



Pozostałe informacje do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za trzeci kwartał 2023 r.

Poznań, Data publikacji: 22 listopada 2023 r.

Spis treści

1. Podsumowanie operacyjne trzech kwartałów 2023 r.	4
2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA.....	7
3. Zarządzanie ryzykiem	28
4. Otoczenie rynkowe.....	29
5. Sytuacja finansowa	34
6. Akcje i akcjonariat	56
7. Władze	57
8. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta	59
9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu	87
10. Raportowanie niefinansowe.....	89
11. Załączniki	90
12. Słownik pojęć i skrótów.....	97

Grupa ENEA w liczbach



ENEA to 18 tys. Pracowników



WYDOBYCIE

19,6%

udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce

432 mln ton

potencjału wydobywczego 4 obszarów koncesyjnych

4,6 mln ton

produkcji netto węgla w I-III kw. 2023 r.

WYTWARZANIE

6,4 GW

całkowitej mocy zainstalowanej

499 MW

mocy zainstalowanej w OZE

16,0 TWh

całkowitego wytwarzania energii netto w I-III kw. 2023 r.

DYSTRYBUCJA

2,8 mln

odbiorców usług dystrybucyjnych

124 tys. km

linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami

14,9 TWh

dostarczonej energii w I-III kw. 2023 r.

OBRÓT

2,7 mln

Klientów

17,0 TWh

sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego Klientom detalicznym w I-III kw. 2023 r.

33

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

1. Podsumowanie operacyjne trzech kwartałów 2023 r.

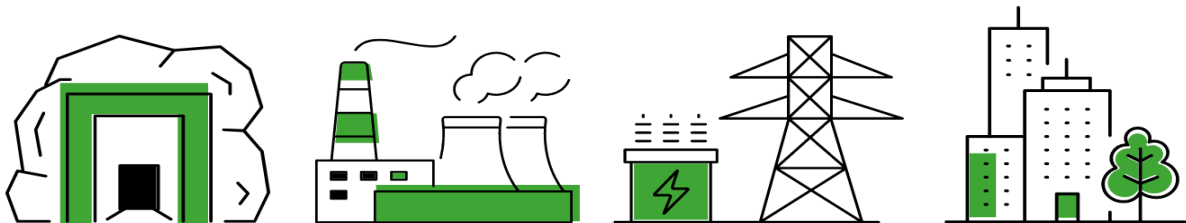
W I-III kw. 2023 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wynik EBITDA na poziomie 3 439,9 mln zł (wzrost r/r o 1 365,9 mln zł).

Obszar Wytwarzania odnotował wynik EBITDA na poziomie 1 740,0 mln zł (wzrost r/r o 1 458,6 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze wzrostu wyniku EBITDA w Segmencie Elektrowni Systemowych (efekt niższej bazy analogicznego okresu roku ubiegłego (wpływ utworzonej w I-III kw. 2022 r. rezerwy na umowy rodzące obciążenia) oraz wzrost jednostkowej marży na wytwarzaniu, marży na odkupie i na Rynku Bilansującym, przy jednoczesnym wystąpieniu nowej pozycji kosztowej tj. kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny) oraz w Segmencie OZE (efekt niższej bazy analogicznego okresu roku ubiegłego (wpływ utworzonej w I-III kw. 2022 r. rezerwy na umowy rodzące obciążenia) oraz wyższych cen energii elektrycznej, przy jednoczesnym wzroście kosztów biomasy oraz wystąpieniu kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny). Jednocześnie, odnotowano spadek wyniku EBITDA w Segmencie Ciepło (głównie spadek marży jednostkowej na ciepło, wzrost kosztów stałych oraz wystąpienie kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny).

W obszarze Wydobywania osiągnięta została EBITDA na poziomie 674,3 mln zł (spadek r/r o 1,5 mln zł). Niższy wynik EBITDA wynika głównie ze spadku wolumenu sprzedaży węgla oraz wzrostu kosztów działalności operacyjnej (wzrost jednostkowego kosztu wydobywania). Pomimo spadku wolumenu wydobywania i sprzedaży surowca, odnotowano wzrost przychodów ze sprzedaży węgla, z uwagi na zrealizowaną wyższą cenę sprzedaży.

Obszar Dystrybucji odnotował wynik EBITDA na poziomie 1 309,1 mln zł (wzrost r/r o 327,4 mln zł). Wzrost wyniku EBITDA jest efektem wyższej zrealizowanej marży z działalności koncesjonowanej, przy jednoczesnym wzroście kosztów operacyjnych.

Obszar Obrotu odnotował wynik EBITDA na poziomie -67,2 mln zł (spadek r/r o 139,3 mln zł). Spadek wyniku EBITDA wynika głównie ze spadku marżowości na rynku detalicznym. Jednocześnie, rozpoznano przychody z tytułu rekompensat, odnotowano wykorzystanie rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia oraz niższe rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia.



- GK ENEA wydała na inwestycje 2 324 mln zł.
- Produkcja węgla handlowego wyniosła 4,6 mln t.
- Sprzedaż węgla handlowego wyniosła 4,6 mln t.
- Grupa wytworzyła 16,0 TWh energii elektrycznej.
- Sprzedaż ciepła w segmencie Wytwarzania wyniosła 4,5 PJ.
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 14,9 TWh.
- Wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wyniósł 17,0 TWh.

+

Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej
Przychody z tytułu rekompensat
Zmiana rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia
Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych
Wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej
Wzrost przychodów ze sprzedaży energii cieplnej

-

Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu
Wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców
Odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny
Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych
Spadek przychodów ze sprzedaży węgla
Spadek przychodów ze sprzedaży gazu
Wzrost kosztów usług przesyłowych
Wzrost kosztów usług obcych

1.1. Najważniejsze wydarzenia w 2023 r.

Pierwszy kwartał

- 4 stycznia 2023 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Rafała Włodarskiego z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A., w tym z funkcji Przewodniczącego Rady Nadzorczej Spółki, ze skutkiem na dzień 4 stycznia 2023 r.
- 27 stycznia 2023 r., ENEA S.A. podpisała umowę finansowania z konsorcjum banków w skład którego weszły: Polska Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Polska Kasa Opieki S.A., Alior Bank S.A. oraz Bank of China (Europe) S.A. oddział w Polsce. Spółka, na podstawie tej umowy pozyskała finansowanie w łącznej kwocie do 2 500 000 000 zł, w tym kredyt terminowy do kwoty 1 500 000 000 zł („Kredyt A”) oraz rewolwingowy kredyt odnawialny do kwoty 1 000 000 000 zł („Kredyt B”). Zgodnie z zapisami umowy Spółka może przeznaczać środki udostępnione w ramach „Kredytu A” na finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych Grupy Kapitałowej Emitenta poniesionych w związku z budową, rozbudową, modernizacją lub utrzymaniem sieci dystrybucyjnej oraz nabyciem, rozwojem, rozbudową, finansowaniem, budową, modernizacją, konserwacją lub oddaniem do użytku jakichkolwiek odnawialnych źródeł energii. Natomiast środki z „Kredytu B” mogą zostać wykorzystane przez Spółkę na finansowanie bieżącej działalności oraz kapitału obrotowego Grupy Kapitałowej Emitenta z wyłączeniem: finansowania budowy, nabycia oraz rozbudowy elektrowni opalanych węglem kamiennym, a także innej działalności związanej z węglem kamiennym, w tym: wydobyciem węgla kamiennego, obrotem węglem kamiennym i refinansowaniem jakiegokolwiek zadłużenia finansowego lub wydatków, które zostały poniesione w takim celu.
- 13 marca 2023 r. odbyło się Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A., które z tym samym dniem powołało w skład Rady Nadzorczej Spółki XI kadencji Panią Aleksandrę Agatowską, a ponadto dokonało wyboru Pana Łukasza Ciołka na Przewodniczącego Rady Nadzorczej ENEA S.A.

Drugi kwartał

- 14 kwietnia 2023 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 1 500 000 zł, tj. z kwoty 480 737 604 zł do kwoty 482 237 604 zł dopuszczając do obrotu 750 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S o wartości nominalnej 2 zł każda. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej Spółki zmniejszył się z 16,15% na 16,10%.
- 18 kwietnia 2023 r. Zarząd ENEA S.A. podjął uchwałę dotyczącą propozycji podziału zysku netto Emitenta za rok obrotowy 2022. Zgodnie z uchwałą, Zarząd Spółki zaproponował wypracowany zysk netto Emitenta za rok obrotowy, obejmujący okres od 1 stycznia 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku, w kwocie 2 448 024 226,61 zł przeznaczyć w całości na zwiększenie kapitału rezerwowego celem realizacji zaplanowanych inwestycji. Propozycja Zarządu została pozytywnie zaopiniowana przez Radę Nadzorczą, a Zwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę zgodną z rekomendacją Zarządu.
- 18 kwietnia 2023 r. w wydanym komunikacie agencja ratingowa Fitch Ratings zmieniła perspektywę ratingu Spółki na stabilną z negatywnej oraz potwierdziła długoterminowe ratingi Spółki w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie "BBB".

Trzeci kwartał

- 4 lipca 2023 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Piotra Zborowskiego z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A., ze skutkiem na dzień 4 lipca 2023 r. Przyczyna rezygnacji nie została wskazana.
- 6 lipca 2023 r. Rada Nadzorcza Emitenta podjęła uchwałę w przedmiocie powołania Pana Jakuba Kowaleczko z dniem 17 lipca 2023 r. na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Handlowych na wspólną kadencję, rozpoczętą z dniem następnym po dniu odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2021 rok.
- 14 lipca 2023 r. ENEA S.A. otrzymała od Skarbu Państwa reprezentowanego przez Ministra Aktywów Państwowych propozycję niewiążącego dokumentu podsumowującego warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa wszystkich posiadanych przez ENEA S.A. udziałów ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. oraz akcji ENEA Elektrownia Połaniec S.A. wraz z ich podmiotami zależnymi celem utworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE).
- 31 lipca 2023 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pani Aleksandry Agatowskiej z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A., ze skutkiem na dzień 31 lipca 2023 r. Przyczyna rezygnacji nie została wskazana.
- 10 sierpnia 2023 r. ENEA S.A. oraz Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Aktywów Państwowych podpisali dokumenty podsumowujące warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa wszystkich posiadanych przez ENEA S.A. udziałów ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. oraz akcji ENEA Elektrownia Połaniec S.A. wraz z ich podmiotami zależnymi, celem utworzenia NABE.
- 21 sierpnia 2023 r. ENEA S.A. otrzymała od Skarbu Państwa reprezentowanego przez Ministra Aktywów Państwowych ofertę nabycia pakietu 21 962 189 akcji LWB należących do ENEA S.A. z zastosowaniem ceny w kwocie 45 złotych za jedną akcję.

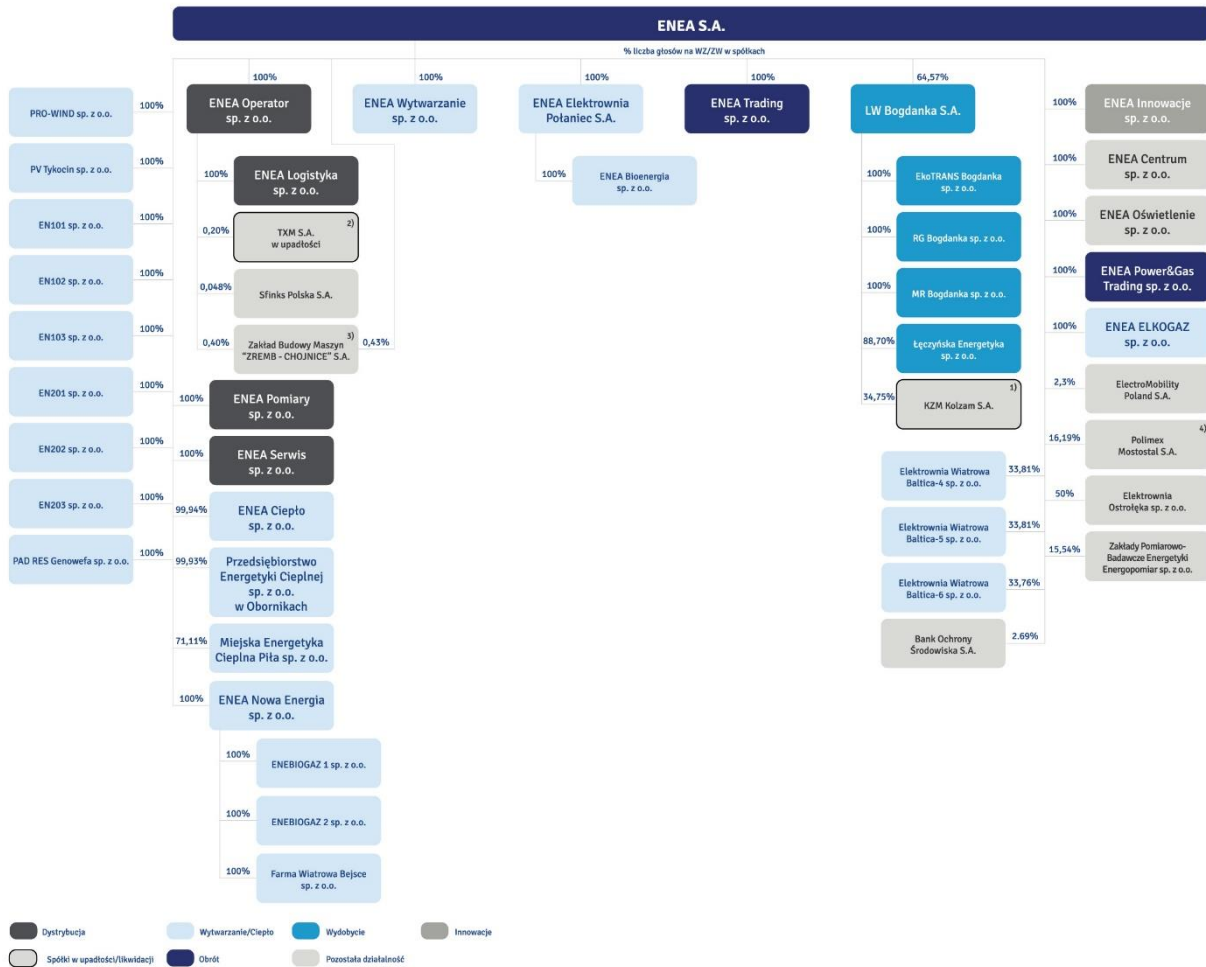
- 13 września 2023 r. mając na uwadze zakończenie analiz raportu z oszacowania wartości rynkowej akcji Lubelskiego Węgla Bogdanka S.A. otrzymanego w dniu 11 września 2023 r. w związku z prowadzonym procesem negocjacji dotyczących akcji LWB zidentyfikowana została konieczność dokonania odpisu aktualizującego wartości rzeczowych aktywów trwałych w segmencie wydobywie. Przedmiotowy odpis oszacowano na poziomie 749 mln zł, co zostało uwzględnione w danych finansowych prezentowanych w niniejszym Sprawozdaniu. Szczegółowe ujawnienia zostały zaprezentowane w Nocie 29 w „Skróconym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2023 r.”

