bilansującego	10 592	-64	-10 656	-100,6%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	31 970	42 412	10 442	32,7%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 994	5 360	3 366	168,8%
Przychody z tytułu pozostałych usług	8 098	9 517	1 419	17,5%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	7 580	8 437	857	11,3%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	339	399	60	17,7%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>1 231 430</b>	<b>1 222 398</b>	<b>-9 032</b>	<b>-0,7%</b>
Rekompensaty	121 630	117 795	-3 835	-3,2%
<b>Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody</b>	<b>1 353 060</b>	<b>1 340 193</b>	<b>-12 867</b>	<b>-1,0%</b>
Amortyzacja	175 756	194 786	19 030	10,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	160 618	186 194	25 576	15,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	12 634	11 099	-1 535	-12,1%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	425 964	202 479	-223 485	-52,5%
Koszty usług przesyłowych	176 247	174 542	-1 705	-1,0%
Inne usługi obce	71 469	91 149	19 680	27,5%
Podatki i opłaty	66 355	71 434	5 079	7,7%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 089 043</b>	<b>931 683</b>	<b>-157 360</b>	<b>-14,4%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	21 340	24 873	3 533	16,6%
Pozostałe koszty operacyjne	41 894	16 236	-25 658	-61,2%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	4 982	(425)	-5 407	-108,5%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>248 445</b>	<b>416 722</b>	<b>168 277</b>	<b>67,7%</b>
Przychody finansowe	2 879	6 528	3 649	126,7%
Koszty finansowe	94 348	97 394	3 046	3,2%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>156 976</b>	<b>325 856</b>	<b>168 880</b>	<b>107,6%</b>
Podatek dochodowy	38 638	64 064	25 426	65,8%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>118 338</b>	<b>261 792</b>	<b>143 454</b>	<b>121,2%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>424 201</b>	<b>611 508</b>	<b>187 307</b>	<b>44,2%</b>

#### Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator (wzrost o 187,3 mln zł):

(-) spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 18,5 mln zł wynika głównie z niższej sprzedaży niezafakturowanej związanej z rozliczeniem mniejszej ilości odbiorców energii elektrycznej w I kw. 2023 r.

(+) spadek kosztów zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 2,6 mln zł

(+) wzrost przychodów za przyłączenie do sieci o 10,4 mln zł wynika głównie z realizacji przyłączenia obiektów OSDn z II grupy przyłączeniowej

(+) spadek kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 212,8 mln zł wynika przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2024 r.

(-) wzrost kosztów operacyjnych o 48,8 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych oraz usług obcych

(+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 23,8 mln zł wynika głównie ze zmiany stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego

**Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w I kw. 2024 r.**

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 032 435	3 090 118	-942 317	-23,4%
koncesja na wytwarzanie	3 899 053	2 483 182	-1 415 871	-36,3%
koncesja na obrót	113 749	580 966	467 217	410,7%
Regulacyjne Usługi Systemowe	19 633	25 970	6 337	32,3%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	170 132	193 862	23 730	13,9%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	6 479	8 704	2 225	34,3%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	791	726	-65	-8,2%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	9 268	30 515	21 247	229,3%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>4 219 105</b>	<b>3 323 925</b>	<b>-895 180</b>	<b>-21,2%</b>
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	239	346	107	44,8%
<b>Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody</b>	<b>4 219 344</b>	<b>3 324 271</b>	<b>-895 073</b>	<b>-21,2%</b>
Amortyzacja	63 757	39 870	-23 887	-37,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	86 172	114 130	27 958	32,4%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 894 345	2 219 312	-675 033	-23,3%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	255 900	442 043	186 143	72,7%
Inne usługi obce	43 035	45 851	2 816	6,5%
Podatki i opłaty	689 393	18 351	-671 042	-97,3%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>4 032 602</b>	<b>2 879 557</b>	<b>-1 153 045</b>	<b>-28,6%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	7 660	7 129	-531	-6,9%
Pozostałe koszty operacyjne	8 430	1 969	-6 461	-76,6%
Zysk / (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	10	1	-9	-90,0%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>185 982</b>	<b>449 875</b>	<b>263 893</b>	<b>141,9%</b>
Przychody finansowe	1 220	2 412	1 192	97,7%
Koszty finansowe	55 275	65 277	10 002	18,1%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>131 927</b>	<b>387 010</b>	<b>255 083</b>	<b>193,4%</b>
Podatek dochodowy	26 617	74 494	47 877	179,9%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>105 310</b>	<b>312 516</b>	<b>207 206</b>	<b>196,8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>249 739</b>	<b>489 745</b>	<b>240 006</b>	<b>96,1%</b>

**Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie (wzrost o 240,0 mln zł):**

(+) wzrost marży na obrocie o 301,5 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 73,5 mln zł)

(+) wzrost pozostałych czynników o 37,6 mln zł

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 23,7 mln zł

(+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 6,3 mln zł

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 97,4 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 596,7 mln zł)

(-) wzrost kosztów stałych o 31,7 mln zł

**Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w I kw. 2024 r.**

[tys. zł]	I kw. 2023	I kw. 2024	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 686 423	1 232 080	-454 343	-26,9%
koncesja na wytwarzanie	1 566 392	934 143	-632 249	-40,4%
koncesja na obrót	109 807	289 309	179 502	163,5%
Regulacyjne Usługi Systemowe	10 224	8 628	-1 596	-15,6%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	68 078	78 400	10 322	15,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	87 916	29 698	-58 218	-66,2%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	19 058	15 436	-3 622	-19,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 844	2 010	166	9,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	4 087	9 699	5 612	137,3%
Podatek akcyzowy	18	15	-3	-16,7%
<b>Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody</b>	<b>1 867 388</b>	<b>1 367 308</b>	<b>-500 080</b>	<b>-26,8%</b>
Amortyzacja	26 642	7 089	-19 553	-73,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	34 328	38 556	4 228	12,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 347 879	1 004 080	-343 799	-25,5%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	103 609	152 641	49 032	47,3%
Usługi przesyłowe	152	151	-1	-0,7%
Inne usługi obce	65 443	72 236	6 793	10,4%
Podatki i opłaty	209 799	7 793	-202 006	-96,3%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 787 852</b>	<b>1 282 546</b>	<b>-505 306</b>	<b>-28,3%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	9 101	3 173	-5 928	-65,1%
Pozostałe koszty operacyjne	1 004	2 015	1 011	100,7%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>87 633</b>	<b>85 920</b>	<b>-1 713</b>	<b>-2,0%</b>
Przychody finansowe	348	1 713	1 365	392,2%
Koszty finansowe	14 465	12 519	-1 946	-13,5%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>73 516</b>	<b>75 114</b>	<b>1 598</b>	<b>2,2%</b>
Podatek dochodowy	15 770	14 925	-845	-5,4%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>57 746</b>	<b>60 189</b>	<b>2 443</b>	<b>4,2%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>114 275</b>	<b>93 009</b>	<b>-21 266</b>	<b>-18,6%</b>

**Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w 2023 r. (spadek o 21,3 mln zł):**
**Segment Elektrownie Systemowe (wzrost EBITDA o 83,0 mln zł):**

(+) wzrost marży na obrocie o 126,9 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 12,8 mln zł)

(+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 10,3 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 2,0 mln zł

(-) spadek wyniku koncesji na wytwarzaniu energii elektrycznej o 36,6 mln zł (w tym: koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 139,5 mln zł)

(-) wzrost kosztów stałych o 18,0 mln zł

(-) spadek przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 1,6 mln zł

**Segment OZE (spadek EBITDA o 117,4 mln zł):**

(-) spadek marży na produkcji energii z OZE o 188,8 mln zł

(+) koszt z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w I kw. 2023 r. w wysokości 48,5 mln zł