1.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym

- 20 października 2023 r. w związku z upływem w tym dniu terminu na udzielenie przez właściwy organ interpretacji przepisów prawnych dotyczących tzw. systemu rekompensat, o którą zwróciła się Spółka, wobec braku wydania przedmiotowej interpretacji, ENEA S.A. zakończyła analizy prawne związane z wejściem w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną ("Rozporządzenie MKiS"). Rozporządzenie MKiS wprowadza mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok. Brak wydania interpretacji potwierdzającej możliwość objęcia przez tzw. system rekompensat przychodów utraconych w związku z wejściem w życie Rozporządzenia MKiS skutkuje koniecznością zawiązania rezerwy. Wysokość rezerwy w kwocie ok. 264 mln zł ustalona została w oparciu o dane szacunkowe, dla sporządzenia których przyjęto założenie, że każdy punkt poboru energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, którego rozliczenie obejmie rok 2023 spełni jeden z warunków określonych w rozporządzeniu i w związku z tym otrzyma obniżenie kwoty swoich zobowiązań. Oszacowany wpływ Rozporządzenia MKiS obciążony jest ryzykiem niepewności danych. Końcowy precyzyjny wymiar wpływu Rozporządzenia MKiS uzależniony będzie od ostatecznej liczby klientów objętych mechanizmem obniżenia zobowiązań gospodarstw domowych.

2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA

2.1. Struktura Grupy Kapitałowej ENEA – stan na dzień 30 września 2023 r.



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

²⁾ 7 listopada 2022 r. Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy XVIII Wydział Gospodarczy dla spraw upadłościowych ogłosił upadłość spółki TXM S.A.

³⁾ ENEA S.A. w wyniku konwersji długu na akcję stała się akcjonariuszem spółki Zakład Budowy Maszyn „ZREMB – CHOJNICE” S.A. o udziale w kapitale zakładowym spółki na poziomie 0,43%.

⁴⁾ 5 października 2023 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej Spółki zmniejszył się z 16,19% do 16,14%. 13 października 2023 r. w wyniku realizacji opcji call 10 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,14% do 16,22% zwiększając ilość akcji o 187 500 akcji, tj. z 39 125 024 akcji do 39 312 524 akcji.

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 Power&Gas Trading sp. z o.o., ENEA Trading sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną) oraz LW Bogdanka S.A. (wydobycie węgla). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek. W strukturze Grupy uwzględniono również udziały mniejszościowe w podmiotach posiadane przez ENEA S.A. oraz spółki zależne od ENEA S.A. oraz LW Bogdanka S.A.¹⁾

2.2. Zmiany w strukturze GK ENEA

Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych, w I-III kw. 2023 r. GK ENEA poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

¹⁾ 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.

Dezinwestycje kapitałowe

W I-III kw. 2023 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych, poza działaniami związanymi z planowaną sprzedażą akcji LWB na rzecz Skarbu Państwa.

Zmiany w organizacji

W I-III kw. 2023 r. GK ENEA kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Rozwoju GK ENEA.

Inwestycje kapitałowe

Szczegółowy opis procesów związanych z inwestycjami kapitałowymi został zamieszczony w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres od 1 stycznia do 30 września 2023 r.

Zdarzenia w raportowanym okresie oraz do dnia sporządzenia sprawozdania

- 3 stycznia 2023 r. odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ENEA Połaniec Serwis sp. z o.o. (spółka przejmowana), które podjęło uchwałę o połączeniu ze spółką ENEA Elektrownia Połaniec S.A. (spółka przejmująca). Połączenie przeprowadzane zostało w trybie uproszczonym tj. zgodnie z Art. 516 ksh. 16 stycznia 2023 r. nastąpiło połączenie spółek.
- 4 stycznia 2023 r. ENEA S.A. zawiązała spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością EN202 sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, kapitał zakładowy 70 000,00 zł dzielący się na 100 udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy, który został w całości pokryty wkładem pieniężnym, a wszystkie udziały zostały objęte przez ENEA S.A. Spółka została wpisana do KRS w dniu 5 stycznia 2023 r. Spółka została zawiązana w celu realizacji projektu fotowoltaicznego.
- 4 stycznia 2023 r. ENEA S.A. zawiązała spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością EN101 sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, kapitał zakładowy 70 000,00 zł dzielący się na 100 udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy, który został w całości pokryty wkładem pieniężnym, a wszystkie udziały zostały objęte przez ENEA S.A. Spółka została wpisana do KRS w dniu 9 stycznia 2023 r. Spółka została zawiązana w celu realizacji projektu fotowoltaicznego.
- 13 stycznia 2023 r. Sąd Rejestrowy właściwy dla ENEA Trading sp. z o.o. wydał postanowienie podziałowe oraz dokonał stosownego wpisu w Rejestrze Przedsiębiorców. Konsekwencją wpisu jest obniżenie kapitału zakładowego ENEA Trading sp. z o.o. z kwoty 100 000 000,00 zł, do kwoty 61 205 000,00 zł.
- 1 lutego 2023 r. nastąpiła rejestracja w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych w Warszawie (KDPW) i dopuszczenie do obrotu przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie (GPW) 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S Spółki Polimex Mostostal S.A. o wartości nominalnej 2,00 zł każda oraz podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 1 000 000,00 zł, tj. z kwoty 479 737 604,00 zł do kwoty 480 737 604,00 zł. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego Polimex Mostostal S.A., udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej Spółki zmniejszył się z 16,26% do 16,23%.
- 28 lutego 2023 r. ENEA Innowacje sp. z o.o. dokonała zbycia 1 udziału w ENEBIOGAZ 1 sp. z o.o. o wartości nominalnej 50,00 zł, za cenę 50,00 zł oraz 1 udziału w ENEBIOGAZ 2 sp. z o.o. o wartości nominalnej 50,00 zł, za cenę 50,00 zł, na rzecz ENEA Nowa Energia sp. z o.o., która to spółka stała się jedynym udziałowcem ENEBIOGAZ 1 sp. z o.o. i ENEBIOGAZ 2 sp. z o.o.
- 15 marca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA ELKOGAZ sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego ENEA ELKOGAZ sp. z o.o. o kwotę 10 000 000,00 zł to jest z kwoty 19 000 000,00 zł do kwoty 29 000 000,00 zł poprzez utworzenie 100 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 10 000 000,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 3 kwietnia 2023 r.
- W marcu 2023 r. sfinalizowano sprzedaż 187 500 akcji, które posiadała ENEA S.A. w kapitale zakładowym Spółki Polimex Mostostal S.A., zmniejszając dotychczasowy udział ENEA S.A. z 16,23% w kapitale zakładowym Spółki do 16,15%. W dniu 14 kwietnia 2023 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 1 500 000,00 zł, tj. z kwoty 480 737 604,00 zł do kwoty 482 237 604,00 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 16,15% do 16,10%. W dniu 28 kwietnia 2023 r. w wyniku realizacji opcji call 8 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym Spółki zwiększył się z 16,10% do 16,17% zwiększając ilość akcji o 187 500 akcji, tj. z 38 812 524 akcji na 39 000 024 akcji.
- 3 kwietnia 2023 r. Sąd Rejestrowy właściwy dla ENEA Power&Gas Trading sp. z o.o. wydał postanowienie podziałowe oraz dokonał stosownego wpisu w Rejestrze Przedsiębiorców. Konsekwencją wpisu jest podwyższenie kapitału zakładowego ENEA Power&Gas Trading sp. z o.o. z kwoty 3 200 000,00 zł do kwoty 61 392 500,00 zł.
- Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. w dniu 27 kwietnia 2023 r. postanowiło o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki o 100,00 zł do kwoty 912 482 200,00 zł poprzez utworzenie 2 nowych udziałów o wartości nominalnej 50,00 zł każdy i cenie emisyjnej jednego udziału wynoszącej 202 657 409,15 zł. Dotychczasowi udziałowcy tj. ENEA S.A. oraz ENERGA S.A. objęli po 1 nowym udziale o wartości nominalnej 50,00 zł, przy czym ENEA S.A. w dniu 27 kwietnia 2023 r. objęła 1 nowy udział pokrywając go wkładem pieniężnym w wysokości 202 657 409,15 zł. Następnie ze skutkiem na dzień 28 kwietnia 2023 r. została zawarta pomiędzy

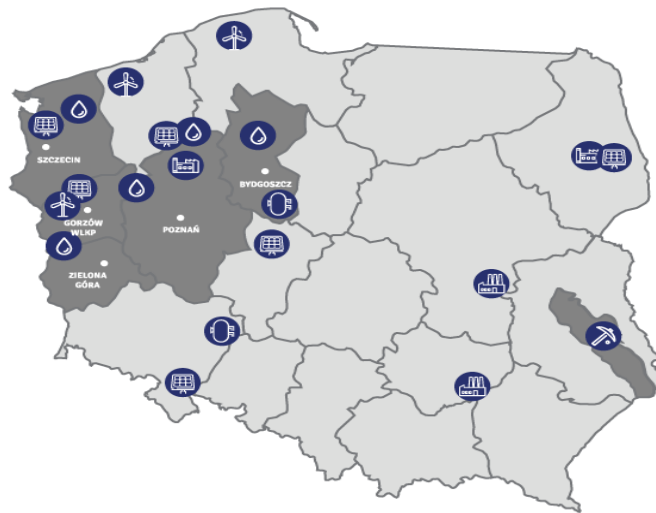
ENEA S.A. a Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. umowa potrącenia wierzytelności, tj. wierzytelności ENEA S.A. wobec Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. z tytułu udzielonej pożyczki w ramach umowy pożyczki zawartej w grudniu 2019 r. o wartości 170 000 000 zł (z późn. zm.) powiększonej o należne odsetki o łącznej wartości wierzytelności wynoszącej 202 657 409,15 zł oraz wierzytelności Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. wobec ENEA S.A. z tytułu zaciągniętego zobowiązania do pokrycia 1 udziału wkładem pieniężnym w wysokości 202 657 409,15 zł w podwyższonym kapitale zakładowym spółki Elektrownia Ostrołęka. Zgodnie z powyższą umową potrącenia, ww. wierzytelności umorzyły się wzajemnie w całości, a tym samym umowa pożyczki z dnia 23 grudnia 2019 r. (wraz z późniejszymi zmianami) wygasła z dniem 28 kwietnia 2023 r. Podwyższenie kapitału oczekuje na rejestrację w KRS.

- 6 maja 2023 r. uprawomocnił się wpis dokonany w dniu 28 kwietnia 2023 r. o wykreśleniu spółki Tłocznia Metali PRESSTA S.A. w upadłości likwidacyjnej z Krajowego Rejestru Sądowego.
- 1 czerwca 2023 r. uprawomocnił się wpis dokonany w dniu 24 maja 2023 r. o wykreśleniu spółki ENERGO-TOUR sp. z o.o. w likwidacji z Krajowego Rejestru Sądowego.
- 28 czerwca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Trading sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego ENEA Trading sp. z o.o. o kwotę 1 000,00 zł to jest z kwoty 61 205 000,00 zł do kwoty 61 206 000,00 zł poprzez utworzenie 1 nowego udziału o wartości nominalnej 1 000,00 zł, który to udział objęła ENEA S.A. i pokryła go w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w dniu 12 lipca 2023 r.
- 5 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN101 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego EN101 sp. z o.o. o kwotę 3 430 000,00 zł to jest z kwoty 70 000,00 zł do kwoty 3 500 000,00 zł poprzez utworzenie 4 900 nowych udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 3 430 000,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 10 listopada 2023 r.
- 5 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN102 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego EN102 sp. z o.o. o kwotę 3 530 800,00 zł to jest z kwoty 70 000,00 zł do kwoty 3 600 800,00 zł poprzez utworzenie 5 044 nowych udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 3 530 800,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 27 września 2023 r.
- 5 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN103 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego EN103 sp. z o.o. o kwotę 147 700,00 zł to jest z kwoty 70 000,00 zł do kwoty 217 700,00 zł poprzez utworzenie 211 nowych udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 147 700,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 27 września 2023 r.
- 5 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN201 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego EN201 sp. z o.o. o kwotę 2 508 800,00 zł to jest z kwoty 70 000,00 zł do kwoty 2 578 800,00 zł poprzez utworzenie 3 584 nowych udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 2 508 800,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 25 października 2023 r.
- 5 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN202 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego EN202 sp. z o.o. o kwotę 3 222 800,00 zł to jest z kwoty 70 000,00 zł do kwoty 3 292 800,00 zł poprzez utworzenie 4 604 nowych udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 3 222 800,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 2 listopada 2023 r.
- 5 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EN203 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego EN203 sp. z o.o. o kwotę 534 800,00 zł to jest z kwoty 70 000,00 zł do kwoty 604 800,00 zł poprzez utworzenie 764 nowych udziałów o wartości nominalnej 700,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 534 800,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 25 października 2023 r.
- 6 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Obornikach podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Obornikach o kwotę 6 000 000,00 zł to jest z kwoty 6 582 500,00 zł do kwoty 12 582 500,00 zł poprzez utworzenie 12 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 500,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 6 000 000,00 zł. ENEA S.A. objęła 11 992 udziały o łącznej wartości nominalnej 5 996 000,00 zł i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 10 listopada 2023 r.
- 12 lipca 2023 r. nastąpiła rejestracja w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych (KDPW) i dopuszczenie do obrotu 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii S o wartości nominalnej 2,00 zł każda oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 1 000 000,00 zł, tj. z kwoty 482 237 604,00 zł do kwoty 483 237 604,00 zł. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej Spółki zmniejszył się z 16,17% do 16,14%. Kapitał zakładowy Spółki dzieli się na

241 618 802 akcje zwykłe o wartości nominalnej 2,00 zł każda. 14 lipca 2023 r. w wyniku realizacji opcji call 9 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,14% do 16,19% zwiększając ilość akcji o 125 000 akcji, tj. z 39 000 024 akcji na 39 125 024 akcje.

- 26 lipca 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA ELKOGAZ sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego ENEA ELKOGAZ sp. z o.o. o kwotę 10 000 000,00 zł to jest z kwoty 29 000 000,00 zł do kwoty 39 000 000,00 zł poprzez utworzenie 100 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 10 000 000,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 27 września 2023 r.
- 2 sierpnia 2023 r. na Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Innowacje sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego ENEA Innowacje sp. z o.o. o kwotę 12 000 000,00 zł to jest z kwoty 38 710 000,00 zł do kwoty 50 710 000,00 zł poprzez utworzenie 120 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100,00 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 12 000 000,00 zł, które objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w dniu 28 sierpnia 2023 r.
- 23 sierpnia 2023 r. ENEA S.A. nabyła 100% udziałów w spółce PRO-WIND sp. z o.o. posiadającej funkcjonującą farmę fotowoltaiczną Tarnów o mocy 10 MW oraz 100% udziałów w spółce PV TYKOCIN sp. z o.o. posiadającej funkcjonującą farmę fotowoltaiczną Tykocin o mocy 2 MW. W ramach transakcji dot. nabycia udziałów w spółce PRO-WIND sp. z o.o. ENEA S.A. zawarła w sierpniu br. z PRO-WIND sp. z o.o. umowę pożyczki na kwotę 17,5 mln zł.
- 25 sierpnia 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEBIOGAZ 1 sp. z o.o. podwyższyło kapitał zakładowy Spółki o 25 000,00 zł, to jest z kwoty 5 000,00 zł do kwoty 30 000,00 zł poprzez utworzenie nowych 500 udziałów o wartości nominalnej 50,00 zł każdy i o łącznej wartości 25 000,00 zł. Wszystkie udziały w podwyższonym kapitale zakładowym objęła ENEA Nowa Energia sp. z o.o. pokrywając je wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego oczekuje na wpis do KRS.
- 25 sierpnia 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEBIOGAZ 2 sp. z o.o. podwyższyło kapitał zakładowy Spółki o 25 000,00 zł, to jest z kwoty 5 000,00 zł do kwoty 30 000,00 zł poprzez utworzenie nowych 500 udziałów o wartości nominalnej 50,00 zł każdy i o łącznej wartości 25 000,00 zł. Wszystkie udziały w podwyższonym kapitale zakładowym objęła ENEA Nowa Energia sp. z o.o. pokrywając je wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego oczekuje na wpis do KRS.
- 1 września 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Nowa Energia sp. z o.o. podwyższyło kapitał zakładowy Spółki o 118 500 000,00 zł, to jest z kwoty 52 648 100,00 zł do kwoty 171 148 100,00 zł poprzez utworzenie nowych 2 370 000 udziałów o wartości nominalnej 50,00 zł każdy i o łącznej wartości 118 500 000,00 zł. Wszystkie udziały w podwyższonym kapitale zakładowym objęła ENEA S.A. pokrywając je wkładem pieniężnym. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła w dniu 13 października 2023 r.
- 7 września 2023 r. ENEA Nowa Energia sp. z o.o. nabyła od spółki OX2 Holding Poland 100% udziałów w spółce Farma Wiatrowa Bejsce, która jest właścicielem projektu wiatrowego mocy 19,8 MW. Farma jest położona w województwie świętokrzyskim, jest w trakcie budowy i rozpocznie pracę w 2025 r. W ramach transakcji nabyto spółkę z zawartym kontraktem na budowę docelowej instalacji. Łączne koszty całej transakcji do etapu uruchomienia instalacji wyniosą 57 420 000 euro.
- 7 września 2023 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Farma Wiatrowa Bejsce sp. z o.o. podwyższyło kapitał zakładowy Spółki o 7 732 600,00 zł, to jest z kwoty 10 000,00 zł do kwoty 7 742 600,00 zł poprzez utworzenie nowych 154 652 udziałów o wartości nominalnej 50,00 zł każdy i o łącznej wartości 7 732 600,00 zł. Wszystkie udziały w podwyższonym kapitale zakładowym objęła ENEA Nowa Energia sp. z o.o. pokrywając je wkładem pieniężnym. Podwyższenie kapitału zakładowego oczekuje na wpis do KRS.
- 20 września 2023 r. ENEA S.A. nabyła 100% udziałów w spółce PAD RES Genowefa sp. z o.o. posiadającej farmę fotowoltaiczną Genowefa o mocy 35 MW. Farma jest położona w województwie wielkopolskim.
- 5 października 2023 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. o kwotę 1 500 000,00 zł, tj. z kwoty 483 237 604,00 zł do kwoty 484 737 604,00 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 16,19% do 16,14%. 13 października 2023 r. w wyniku realizacji opcji call 10 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,14% do 16,22% zwiększając ilość akcji o 187 500 akcji, tj. z 39 125 024 akcji do 39 312 524 akcji.

2.3. Obszary biznesowe GK ENEA



- Elektrownie:**
Kozienice, Połaniec
- ENEA Ciepło, MEC Pita, PEC Oborniki**
- Farmy wiatrowe:** Bardy, Darżyno, Baczyna (Lubno I i Lubno II)
- 21 elektrowni wodnych**
- Elektrownie fotowoltaiczne:**
PV Jastrowie I, PV Likowo, PV Lubno I, PV Lubno II, PV FW Lubno I, PV Genowefa, PV Tarnów, PV Kapice Lipniki, PV Krzęcin 1,2 i 7
- Biogazownie:**
Gorzestaw, Liszkowo
- LW Bogdanka**
- Obszar dystrybucyjny ENEA Operator**
- Lubelskie Zagłębie Węglowe**

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-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana %	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana %
Produkcja netto [tys. ton]	7 163	4 557	-36,4%	1 593	1 291	-19,0%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	7 157	4 561	-36,3%	1 920	1 499	-21,9%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	27	18	-33,3%	27	18	-33,3%
Roboty chodnikowe [km]	25,25	22,77	-9,8%	6,85	6,11	-10,8%

2.3.2. Wytwarzanie

2.3.2.1. Aktywa wytwórcze GK ENEA

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągnięta elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]	Moc zainstalowana w OZE [MW _e]
Elektrownia Koźnice	4 071,8	4 004,0 ¹⁾	125,4	-
Elektrownia Połaniec	1 879,0	1 899,0	130,0	230,0
Farmy wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyzna (Lubno I i Lubno II)	71,6	70,1	-	71,6
Elektrownia fotowoltaiczna PV Jastrowie I, PV Likowo, PV Lubno I i PV Lubno II, PV Krzęcin 1,2 i 7, PV FW Lubno I ²⁾ , PV Tarnów, PV Kaplice Lipniki, PV Genowefa	56,0	56,0	-	56,0
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 ³⁾	78,5
Razem	6 364,9	6 263,7	1 100,9	498,7

¹⁾ Obniżenie mocy osiągalnej bloku 6 z 228 MW na 225 MW, w wyniku ograniczenia od dopuszczalnego ciśnienia w komorze koła regulacyjnego turbiny.

²⁾ PV FW Lubno I o mocy 3 MW – obecnie trwa jej rozruch technologiczny i po uzyskaniu koncesji łączna moc zainstalowana w obszarze farm fotowoltaicznych wynosić będzie 59,0 MWe

³⁾ W tym Układ Odzysku Ciepła o mocy 18,7 MWt znajdującej się w Elektrociepłowni Białystok.

23 sierpnia 2023 r. ENEA S.A. zawarła umowę sprzedaży udziałów, na podstawie której dokonała nabycia 100% udziałów w kapitale zakładowym PRO-WIND sp. z o.o. z siedzibą w Kielcach, będącej właścicielem funkcjonującej farmy fotowoltaicznej o mocy 10 MW położonej w miejscowości Tarnów oraz 100% udziałów w kapitale zakładowym PV TYKOCIN sp. z o.o. z siedzibą w Kielcach, będącej właścicielem funkcjonującej farmy fotowoltaicznej o mocy 2 MW położonej w miejscowości Kaplice Lipniki, gmina Tykocin. 25 sierpnia 2023 r. farma fotowoltaiczna PV Krzęcin 1,2,7, wybudowana przez spółkę ENEA Nowa Energia została wpisana do rejestru MIOZE (rejestr wytwórców energii w małej instalacji) – w jej skład wchodzi trzy instalacje o mocy 1 MW każda. 20 września 2023 r. ENEA S.A. nabyła 100% udziałów w spółce PAD RES Genowefa sp. z o.o. posiadającej farmę fotowoltaiczną Genowefa o mocy 35 MW. Farma jest położona w województwie wielkopolskim w okolicach miejscowości Kleczew. Farma PV FW Lubno I o mocy 3 MW jest obecnie na etapie rozruchu technologicznego i procesu uzyskiwania koncesji.

2.3.2.2. Wytwarzanie – zestawienie mocy zainstalowanych

Elektrownia Koźnice

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	2025	2025	2025	2025	2027	2027	2027	2027	2041	2042	2048

Powyższe dane dla B1-B8 zostały sporządzone w oparciu o harmonogram odtworzenia mocy wytwórczych według jednego z dwóch równoległe rozważanych wariantów realizacji odtworzenia mocy wytwórczych poprzez zabudowę bloków gazowo-parowych (dalej „BGP”), dla pozostałych bloków w oparciu o aktualnie obowiązujący harmonogram pracy bloków i ujętych w nim odstawiach jednostek wytwórczych. W 2022 r. ENEA Wytwarzanie realizowała działania zmierzające do odtworzenia całości posiadanych mocy wytwórczych z istniejących bloków 200 MWe poprzez zabudowę wysokosprawnych i niskoemisyjnych BGP w jednym z dwóch wariantów realizacji tj. dwóch BGP klasy 1100 MW każdy lub budowa trzech BGP klasy 700 MW każdy. W dniu 16 marca 2022 r. ENEA S.A. zawiązała spółkę celową pod firmą ENEA ELKOGAZ z siedzibą w Warszawie, w której objęła 100% udziałów. Nowo powołana spółka zajmuje się odtworzeniem mocy wytwórczych bloków klasy 200 MW w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego. Szczegółowe informacje nt. procesu opisane są w punkcie 8.3.7. W dniu 17 października 2023 r. ENEA ELKOGAZ unieważniła postępowanie przetargowe na wybór Generalnego Wykonawcy Inwestycji z uwagi na brak ofert. Aktualnie trwają prace nad określeniem dalszego kierunku realizacji projektu, po czym możliwa będzie aktualizacja powyższego harmonogramu.

Elektrownia Połaniec

Blok	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	GU (B9)
Moc zainstalowana [MW]	200	242	242	242	242	242	239	230
Planowany rok wyłączenia z produkcji	2023	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2042

Powyższe dane zostały sporządzone w oparciu o aktualnie obowiązujący harmonogram pracy bloków i ujętych w nim odstawiach jednostek wytwórczych. Aktualnie realizowany jest projekt pt. „Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.” oraz trwają prace nad opracowywaniem koncepcji modernizacji Bloku 1.

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, Odra 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 ¹⁾ oraz PV FW Lubno I ²⁾	9,0
Biogaz	Biogazownie Liszkowo i Gorzesław	3,8

¹⁾ 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.

²⁾ PV FW Lubno I o mocy 3 MW – obecnie trwa jej rozruch technologiczny i po uzyskaniu koncesji łączna moc zainstalowana w obszarze farm fotowoltaicznych wynosić będzie 12,0 MWe.