(+) wzrost marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 15,9 mln zł

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia o 5,3 mln zł

(+) wzrost pozostałych czynników o 1,7 mln zł

**Segment Ciepło (wzrost EBITDA o 13,1 mln zł)**

(+) wzrost marży na ciepło o 13,7 mln zł z tytułu: +7,1 mln zł niższych kosztów węgla, +5,8 mln zł wyższy efekt zmiany wolumenu produkcji, +0,6 mln zł niższego kosztu CO<sub>2</sub>

(-) wzrost kosztów stałych o 0,5 mln zł

## 12. 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 trwale, 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	(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
Koszty stałe	Koszty, które są niezależne od wielkości produkcji energii elektrycznej. Koszty te dotyczą m.in.: kosztów wynagrodzeń wraz z narzutami, amortyzacji, kosztów zużycia materiałów i surowców, kosztów usług obcych, kosztów podatków i opłat
Koszty własne	Bezpośrednie i pośrednie koszty sprzedaży ENEA S.A., ENEA Trading i ENEA Power&Gas Trading
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 <sub>2</sub> , wycenę kontraktów CO <sub>2</sub> , 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, sprzedaży 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
Zmiana kapitału obrotowego	Pozycja ze skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych



Skrót/pojęcie	Wyszczególnienie
<b>Advanced Metering Infrastructure (AMI)</b>	Advanced Metering Infrastructure, zaawansowane systemy pomiarowo – rozliczeniowe wraz z dwukierunkowymi układami pomiarowo – rozliczeniowymi
<b>BAT</b>	Best Available Techniques – najlepsze dostępne techniki, dokument formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazujący poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami
<b>Biomasa</b>	Materiał energetyczny powstały z materii organicznej, takiej jak odpady i pozostałości roślinne i zwierzęce
<b>CAPEX</b>	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawo do korzystania ze składnika aktywów
<b>CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism)</b>	Mechanizm dostosowywania cen na granicach z emisją dwutlenku węgla
<b>Cena pasma (BASE)</b>	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
<b>CO</b>	Tlenek węgla (czad)
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dwutlenek węgla
<b>CSIRE</b>	Centralny System Informacji Rynku Energii
<b>DPSN</b>	Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW
<b>Dyrektywa IED</b>	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
<b>EBI</b>	Europejski Bank Inwestycyjny
<b>EUA</b>	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
<b>Europejski System Handlu Emisjami EU ETS</b>	Rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Stanowi podstawę unijnej polityki mającej na celu przeciwdziałanie zmianie klimatu i zmierza do ograniczania emisji gazów cieplarnianych w efektywny pod względem kosztów i skuteczny gospodarczo sposób
<b>GJ</b>	Gigadżul
<b>GPW</b>	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie
<b>GRI</b>	Global Reporting Initiative; międzynarodowa organizacja, która opracowuje powszechnie stosowane standardy raportowania zrównoważonego rozwoju, umożliwiające organizacjom mierzenie i komunikowanie ich wpływu na gospodarkę, środowisko oraz społeczeństwo
<b>GWE</b>	Graniczne wielkości emisji
<b>GWh</b>	Gigawatogodzina
<b>HF</b>	Fluorowodór
<b>Hg</b>	Rtęć
<b>Horyzont 2020</b>	Największy program finansowania badań naukowych i innowacji w UE, realizowany w perspektywie finansowej 2014-2020 z budżetem blisko 80 mld euro. Następcą programu Horyzont 2020 w perspektywie finansowej 2021-2027 jest program Horyzont Europa
<b>ICT</b>	Information and Communication Technologies. Technologie teleinformatyczne
<b>IOS</b>	Instalacja odsiarczania spalin oraz redukcji metali ciężkich
<b>IRGIT</b>	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
<b>JRM</b>	Jednostka Rynku Mocy
<b>KBAT</b>	Konkluzje BAT – decyzje wykonawcze Komisji Europejskiej
<b>Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE)</b>	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
<b>kV</b>	Kilowolt
<b>LZO</b>	Licznik zdalnego odczytu
<b>Łańcuch dostaw</b>	Sekwencja działań lub stron dostarczających produkty lub usługi dla organizacji
<b>Mg</b>	Megagram, inaczej tona
<b>MW<sub>e</sub></b>	Megawat mocy elektrycznej
<b>MWh</b>	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
<b>MW<sub>t</sub></b>	Megawat mocy cieplnej
<b>NABE</b>	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
<b>NH<sub>3</sub></b>	Amoniak
<b>Nm<sup>3</sup></b>	Normalny metr sześcienny gazu, tj. liczba m <sup>3</sup> , jakie zająłby gaz w warunkach normalnych
<b>Nn</b>	Sieć niskiego napięcia, dostarczająca indywidualnym odbiorcom prąd przemienny o częstotliwości 50 Hz, pod napięciem fazowym 230 V
<b>NO<sub>x</sub></b>	Tlenki azotu

Skrót/pojęcie	Wyszczególnienie
<b>Operator systemu przesyłowego (OSP)</b>	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., jednoosobowa spółka Skarbu Państwa będąca właścicielem sieci najwyższych napięć, a więc operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego
<b>origAMI</b>	System wspierania procesów jednostek biznesowych, które wykorzystują dane pomiarowe
<b>OSD</b>	Operator Systemu Dystrybucyjnego
<b>OSDn</b>	Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP
<b>OZE</b>	Odnawialne źródła energii
<b>PJ</b>	Petadżul
<b>PMOZE</b>	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
<b>Prawo Energetyczne</b>	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne
<b>Projekt greenfield</b>	Realizacja inwestycji poprzez budowę na nowym terenie
<b>Prosument</b>	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
<b>PSCMI1</b>	Odzwierciedla poziom cen miałow energetycznych klasy 20-23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej
<b>PURE</b>	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
<b>PV</b>	Fotowoltaika
<b>RDN</b>	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
<b>REPowerEU</b>	Plan Komisji Europejskiej polegający na uniezależnieniu Europy od rosyjskich paliw kopalnych przed 2030 r.
<b>SAIDI</b>	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
<b>SAIFI</b>	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
<b>SCR (ang. Selective Catalytic Reduction)</b>	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin. Zasadą jej działania jest redukcja tlenków azotu do azotu atmosferycznego na powierzchni katalizatora, odbywająca się z wykorzystaniem substancji zawierającej amoniak
<b>SF<sub>6</sub></b>	Sześćfluorek siarki
<b>Smart Grid</b>	Inteligentne sieci elektroenergetyczne, w ramach których istnieje komunikacja między wszystkimi uczestnikami rynku energii, mająca na celu dostarczanie usług energetycznych z zapewnieniem obniżenia kosztów, zwiększenia efektywności oraz integracji rozproszonych źródeł energii, w tym także źródeł odnawialnych
<b>SMR</b>	Small Modular Reactors – małe modułowe reaktory jądrowe
<b>SN</b>	Sieć średniego napięcia, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 1 kV do 60 kV
<b>SO<sub>2</sub></b>	Dwutlenek siarki
<b>TWh</b>	Terawatogodzina
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>WN</b>	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
<b>WRA</b>	Wartość regulacyjna aktywów
<b>Zrównoważony rozwój</b>	Rozwój umożliwiający zaspokojenie potrzeb obecnego pokolenia bez zmniejszania szans na zaspokojenie potrzeb przyszłych pokoleń, uwzględniający oczekiwania otoczenia oraz wyzwania społeczne, środowiskowe i ekonomiczne. Pozwala na trwałe zwiększanie wartości organizacji oraz racjonalne zarządzanie zasobami

## Podpisy Zarządu

Data zatwierdzenia i publikacji *Pozostałych informacji do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za pierwszy kwartał 2024 r.* - 22 maja 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