ENEA Ciepło

Blok	B1	B2	B3	B4 ¹⁾	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	-	-	-	-	-

¹⁾ Turbospół kondensacyjny zasilany z upustów bloku B1

2.3.2.3. Emisja CO₂, przydział bezpłatnych uprawnień CO₂, koszty z tytułu uprawnień

	Emisja CO ₂ [t]	Przydział bezpłatnych uprawnień CO ₂ [t]	Koszty z tytułu uprawnień [tys. zł]
Elektrownia Kozienice			
I-III kw. 2022	11 955 790	3 079 ¹⁾	2 927 192
I-III kw. 2023	9 629 670	5 002 ²⁾	4 115 884
MEC Piła			
I-III kw. 2022	27 620	6 923 ¹⁾	8 097
I-III kw. 2023	32 605	6 010 ²⁾	10 770
Białystok – Elektrociepłownia			
I-III kw. 2022	167 153	44 415 ¹⁾	26 724
I-III kw. 2023	140 899	43 244 ²⁾	43 642
Białystok – Ciepłownia Zachód			
I-III kw. 2022	8 506	2 923 ¹⁾	1 602
I-III kw. 2023	9 401	2 379 ²⁾	2 672
Elektrownia Połaniec			
I-III kw. 2022	5 408 963	87 646 ¹⁾	1 250 724
I-III kw. 2023	3 834 548	85 334 ²⁾	1 569 947
Łęczyńska Energetyka ³⁾			
I-III kw. 2022	31 551	11 809 ¹⁾	6 429
I-III kw. 2023	27 523	12 806 ²⁾	5 966
Razem I-III kw. 2022	17 599 583	156 795	4 220 768
Razem I-III kw. 2023	13 674 646	154 775	5 748 881

¹⁾ Darmowe uprawnienia przyznane na 2022 r.

²⁾ Darmowe uprawnienia przyznane na 2023 r. – w przypadku Ciepłowni Zachód po weryfikacji przez KOBIZE (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami) przydział bezpłatnych uprawnień został pomniejszony. W przypadku MEC Piła korekta przyznanych darmowych uprawnień z tytułu weryfikacji wyjścia z EU ETS źródła „Kotłownia Rejonowa Kaczorska”.

³⁾ Podmiot w GK LW Bogdanka, posiadający uprawnienia do emisji CO₂.

2.3.2.4. Dane dotyczące obszaru Wytwarzania

Wyszczególnienie	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana %	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana %
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	20 180	15 954	-20,9%	6 877	5 441	-20,9%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	18 693	14 317	-23,4%	6 541	4 884	-25,3%
Produkcja z OZE [GWh]	1 487	1 637	10,1%	336	557	65,8%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	5 395	5 016	-7,0%	1 090	986	-9,6%
ENEA Wytwarzanie						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	13 273	10 455	-21,2%	4 722	3 594	-23,9%
Blok 11 Elektrowni Kozienice						
Produkcja energii elektrycznej netto [GWh]	4 017	3 371	-16,1%	1 177	1 050	-10,8%
Średnie miesięczne obciążenie netto [MW]	766,8	713,4	-7,0%	755,9	680,7	-9,9%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	379	348	-8,2%	24	28	16,7%
ENEA Nowa Energia						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	219	205	-6,4%	50	52	4,0%
elektrownie wodne	84	77	-8,3%	19	18	-5,3%
farmy wiatrowe	126	117	-7,1%	28	29	3,6%
biogazownie	6	5	-16,7%	2	2	-
farma PV ¹⁾	2	7	250,0%	1	4	300,0%
ENEA Elektrownia Połaniec						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	6 384	4 967	-22,2%	2 037	1 715	-15,8%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	5 281	3 700	-29,9%	1 805	1 272	-29,5%
Produkcja z OZE (spalanie biomasy – Zielony Blok) [GWh]	874	1 101	26,0%	117	379	223,9%
Produkcja z OZE (współspalanie biomasy) [GWh]	229	166	-27,5%	115	65	-43,5%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	1 786	1 691	-5,3%	567	530	-6,5%
ENEA Ciepło						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	270	253	-6,3%	56	63	12,5%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh] z wyłączeniem spalania biomasy	105	88	-16,2%	2	2	-
Produkcja z OZE – spalanie biomasy [GWh]	166	165	-0,6%	54	61	13,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ] (razem z Ciepłownią Zachód)	2 661	2 424	-8,9%	431	364	-15,5%
PEC Oborniki						
Produkcja ciepła brutto [TJ]	76	77	1,3%	9	8	-11,1%
MEC Piła						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	34	74	117,6%	12	16	33,3%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	492	475	-3,5%	58	56	-3,4%

¹⁾ W tym zestawieniu nie została uwzględniona produkcja: PV Tarnów, PV Kaplice Lipniki, PV Genowefa.

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-III kw. 2023 r. były węgiel i biomasa – głównie w postaci zrębki z drewna energetycznego, zrębki z wierzby i topoli energetycznej, pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego produkty rolne.

Dostawy węgla

	Elektrownia Kozienice	Elektrownia Połaniec	ENEA Ciepło
Główni dostawcy węgla w I-III kw. 2023 r.	LW Bogdanka (ok. 67%) kilku pozostałych dostawców (poniżej 15% każdy)	PGG (ok. 41%) PGE (ok. 15%) LW Bogdanka (ok. 31%) pozostali dostawcy (ok. 13%)	LW Bogdanka (88%) PGG (12%)
Główny przewoźnik realizujący dostawy w okresie I-III kw. 2023 r.	PKP Cargo (ok. 50%) FPL (ok. 18%) DB Cargo (20%) inny (ok. 12%)	PKP Cargo (ok. 68%) LW Bogdanka (ok. 16%) inny (ok. 16%)	LW Bogdanka (ok. 88%) PKP CARGO (ok. 12%)

Zakup paliwa

Typ paliwa	Obszar Wytwarzania			
	I-III kw. 2022		I-III kw. 2023	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	8 447	2 733	7 328	5 798
Biomasa	1 492	744	1 523	958
Olej opałowy (ciężki) ¹⁾	11	36	10	26
Olej opałowy (lekki) ²⁾	3	20	7	32
Gaz [tys. m ³] ³⁾⁴⁾	9 225	20	18 829	44
Razem		3 553		6 858

¹⁾ Paliwo rozpałkowe w B1-10 Elektrowni Kozienice i B1-7 Elektrowni Polaniec.

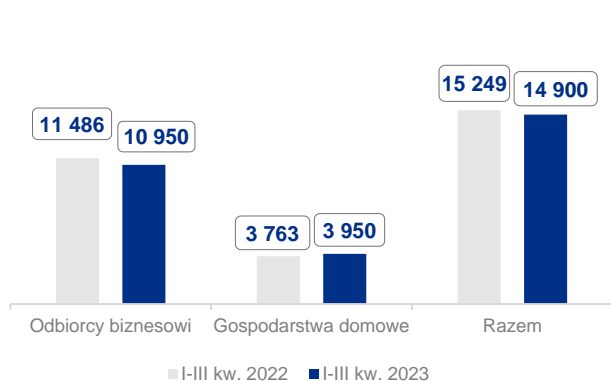
²⁾ Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice, B9 Elektrowni Polaniec, MEC Piła (kotłownia KO Staszycy, w której jest możliwość zasilania paliwem gazowym i olejem opałowym).

³⁾ Używany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w MEC Piła.

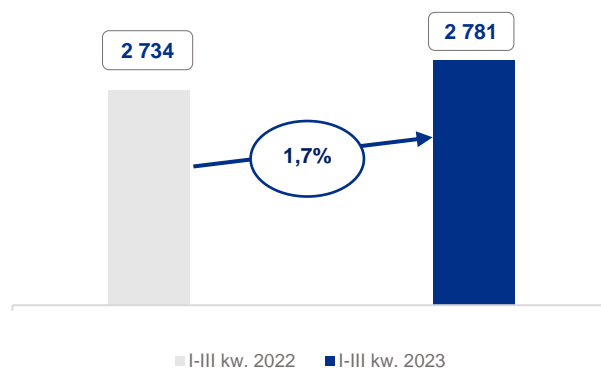
⁴⁾ Używany do produkcji ciepła w Ciepłowni Zachód: jednostka objętości gazu w tys. Nm³.

2.3.3. Dystrybucja

Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Liczba odbiorców [w tys.]



110,4 tys. km – Długość linii dystrybucyjnych

13,6 tys. km – Długość przyłączy

39,7 tys. szt. – Liczba stacji elektro-energetycznych

1 041,5 tys. szt. – Liczba przyłączy

Łączna wartość regulacyjna aktywów (WRA) uwzględniona w kalkulacji taryfy na rok 2022 (w tym również tzw. WRA_AMI) wyniosła: 9 954 930 tys. zł.

Przyłączone źródła OZE na terenie działania ENEA Operator w okresie 2016 – I-III kw. 2023

	Liczba przyłączonych źródeł OZE, zakwalifikowanych do II i III grupy przyłączeniowej, narastająco [szt.]	Liczba przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków narastająco [szt.]	Suma mocy przyłączonych źródeł OZE, zakwalifikowanych do II i III grupy przyłączeniowej, narastająco [MW]	Suma mocy przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków narastająco [MW]
2016	350	2 479	1 220	17
2017	360	4 302	1 240	31
2018	400	6 910	1 280	50
2019	493	18 900	1 369	136
2020	593	61 990	1 614	435
2021	785	108 873	2 066	830
2022	1 207	150 283	2 751	1 257
I-III kw. 2023	1 623¹⁾	168 106	3 666¹⁾	1 484

¹⁾ w zestawieniu nie uwzględnia się źródeł wchodzących w skład elektrociepłowni, tj. Mondi (201,825 MW), EC Szczecin (76 MW) i Veolia (63 MW); oraz OZE przyłączonych w ramach taryf C1x oraz C2x (9,491 MW).

Liczba i długość przyłączy

Wyszczególnienie	Stan na 30.09.2022 r.		Stan na 30.09.2023 r.	
	Liczba [szt.]	Długość [km]	Liczba [szt.]	Długość [km]
Napowietrzne	314 468	6 987	338 450	6 990
Kablowe	681 586	6 263	703 092	6 606
Razem	996 054	13 250	1 041 542	13 596

Liczba stacji elektroenergetycznych

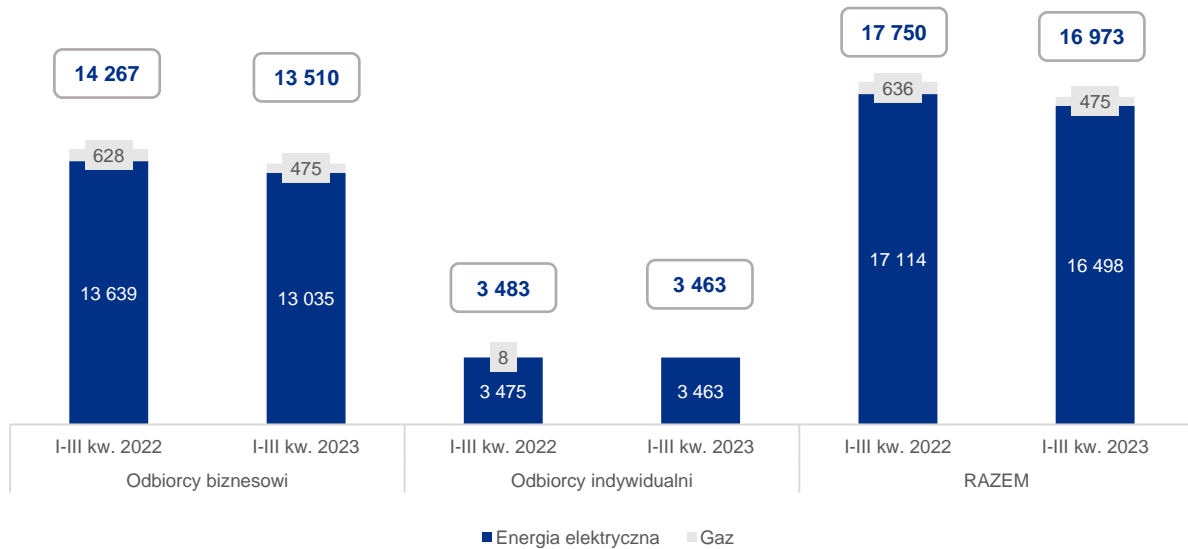
Wyszczególnienie	Stan na 30.09.2022 r.	Stan na 30.09.2023 r.
	Liczba [szt.]	Liczba [szt.]
110 kV	249	255
SN	38 854	39 439
Razem	39 103	39 694

2.3.4. Obrót

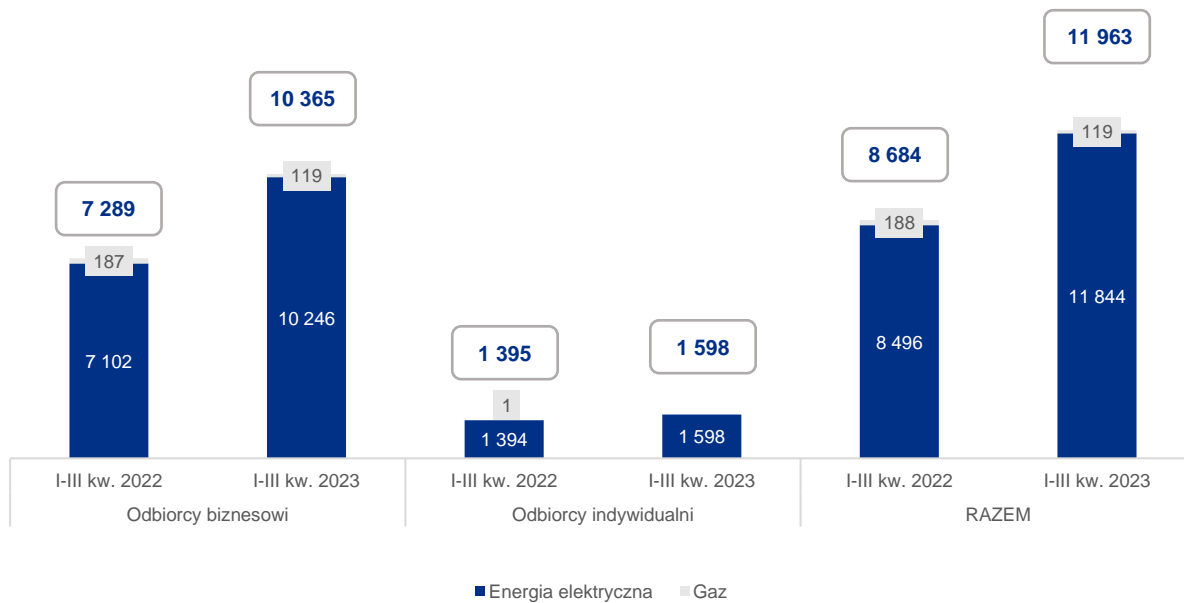
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym zrealizowana przez ENEA S.A.

W pierwszych trzech kwartałach 2023 r. w stosunku do analogicznego okresu 2022 r. łączny wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego był niższy o 777 GWh, tj. o 4,4%. Spadek spowodowany był zmianą portfela klientów. W segmencie odbiorców biznesowych odnotowano spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 604 GWh, tj. o 4,4% i spadek wolumenu sprzedaży paliwa gazowego o 153 GWh, tj. o 24,4%. Z kolei w segmencie odbiorców indywidualnych odnotowano spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 12 GWh, tj. o 0,3%. Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w pierwszych trzech kwartałach 2023 r. wzrosły w stosunku do analogicznego okresu 2022 r. o 3 279 mln zł, tj. o 37,8%, co jest odzwierciedleniem gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej i paliwa gazowego na rynku hurtowym. Zwiększeniu uległy głównie przychody w segmencie odbiorców biznesowych.

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



Sprzedż 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. Istotny wpływ, zarówno na GK ENEA, jak i całą Polskę, UE i świat, ma wojna w Ukrainie, jaka 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 pojawiają się problemy i kryzysy w zakresie paliw kopalnych, tj. gazu, węgla i biomasy rolniczej (agro), dostarczanej wcześniej z Białorusi, Ukrainy i Rosji. Należy mieć również na uwadze kolejne konflikty zbrojne 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. 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. W okresie przejściowym te funkcje pełnić będą 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 CO₂.
- Wdrożenie energetyki jądrowej opartej przede wszystkim o duże reaktory (powyżej 1000 MW). Równoległe 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., co to w stosunku do 2022 r. będzie to wzrost o 100% w 2030 r. i 300% 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 CO₂ 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 ewentualnej aktualizacji tego dokumentu powyższe kwestie zostaną w nim odpowiednio odzwierciedlone.

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

MISJA

ENEA, racjonalnie i efektywnie realizując transformację polskiej energetyki, dostarcza niezawodne produkty i usługi dla klientów, budując trwałe relacje oparte na poszanowaniu środowiska naturalnego oraz wzajemnie wyznawanych wartościach

WIZJA

ENEA jest wiodącym dostawcą zintegrowanych produktów i usług wyznaczając nowe trendy podczas transformacji energetycznej

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;
- Postępowa edukacja uwzględniająca wyzwania transformacji.

ENEA zakłada, że w wyniku realizacji Strategii osiągnie:

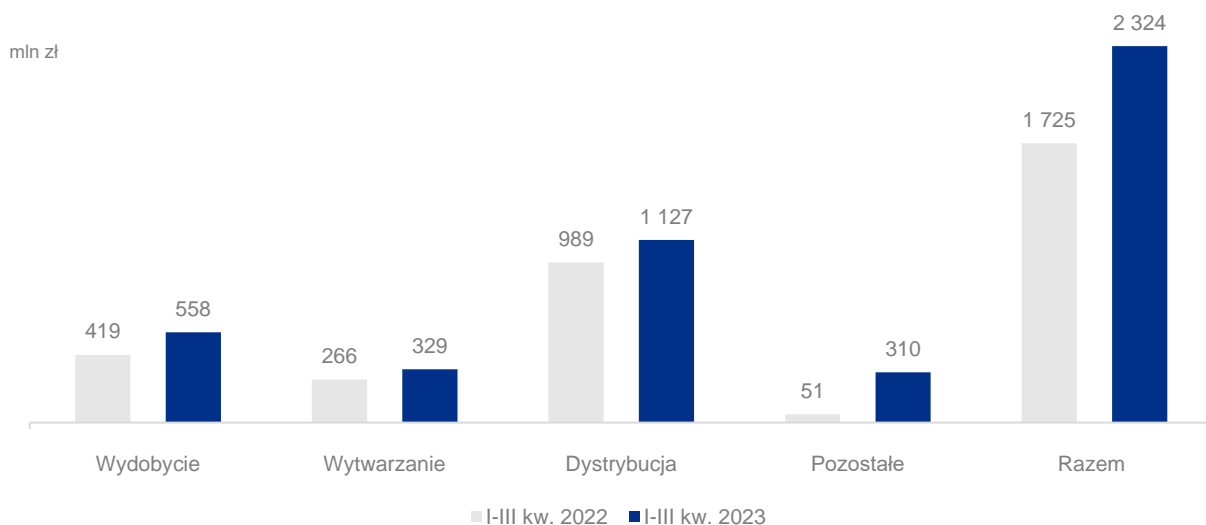
1. wzrost mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii (brutto) o 1 510 MW do 2030 r. i 3 580 MW w 2040 r., liczony względem roku 2020 (nie uwzględniając przy tym mocy istniejącego już tzw. „Zielonego Bloku” należącego do ENEA Elektrownia Połaniec);
2. redukcję wartości wskaźnika jednostkowej emisji CO₂ do 254 kg CO₂/MWh w 2030 r., z dążeniem do osiągnięcia wskaźnika na poziomie 201 kg CO₂/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.

Wskaźnik	Oczekiwana wartość wskaźnika w roku:	
	2030	2040
Wskaźnik rentowności kapitału (ROE)	2030	6,4%
	2040	7,1%
Wskaźnik rentowności aktywów (ROA)	2030	2,9%
	2040	4,6%
Wskaźnik jednostkowej emisji CO ₂ w GK ENEA	2030	254 kg CO ₂ /MWh
	2040	201 kg CO ₂ /MWh
Wskaźniki SAIDI	2030	74,59 min
	2040	70 min
Wskaźniki SAIFI	2030	2,02
	2040	1,93
Wskaźnik strat sieciowych w dystrybucji	2030	5,14%
	2040	5,0%

2.5. Realizowane działania i inwestycje

2.5.1. CAPEX - Nakłady inwestycyjne



CAPEX – nakłady inwestycyjne [mln zł]	III kw. 2022	III kw. 2023	Wykonanie III kw. 2023/Plan III kw. 2023	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Wykonanie I-III kw. 2023/Plan I-III kw. 2023	Plan 2023
Wydobycie	146,9	212,6	101,9%	418,5	557,5	89,2%	861,5
Wytwarzanie	98,9	124,9	73,0%	266,1	329,4	67,8%	791,6
Dystrybucja	381,8	446,1	100,5%	989,4	1 127,4	83,8%	1 877,5
Wsparcie i inne	19,9	74,1	178,6%	51,1	310,0	61,0%	595,6
Razem	647,5	857,7	99,1%	1 725,1	2 324,3	78,4%	4 126,2

Inwestycje związane z ochroną środowiska

Wyszczególnienie	Wykonanie III kw. 2023 [mln zł]	Wykonanie I-III 2023 [mln zł]
Grupa Kapitałowa Lubelski Węgiel „Bogdanka”	9,8	22,1
ENEA Połaniec	8,5	23,2
ENEA ELKOGAZ	3,1	7,2
Pozostałe	5,2	8,5
Łącznie inwestycje związane z ochroną środowiska	26,6	61,0

2.5.2. Realizacje kluczowych projektów

Obszar Wydobycie

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących – w I-III kw. 2023 r. wykonano 22,8 km chodników	368,0
Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń, zakup i montaż kompleksu ścianowego	147,7
Pozostałe inwestycje	41,7
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących	183,6
Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń, zakup i montaż kompleksu ścianowego	98,0
Pozostałe inwestycje	48,4

Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Połaniec

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/ rozwojowe	28,9
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	20,9
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do konkluzji BAT	2,2
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/ rozwojowe na blokach	25,1
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	13,5
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do konkluzji BAT	3,4

Obszar Wytwarzanie – ENEA ELKOGAZ

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
- Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW w Elektrowni Kozienice w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego	7,2
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
- Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW w Elektrowni Kozienice w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego	23,3

Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
- Modernizacja bloku nr 7	46,0
- Pozostałe inwestycje	32,8
- Modernizacja bloku nr 2	20,7
- Połączenie kolektora pary technologicznej bloków 1-10 z kolektorem parowym bloku 11	15,9
- Modernizacja bloku Nr 9	14,9
- Dostosowanie obszaru IT do funkcjonowania w NABE	7,1
- Modernizacja rurociągów żużla	2,6
- Modernizacja wentylatorów wspomagających IOS IV	2,4
- Modernizacja stropów kotłowni bl. 10	2,1
- Modernizacja bloku nr 10	1,6
- Modernizacja bloku nr 8	1,4
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
- Modernizacja bloku Nr 9	54,3
- Pozostałe inwestycje	23,2
- Remonty cykliczne	8,6
- Pozostałe inwestycje związane z blokiem 11	7,2
- Modernizacja pomp PC bloków 500 MW	5,0
- Modernizacja młynów węglowych MKM-33	3,7
- Połączenie kolektora pary technologicznej bloków 1-10 z kolektorem parowym bloku 11	3,0
- Modernizacja Wywrotnicy Wagonowej nr 3	2,4
- Dostosowanie obszaru IT do funkcjonowania w NABE	2,3
- Połączenie układu elektrycznego potrzeb ogólnych bloków 1 - 10 oraz bloku nr 11 wraz z wymianą rozd. 6kV PR4	2,0
- Modernizacja rurociągów żużla	0,9
- Modernizacja dachów maszynowni bloków 200 MW	0,7
- Modernizacja odtworzeniowa przenośnika typu Sicon IOS II i IV	0,2

Obszar Wytwarzanie – Miejska Energetyka Ciepła Piła

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
- Przebudowa sieci ciepłowniczych	4,0
- Zakup środków trwałych	0,4
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
- Przebudowa sieci ciepłowniczych/ infrastruktura węzłów	2,7
- Optymalizacja źródeł wytwarzania	0,1
- Zakup środków trwałych	0,4

Obszar Wytwarzanie – ENEA Ciepło

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
- Odtworzenie generatora TZ3	13,6
- Inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych	12,0
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	7,6
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali	7,1
- Odtworzenie turbozespołu TZ4	3,9
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	2,0
- Modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska	1,6
- Wymiana silników na energooszczędne	1,5
- Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego	0,8
- Modernizacja pomiarów fizykochemicznych blokowych obiegów wodno – parowych	0,7
- Modernizacja awaryjnego układu zasilania (z agregatu)	0,5
- Odtworzenie układów magazynowania chemikaliów i układów regeneracji ciągów SUW2	0,4
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
- Odtworzenie generatora TZ3	13,3
- Inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych	10,0
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	5,8
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	3,8
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali	2,9
- Odtworzenie układów magazynowania chemikaliów i układów regeneracji ciągów SUW2	1,1
- Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego	0,9
- Modernizacja awaryjnego układu zasilania (z agregatu)	0,4

Obszar Wytwarzanie – ENEA Nowa Energia

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
- Zakup spółki Farma Wiatrowa Bejsce	16,4
- PV Krzęcin – 6,6 MW	16,1
- Pozostałe projekty rozwojowe, modernizacyjno-odtworzeniowe, remontowe	7,5
- PV-FW Lubno I – 3 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	7,4
- PV Lubno I i II – 2x1 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	5,6
- PV Darżyno – 2 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	4,8
- Rozwój projektów własnych, akwizycyjnych	0,5
- PV Dygowo I – moc 8 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	0,1
- Modernizacja Biogazowni Gorzesław	0,1
- PV Gryfice – 31 MW	0,1
- PV Jastrowie II	0,1
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
- Farma Wiatrowa Bejsce	38,1
- Pozostałe projekty rozwojowe, modernizacyjno-odtworzeniowe, remontowe	10,9
- PV Dygowo I – 8 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	10,6
- Rozwój projektów własnych, akwizycyjnych	9,5
- PV Gryfice – 31 MW	6,0
- PV Jastrowie II	5,3
- Budowa farm fotowoltaicznych	5,0
- PV Darżyno – 2 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	2,4
- Program rozwoju dla obszaru wiatr	1,0
- Modernizacja Biogazowni Gorzesław	0,1

Obszar Dystrybucja – ENEA Operator

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2023 r.:	
- 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 publicznoprawnego, 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”	1 074,8
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomagania działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	24,2
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomagania działalności w zakresie budynków i narzędzi	13,4
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomagania działalności w zakresie transportu	10,5
Inwestycje prognozowane do realizacji w czwartym kwartale 2023 r.:	
- 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 publicznoprawnego, 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”	668,6
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomagania działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	33,0
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomagania działalności w zakresie transportu	19,5
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomagania działalności w zakresie budynków i narzędzi	15,9

Obszar Obrót – realizacja kluczowych projektów

Obszar
Obszar Handlu Detalicznego i Obsługi Klienta
- Kontynuacja prac nad wprowadzeniem automatyzacji procesów obsługowych, 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. Od początku lipca br. wdrożono chatboty i voiceboty. Program rozszerzono o projekt dot. aplikacji mobilnej, czyli oprogramowania ENEA do zainstalowania na urządzenia mobilne (smartfon lub tablet) odpowiadające na najważniejsze potrzeby informacyjne Klientów. Zgodnie z harmonogramem aplikacja ma być udostępniona Klientom w drugiej połowie przyszłego roku
- Wdrożono możliwość zawierania nowych umów na podstawie wypełnionych formularzy elektronicznych (eFormularze) dla Klientów indywidualnych, których obiekt przyłączony jest do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia ENEA Operator i spełnia warunki kwalifikacji do grupy taryfowej G. eFormularze dostępne są na stronie enea.pl i będą działać do czasu wdrożenia narzędzia dedykowanego zawieraniu umów on-line oraz Mojej Enei.
- Wdrożono outsourcing Contact Center poprzez zlecenie zewnętrznemu Dostawcy wsparcia wewnętrznego Contact Center w obsłudze nadmiarowego ruchu w kanałach zdalnych (m.in. Infolinia 611 111 111, email, chat). Działanie pomoże w przyspieszeniu obsługi, skróceniu czasu oczekiwania Klienta na połączenie z Konsultantem oraz przyczyni się do wzrostu satysfakcji Klientów.
- 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.
- Spółka kontynuuje działania w celu praktycznego wdrożenia i stosowania w 2023 r. mechanizmów rządowej Tarczy Solidarnościowej oraz pozyskania środków finansowych od Zarządcy Rozliczeń. Wdrożono również wymagania wynikające 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.
- 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. Planowane wdrożenie od 1 lipca 2024 r.
- Wdrożono system Enea Trade 24 służący do samodzielnego zarządzania przez klientów biznesowych zakupem energii w formule, w której ceny energii kształtowane są w oparciu o indeksy giełdowe. Ta innowacyjna platforma internetowa pozwala Klientom na optymalizację kosztów zakupu energii i samodzielną realizację przyjętej strategii zakupowej. Oferta dostępu do Enea Trade 24 skierowana jest do obecnych oraz nowych Klientów biznesowych ENEA z całej Polski.
Obszar Handlu Hurtowego
- Kontynuacja projektu „Dostosowanie (adaptacja) Spółek GK ENEA do zmian funkcjonowania Rynku Bilansującego w Polsce”.
- Kontynuacja projektu „Rozwój działalności w obszarze obrotu biomasą przez ENEA Trading Sp. z o.o.”.

2.5.3. Zawarte umowy

Umowy znaczące dla działalności GK ENEA

W okresie I-III kw. 2023 r. spółki z GK ENEA nie zawierały umów znaczących, przy czym we wskazanym okresie zawarto:

- Umowę nr 1-DB-2023 z dnia 19 stycznia 2023 r. pomiędzy ENEA Wytwarzanie a DB Cargo Polska S.A. na wykonanie usługi przewozu transportem kolejowym węgla energetycznego z kierunku śląskiego w łącznej ilości 1 000 000 ton w okresie od 19 stycznia 2023 r. do 18 stycznia 2024 r. lub do wyczerpania łącznego limitu ilości węgla energetycznego do przewozu określonego powyżej.
- Umowę nr 1-25-020-23 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec a PKP CARGO S.A. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego w ilości 1 000 000 t z kierunku Jaszczów do ENEA Elektrownia Połaniec w terminie od 25 stycznia 2023 r. do dnia 24 kwietnia 2024 r.
- Umowę nr 1-25-021-23 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec a PKP CARGO S.A. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego w ilości 1 000 000 t z kierunku Jaszczów dla ENEA Elektrownia Połaniec w terminie od 25 stycznia 2023 r. do dnia 24 kwietnia 2024 r.
- Umowę nr 1-25-050-23 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec a PKP CARGO S.A. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego w ilości 500 000 t z kierunku śląskiego dla ENEA Elektrownia Połaniec w terminie od 21 lutego 2023 r. do dnia 20 lutego 2024 r.
- Umowę nr 1-25-051-23 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec a PKP CARGO S.A. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego w ilości 500 000 t z kierunku śląskiego do ENEA Elektrownia Połaniec w terminie od 21 lutego 2023 r. do dnia 20 lutego 2024 r.
- Umowę nr 6/P/PGG/2023/K pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec a Polską Grupą Górnictwem S.A. na dostawę węgla energetycznego w okresie od 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r.

2.5.4. Finansowanie zewnętrzne – 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 dystrybuuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach ENEA S.A. będzie koncentrować się na zapewnieniu odpowiedniej dywersyfikacji zewnętrznych źródeł finansowania dla inwestycji zaplanowanych w "Strategii Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku", ze szczególnym uwzględnieniem segmentu Dystrybucji i OZE. Jednocześnie, mając na uwadze bardzo ograniczone możliwości pozyskania finansowania na działalność spółek wytwórczych, GK ENEA będzie podejmować działania mające na celu wydzielenie ze swoich struktur aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych.

27 stycznia 2023 r. ENEA S.A. zawarła umowę finansowania z konsorcjum banków w skład, którego weszły: Polska Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Polska Kasa Opieki S.A., Alior Bank S.A. oraz Bank of China (Europe) S.A. spółka akcyjna oddział w Polsce. Spółka, na podstawie tej umowy pozyskała finansowanie w łącznej kwocie do 2 500 mln zł, w tym kredyt terminowy do kwoty 1 500 mln zł („Kredyt A”) oraz rewolwingowy kredyt odnawialny do kwoty 1 000 mln zł („Kredyt B”). Zgodnie z zapisami umowy Spółka może przeznaczać środki udostępnione w ramach „Kredytu A” wyłącznie na finansowanie i refinansowanie nakładów inwestycyjnych Grupy Kapitałowej ENEA poniesionych w związku z budową, rozbudową, modernizacją lub utrzymaniem sieci dystrybucyjnej oraz nabyciem, rozwojem, rozbudową, finansowaniem, budową, modernizacją, konserwacją lub oddaniem do użytku jakichkolwiek odnawialnych źródeł energii.

Zadłużenie nominalne ENEA S.A. z tytułu obligacji oraz kredytów na dzień 30 września 2023 r. wyniosło łącznie 5 635 mln zł, w tym z tytułu zaciągniętych kredytów długoterminowych 2 851 mln zł oraz 2 784 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 30 września 2023 r. wynosiła 118 mln zł.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2023 r. Spółki z GK ENEA nie wypowiedziały umów kredytów oraz pożyczek.

2.5.5. Udzielone poręczenia i gwarancje

W okresie I-III kw. 2023 r. na zlecenie ENEA S.A. wystawiono gwarancje bankowe, których łączna wartość wynosiła 72,2 mln zł.

W tabeli poniżej przedstawiono najistotniejsze kwotowo gwarancje bankowe (powyżej 1 mln zł), udzielone na zlecenie ENEA S.A. we wskazanym okresie, w ramach zawartych umów na gwarancje bankowe:

Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot, na rzecz którego udzielono zabezpieczenia	Cel zawarcia umowy	Forma zabezpieczenia	Udzielona kwota zabezpieczenia [mln zł]
1 kwietnia 2023 r.	1 kwietnia 2024 r.	Telewizja Polska S.A.	Gwarancja jakości i rękojmi	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 000 zł	2,4
2 kwietnia 2023 r.	2 kwietnia 2025 r.	ELTEL Networks Energetyka S.A.	Gwarancja zapłaty	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 000 zł	25,9
11 lipca 2023 r.	31 grudnia 2023 r.	PSE	Gwarancja zapłaty	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 000 zł	40,0
16 lipca 2023 r.	16 lipca 2025 r.	Vastint Poland sp. z o.o.	Gwarancja zapłaty	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 000 zł	1,2
1 sierpnia 2023 r.	10 listopada 2023 r.	Zakład Wodociągów i Kanalizacji sp. z o.o.	Gwarancja Przetargowa	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 000 zł	1,0

31 stycznia 2023 r. ENEA S.A. udzieliła gwarancji korporacyjnej na rzecz Goldman Sachs Paris Inc. et Cie za zobowiązania ENEA Trading („spółka zależna”) wynikające z umowy „ISDA 2002 Master Agreement” wraz ze „Schedule to the 2002 Master Agreement” oraz „Credit Support Annex to the Schedule to the ISDA Master Agreement”, do maksymalnej kwoty 170 mln EUR, na czas nieokreślony z możliwością jej rozwiązania przez ENEA S.A. z zachowaniem 30-dniowego okresu wypowiedzenia. Zobowiązania obejmują wierzytelności pieniężne Goldman Sachs Paris Inc. et Cie wobec spółki zależnej z tytułu transakcji terminowych związanych z uprawnieniami do emisji CO₂, zawierany przez spółkę zależną.

Z dniem 3 kwietnia 2023 r. została zwiększona gwarancja korporacyjna na rzecz Macquarie Bank Europe DAC o 100 mln do wartości 170 mln EUR.

Na dzień 30 września 2023 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań Spółek z GK ENEA wyniosła 8 385 mln zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań Spółek z GK ENEA wyniosła 134,9 mln zł.

2.5.6. Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2023 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej. W związku z przejęciem Spółki PAD RES Genowefa sp. z o.o. na dzień 30 września br. zidentyfikowane zostały 2 transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej (tzw. IRS), które zostały zawarte z instytucjami finansowymi (Bankami) bezpośrednio przez Spółkę PAD RES Genowefa sp. z o.o.

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. Ponadto, ENEA S.A. w latach ubiegłych zawarła także wewnątrzgrupowe umowy programowe emisji obligacji ze spółkami zależnymi służące finansowaniu inwestycji w segmencie OZE i segmencie Ciepła, które zostały wykupione w całości w dniu 31 marca 2023 r. Na dzień 30 września 2023 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez ENEA S.A. obligacji wewnątrzgrupowych wynosiło 1 351 mln zł.

2.5.8. Finansowanie wewnątrzgrupowe - pożyczki

W związku z aneksem nr 11 do umowy pożyczki zawartej 17 lipca 2019 r. pomiędzy ENEA S.A. a spółką Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. zobowiązania spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. wobec ENEA S.A. wynikające z ww. umowy pożyczki zostały uregulowane w całości 11 stycznia 2023 r.

W lutym 2023 r. ENEA S.A. oraz spółka Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o., zawarły aneks nr 7 do umowy pożyczki z 23 grudnia 2019 r. wydłużający termin spłaty pożyczki udzielonej przez ENEA S.A. spółce Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. do kwietnia 2023 r. Następnie ze skutkiem na 28 kwietnia 2023 r. została zawarta pomiędzy ENEA S.A. a Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. umowa potrącenia wierzytelności wynikających z umowy pożyczki z 23 grudnia 2019 r. udzielonej przez ENEA S.A. spółce Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. o wartości 170 mln zł powiększonej o należne odsetki o łącznej wartości wierzytelności wynoszącej ok. 203 mln zł oraz wierzytelności Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. wobec ENEA S.A. z tytułu zobowiązania do pokrycia 1 udziału wkładem pieniężnym w wysokości ok. 203 mln zł w podwyższonym kapitale zakładowym spółki

Elektrownia Ostrołęka. W związku z powyższym umowa pożyczki z 23 grudnia 2019 r. uległa całkowitemu rozliczeniu z dniem 28 kwietnia 2023 r.

W lutym i kwietniu 2023 r. w ramach umowy pożyczki na 750 mln zł zawartej 13 września 2022 r. ENEA Operator sp. z o.o. uruchomiła 2 transe pożyczki na łączną kwotę 222 mln zł, tym samym w całości wykorzystując dostępną kwotę pożyczki.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2023 r. ENEA S.A. zawarła ze spółkami GK ENEA oraz innymi spółkami, w których posiada udziały, umowy pożyczek na łączną kwotę 1 538 mln zł, w tym z ENEA Operator sp. z o.o. na kwotę 1 500 mln zł, z ENEA Elkogaz sp. z o.o. na kwotę 20 mln zł oraz z PRO-WIND sp. z o.o. na kwotę 17,5 mln zł. W ramach ww. umów spółki zależne zaciągnęły odpowiednio następujące kwoty: ENEA Operator sp. z o.o. 800 mln zł, ENEA Elkogaz sp. z o.o. 20 mln zł oraz PRO-WIND sp. z o.o. 16,7 mln zł. Ponadto we wrześniu 2023 r. ENEA S.A. dokonała transakcji zakupu farmy fotowoltaicznej Genowefa. Jednym z elementów transakcji było wstąpienie przez ENEA S.A. na mocy umów subrogacji w prawa wierzyciela z tytułu umów pożyczek na łączną kwotę 25 mln zł.

Stan zadłużenia nominalnego spółek zależnych na 30 września 2023 r. wynosił 6 052 mln zł.

Szczegółowe informacje nt. obowiązujących na dzień 30 września 2023 r. umów pożyczek wewnątrzgrupowych oraz poziomu ich wykorzystania prezentuje poniższa tabela.

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Wartość umów w mln zł	Kwota zaciągniętej pożyczki w I-III kw. 2023 r. w mln zł	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczek na 30 września 2023 r. w mln zł
marzec 2020 r.	lipiec 2028 r.	ENEA Operator	4 840	1 022	Stawka bazowa + marża	3 700
styczeń 2020 r.	wrzesień 2024 r.	ENEA Wytwarzanie	2 200	0	Stawka bazowa + marża	1 782
luty 2020 r.	grudzień 2024 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	20	Stawka bazowa + marża	20
sierpień 2023 r.	marzec 2028 r.	PRO-WIND	18	17	Stawka bazowa + marża	17
wrzesień 2023 r. ¹⁾	styczeń 2027 r.	PAD RES Genowefa	25	25	Stałe	25

¹⁾ Data początkowa jest datą zawarcia umów subrogacji, a nie datą zawarcia umów pożyczek.

Kwoty zaprezentowane w powyższej tabeli w kolumnach „Wartość umów w mln zł” oraz „Zadłużenie z tyt. pożyczek na 30 września 2023 r. w mln zł” oznaczają sumaryczną wartość wszystkich podpisanych umów pomiędzy ENEA S.A. a daną spółką oraz sumaryczną wartość zadłużenia danej spółki wobec ENEA S.A. na 30 września 2023 r.

2.5.9. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2023 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 nocie 24 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2023 r.”.

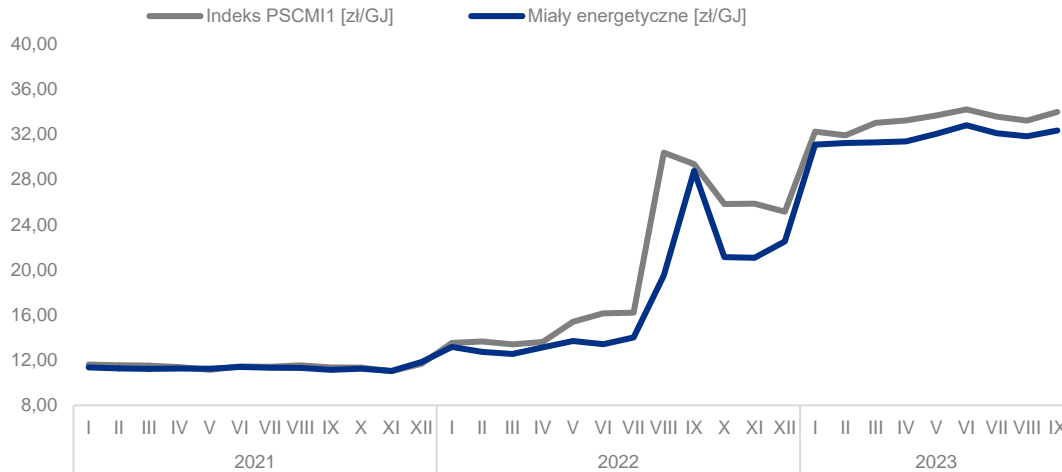
3. Zarządzanie ryzykiem

Model ryzyk Grupy ENEA

Lp.	Istotne ryzyka, na które narażona była Grupa ENEA	Działania mitygujące
1	Ryzyko przegrania toczących się spraw sądowych	- Udzielanie pełnomocnictw profesjonalnym pełnomocnikom - Zbieranie materiałów dowodowych - Przegląd orzecznictwa i obowiązujących przepisów prawa
2	Ryzyko luki pokoleniowej oraz utraty kompetencji	- Organizowanie programów płatnych staży i praktyk, współpraca ze szkołami patronackimi - Zapewnienie transparentnego, konkurencyjnego i motywacyjnego systemu wynagrodzeń. - Monitoring wskaźnika rotacji
3	Ryzyko niekorzystnego klimatu społecznego	- Aktywny, regularny dialog ze stroną społeczną
4	Ryzyko naruszenia ochrony danych osobowych	- Przeprowadzanie kampanii informacyjnej wśród pracowników w tym szkoleń wstępnych i okresowych dot. ochrony danych osobowych - Zabezpieczenie systemów przetwarzających dane osobowe
5	Ryzyko niewłaściwego zarządzania informacją w sytuacji kryzysowej	- Utrzymywanie sprawnych kanałów komunikacji z kluczowymi jednostkami biznesowymi - Cykliczne warsztaty antykryzysowe
6	Ryzyko przekroczenia parametrów wynikających z regulacji i pozwoleń dotyczących ochrony środowiska	- Bieżący monitoring parametrów środowiskowych
7	Ryzyko naruszenia umów o finansowanie	- Monitorowanie kowenantów bankowych w GK ENEA
8	Ryzyko pogorszenia ratingu	- Bieżące konsultacje z agencją ratingową
9	Ryzyko utraty płynności finansowej	- Planowanie przepływów pieniężnych w horyzoncie bieżącym i strategicznym - Analiza produktów i usług bankowych
10	Ryzyko wahania stóp procentowych	- Bieżący monitoring ekspozycji oraz narażenia na ryzyko niekorzystnych zmian stóp procentowych z uwzględnieniem aktualnych limitów wyznaczonych dla tego ryzyka
11	Ryzyko wolumetryczne związane z zabezpieczeniem otwartej pozycji energii elektrycznej lub paliwa gazowego	- Prognozowanie i monitorowanie wolumenów na portfelach hedgingowych oraz bieżąca analiza czynników wpływających na proces zabezpieczania tych portfeli
12	Ryzyko zmienności cen towarów na rynku terminowym, rynku SPOT i Rynku Bilansującym	- Ciągła analiza rynku paliwowo-energetycznego - Doskonalenie metod i narzędzi optymalizacji portfeli towarowych - Utrzymywanie i rozwój kompetencji do zarządzania ryzykiem towarowym
13	Ryzyko poniesienia strat z tytułu niewywiązania się kontrahentów ze zobowiązań umownych (w tym ryzyko kredytowe)	- Prowadzenie usystematyzowanych działań w obszarze zarządzania ryzykiem kredytowym i windykacji
14	Ryzyko niekorzystnego otoczenia rynku ubezpieczeniowego	- Prowadzenie dialogu z rynkiem ubezpieczeniowym i reasekuracyjnym
15	Ryzyko naruszenia giełdowych obowiązków informacyjnych	- Bieżąca weryfikacja informacji i zdarzeń pod kątem obowiązków informacyjnych
16	Ryzyko nieprzewidzianego wzrostu kosztów nabycia energii elektrycznej lub paliwa gazowego oraz obniżenia przychodów z powodu otoczenia regulacyjnego	- Monitoring projektów zmian regulacyjnych wpływających na zakładane i planowane poziomy marż - Prognozowanie potencjalnych skutków zmian regulacyjnych w planowanym wyniku finansowym Spółki
17	Ryzyko powstania roszczeń ze strony wykonawców realizujących inwestycje sieciowe, wynikające ze wzrostu kosztów realizacji inwestycji	- Negocjacje z wykonawcami w zakresie zawarcia porozumień - Bieżące analizy dot. wzrostu cen materiałów, towarów, usług i kosztów pracy
18	Ryzyko przerw i szkód w wyniku wystąpienia ekstremalnych zjawisk atmosferycznych	- Prowadzenie oględzin, przeglądów i zabiegów eksploatacyjnych - Usuwanie skutków awarii i usterek na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych - Realizacja zadań inwestycyjnych związanych z odtworzeniem majątku sieciowego
19	Ryzyko utraty ciągłości działania środowisk i infrastruktury teleinformatycznej	- Prowadzenie przeglądów infrastruktury teleinformatycznej - Optymalizacja wykorzystywanych zasobów - Bieżąca analiza bezpieczeństwa teleinformatycznego i reagowanie na incydenty bezpieczeństwa teleinformatycznego
20	Ryzyko naruszenia bezpieczeństwa teleinformatycznego	- Przeprowadzanie kampanii informacyjnej wśród pracowników dot. zasad bezpieczeństwa teleinformatycznego
21	Ryzyko utraty dostępności systemów billingowych	- Zapewnienie wydajności i jakości infrastruktury oraz jej monitoring - Tworzenie kopii bezpieczeństwa
22	Ryzyko wystąpienia błędów związanych z raportowaniem OSD na rynek bilansujący	- Cykliczne monitorowanie zabezpieczenia na Rynku Bilansującym
23	Ryzyko wystąpienia opóźnień i błędów w fakturowaniu	- Analiza nierozliczonych PPE, poprawności umów, cenników - Komunikacja z Klientami, OSD, obszarem automatyzacji - Współpraca w zakresie zmian w systemach obsługowych
24	Ryzyko pogorszenia się wartości wskaźnika niezawodności pracy sieci	- Utrzymanie wysokiej jakości przeglądów eksploatacyjnych i zabiegów prewencyjnych na sieci
25	Ryzyko ubytków mocy spowodowanych warunkami hydrologicznymi	- Monitoring warunków atmosferycznych i hydrologicznych
26	Ryzyko katastrof i awarii przemysłowych	- Utrzymywanie we właściwym stanie infrastruktury technicznej zabezpieczającej przed awariami - Przestrzeganie procedur i instrukcji - Remonty kapitalne i bieżące
27	Ryzyko niedotrzymania ciągłości dostaw paliw	- Dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i realizacji usług
28	Ryzyko wolumetryczne paliwa i transportu	- Optymalizacja dostaw węgla w ramach GK ENEA - Monitoring stanu zapasów
29	Ryzyko związane z opóźnieniem w realizacji celów strategicznych Grupy Kapitałowej ENEA	- Dywersyfikacja celów akwizycyjnych - Monitorowanie otoczenia, bieżące analizy, długoterminowe plany mające na celu dostosowanie do zmieniających się warunków
30	Ryzyko nieterminowej realizacji zgłoszeń urzędowych	- Stała analiza i identyfikacja przyczyn kierowanych spraw - Podejmowanie działań zapobiegawczych eliminujących przyczyny
31	Ryzyko wzrostu ilości reklamacji związanych z obsługą klienta	- Raportowanie i analiza ilości, terminowości realizacji oraz powodów reklamacji - Bieżąca komunikacja w obszarze obsługi klientów

4. Otoczenie rynkowe

Ceny węgla na rynku polskim

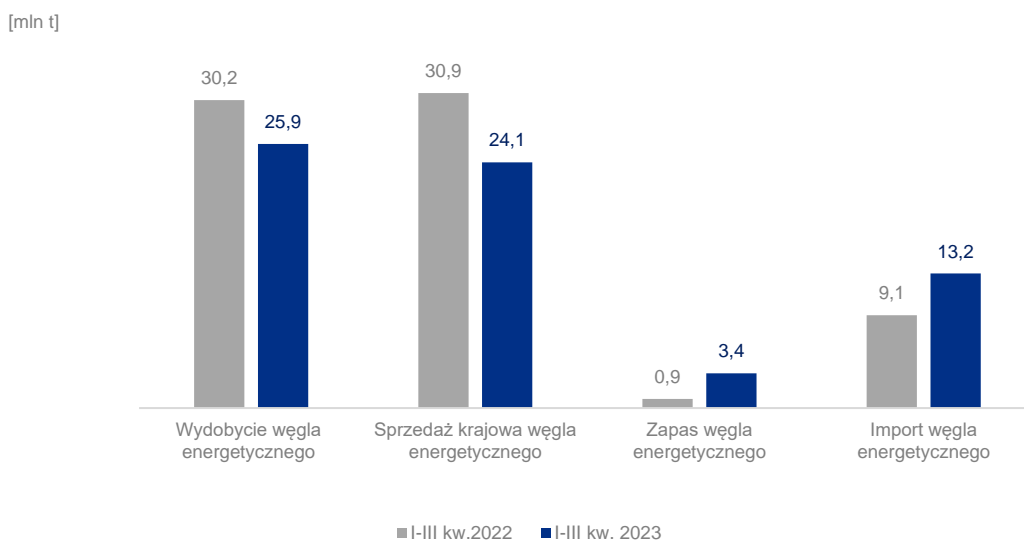


Dane: ARP

PSCMI1: W okresie pierwszych dziewięciu miesięcy 2023 r. średnia cena z notowań Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) wyniosła 33,20 zł/GJ i była o 84,9% wyższa aniżeli w analogicznym okresie ubiegłego roku. W III kw. 2023 r. średnia cena węgla energetycznego wyniosła 33,56 zł/GJ vs. 25,30 zł/GJ odnotowana jako średnia kwartalna cena dla III kw. 2022 r.

Miały: Średnia cena miałów energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej w okresie pierwszych dziewięciu miesięcy 2023 r. wyniosła 31,77 zł/GJ i była o 102,8% wyższa od średniej ceny notowanej w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na koniec września 2023 r. koszt zakupu 1 tony miałów energetycznych wyniósł 32,32 zł/GJ, co oznacza wzrost o 12,46% rok do roku.

Spadek wydobycia i sprzedaży węgla energetycznego, wzrost krajowych zapasów i importu węgla



Dane: ARP.

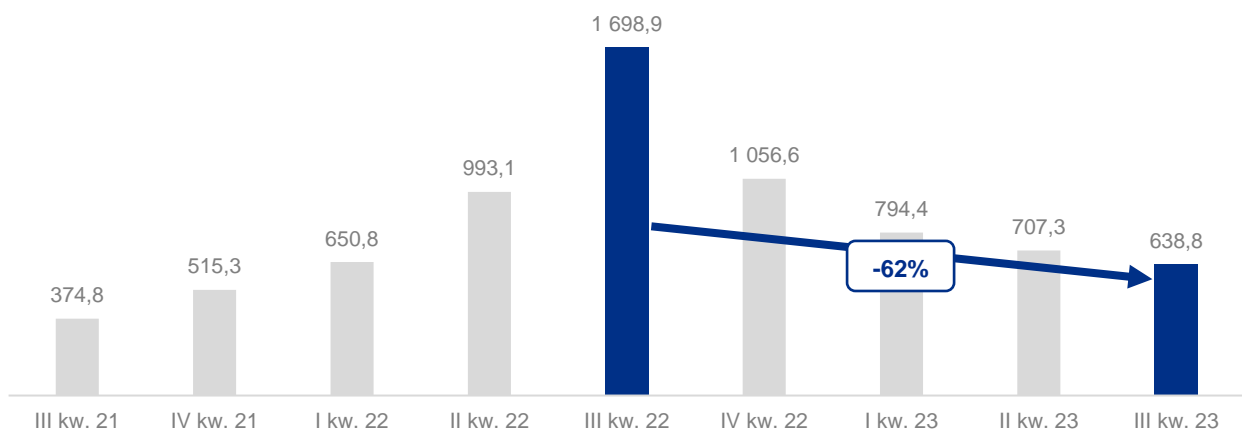
Kontynuacja spadkowego trendu wydobycia i sprzedaży węgla energetycznego na polskim rynku węgla przy jednoczesnych wzrostach zapasów na zwałach oraz importu surowca. W okresie pierwszych dziewięciu miesięcy 2023 r. polskie kopalnie wydobły 25,9 mln ton węgla energetycznego odnotowując spadek na poziomie 14,2% r/r. Sprzedaż wyniosła 24,1 mln ton tj. o 22% mniej wobec wolumenu sprzedaży rok wcześniej. Generalnie wielkości produkcji i sprzedaży węgla były w w/w okresie zrównoważone, a kopalnie z reguły na bieżąco sprzedawały całą miesięczną produkcję. Na koniec września 2023 r. stan zapasu węgla energetycznego na zwałach przekroczył 3,4 mln ton i był znacząco wyższy o 277,8% wobec poziomu 0,9 mln ton na koniec III kw. 2022 r. W analizowanym okresie łączny import węgla wyniósł 13,2 mln ton tj. o 45,1% mln ton więcej aniżeli w analogicznym okresie 2022.

Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

W ramach transformacji energetycznej kluczową kwestią pozostaje optymalny dla Polski kształt miksu energetycznego a w nim udział i rola węgla oraz polskiego górnictwa. W tym celu opracowywane są przez analityków różne scenariuszowe rozwiązania (węglowy, OZE lub PEP 2040). Obecnie na rynku krajowym obserwuje się wyraźne obniżenie popytu i podaży węgla krajowego. Zasadniczo ubytki są konsekwencją nieprzewidzianych zdarzeń górnictwo-geologicznych w kopalniach oraz zmniejszenia ich zdolności wydobywczych. Dynamikę w/w zjawisk spowolnił również znaczący wolumen importu surowca, który zaistniał na krajowym rynku wskutek kryzysu energetycznego w roku 2022. Krajowe notowania cen węgla energetycznego pozostawały w/w okresie na stabilnych poziomach wykazując niską dynamikę zmian.

Ceny energii na rynku polskim

BASE_Y_22/23/24 (zł/MWh)

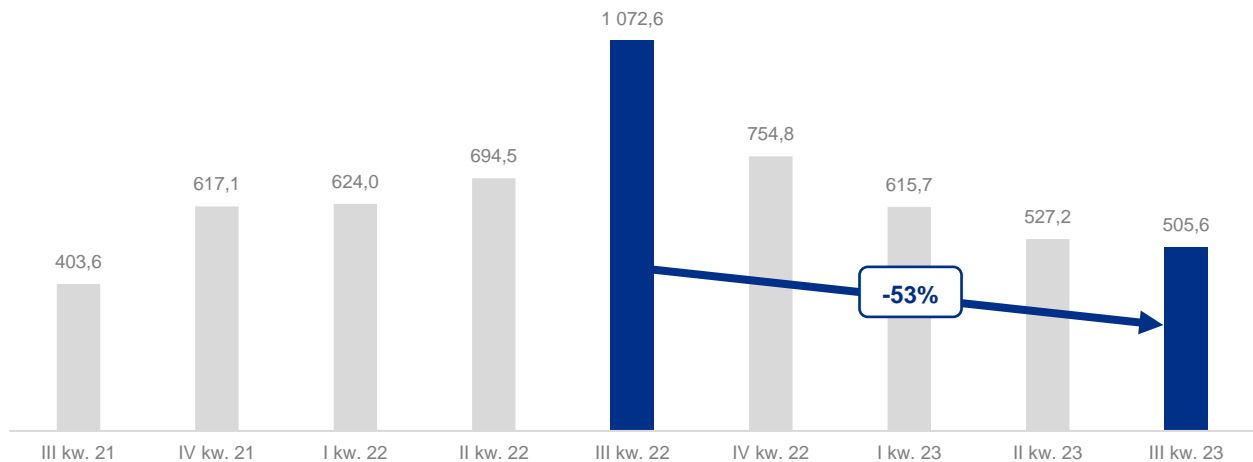


Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe.

Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej, cena produktu BASE Y-24 spadła w III kwartale 2023 r. o 62%, do średniego poziomu 638,76 zł/MWh w stosunku do analogicznego produktu (tj. BASE Y-23) w III kwartale 2022 r. Rynkowa cena BASE Y-24 na początku roku kształtowała się na poziomie 1 029,00 zł/MWh, w końcowym okresie I półrocza 2023 r. spadła do poziomu 679,30 zł/MWh, by pod koniec września spaść do poziomu 632,01 zł/MWh. Na kształtowanie się ceny BASE Y-24 w pierwszych trzech kwartałach 2023 r. wpływ miały m.in. zmiany cen na rynku paliw i uprawnień do emisji CO₂.

W pierwszych trzech kwartałach 2023 r. wolumen obrotu frontowym produktem rocznym tj. BASE Y-24 wyniósł 2 498 MW, co oznacza bardzo istotny spadek w porównaniu do pierwszych trzech kwartałów 2022 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE Y-23 zawarto transakcje opiewające łącznie na 5 952 MW (spadek o 58% r/r). Co prawda średni wolumen kontraktowany na każdej sesji w kolejnych kwartałach 2023 r. zwiększał się (z poziomu ok. 7 MW w pierwszym kwartale do ok. 19 MW w trzecim kwartale), niemniej był znacząco niższy niż w 2022 r. kiedy wynosił ok. 31 MW.

RDN BASE (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe. Wprowadzono korektę danych dla IV kw. 21 r.

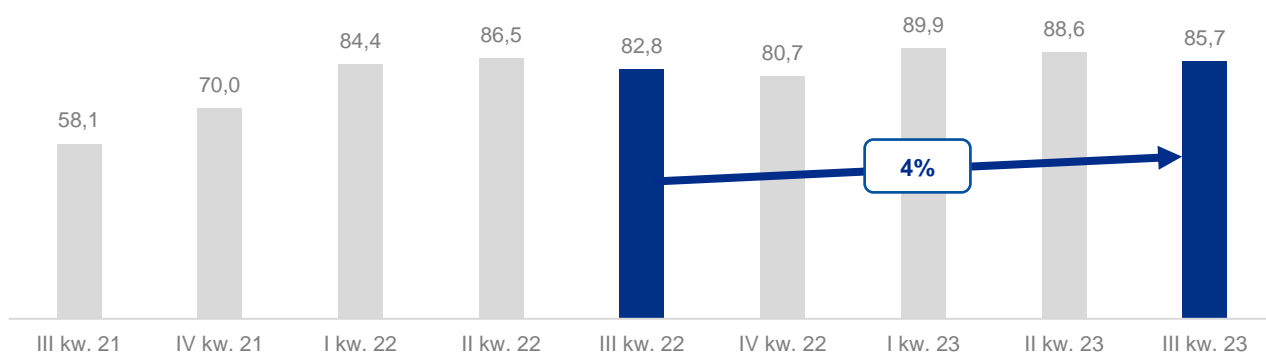
Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2023 r. była niższa o 53% w porównaniu do tego samego okresu w 2022 r. Od IV kwartału 2022 r. czynnikiem ograniczającym poziom cen na rynku bilansującym, a przez to również na giełdowym rynku SPOT, było wprowadzenie zmian w zasadach składania ofert na rynku bilansującym. Zgodnie z „Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, od wejścia w życie tego rozporządzenia ceny ofertowe na rynku bilansującym odzwierciedlają jednostkowe koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej i nie mogą być na poziomie wyższym niż tzw. maksymalna cena ofertowa.

Na poziom cen energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2023 r. wpływ miały następujące czynniki:

- niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (czynnik pro-spadkowy),
- stosunkowo wysokie temperatury powietrza, szczególnie we wrześniu, który był rekordowo ciepły (czynnik pro-spadkowy),
- wysoka generacja fotowoltaiczna (czynnik pro-spadkowy),
- wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ (czynnik pro-wzrostowy).

Ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz praw majątkowych „zielonych”

Uprawnienia do emisji CO₂ (DEC-23) (EUR/t)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe. Wprowadzono korektę danych dla okresów III, IV kw. 21 r. oraz I, II, III kw. 22 r. wynikającą ze zmiany produktu frontowego z DEC-22 na DEC-23.

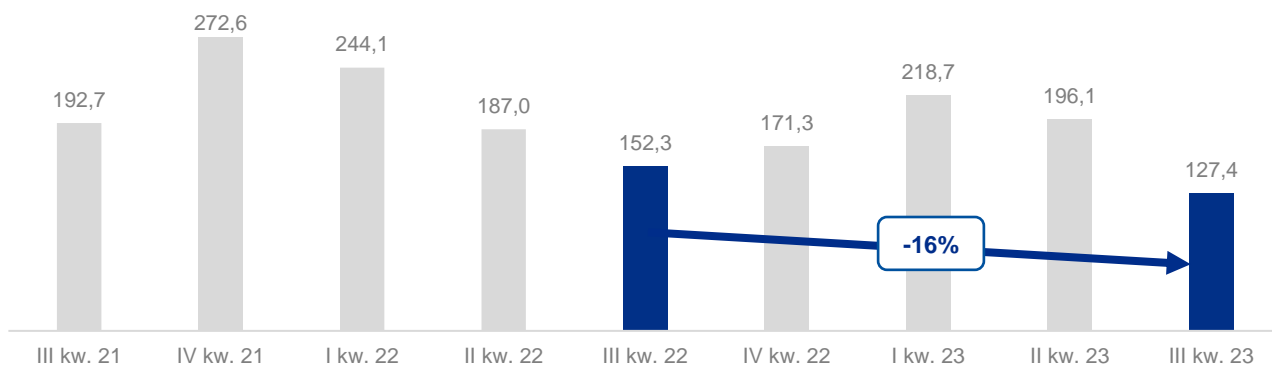
Europejski rynek uprawnień do emisji CO₂ cechował się dużą zmiennością w I kwartale 2023 r. Pierwsza sesja po nowym roku zamknęła się z ceną kontraktu DEC-23 na poziomie 86,28 EUR/t. W ciągu 4 następujących sesji ceny spadły do 77,39 EUR/t - najniższej ceny w całym pierwszym kwartale. Następnie wycena uprawnień przeszła w trend boczny, który utrzymał się do 16 stycznia, kiedy ceny utrzymywały się w wąskim zakresie 77,57 EUR/t - 81,45 EUR/t. Od 17 stycznia ceny uprawnień do emisji CO₂ przeszły w trend wzrostowy, który trwał aż do 21 lutego, kiedy cena zamknięcia kontraktu DEC-23 wyniosła 100,34 EUR/t - wartość najwyższa w omawianym okresie. Okolice 100 EUR/t pozostały poziomem oporu dla DEC-23, który był testowany jeszcze dwukrotnie w pierwszym kwartale. Ceny w dalszej części lutego i do końca marca przeszły w trend spadkowy, z zachowaniem

dużej zmienności cenowej. Od 17 lutego do końca marca ceny utrzymywały się w szerokim zakresie 87,07 EUR/t - 100,23 EUR/t. Ostatnia sesja kwartału zamknęła się z ceną 91,93 EUR/t. Istotnymi czynnikami cenotwórczymi w I kwartale 2023 r. były warunki pogodowe, negocjacje dotyczące planu REPowerEU oraz kondycja Europejskich instytucji finansowych.

Pierwsza sesja drugiego kwartału 2023 r. zamknęła się z ceną 95,75 EUR/t. Do 20 kwietnia 2023 r. ceny zamknięcia DEC-23 mieściły się w zakresie 91,96 EUR/t - 97,44 EUR/t. Przez dalszą część kwietnia ceny DEC-23 utrzymywały się poniżej 90 EUR/t, a ostatnia kwietniowa sesja zamknęła się z ceną 87,34 EUR/t. Jako istotne wydarzenia na rynku EUA, mające miejsce w kwietniu, należy wskazać głosowanie Parlamentu Europejskiego dotyczącego zmian w systemie EU ETS w ramach Fit For 55 oraz zakończenie okresu umorzeń za rok 2022 przypadające na koniec miesiąca. Pierwsza majowa sesja zamknęła się z ceną 85,91 EUR/t oraz bardzo niskim wolumenem obrotu w związku z obchodami Święta Pracy w wielu krajach Europejskich. Do 24 maja 2023 r. ceny zamknięcia DEC-23 mieściły się w zakresie 84,67 EUR/t - 89,88 EUR/t. Ostatnie majowe sesje zamykały się z cenami niższymi niż 83,00 EUR/t, z ostatnią ceną miesiąca na poziomie 81,02 EUR/t. W maju Komisja Europejska opublikowała komunikat ws. całkowitej ilości uprawnień w obiegu (z ang. TNAC) za rok 2022. Nadwyżka w 2022 wyniosła 1,135 mld uprawnień. Pierwsza czerwcowa sesja była najtańszą w kwartale - cena zamknięcia wyniosła 78,72 EUR/t. Następnie kurs DEC-23 diametralnie zmienił kierunek i z niewielkimi korektami rósł do 20 czerwca 2023 r., kiedy cena zamknięcia wyniosła 94,85 EUR/t. Późniejsze czerwcowe sesje mieściły się w zakresie 86,55 EUR/t - 90,55 EUR/t, gdzie ostatnia sesja kwartału zamknęła się z ceną 89,08 EUR/t. W czerwcu giełda EEX opublikowała zaktualizowany kalendarz aukcji uprawnień na drugą połowę roku, w którym wolumen aukcyjny został dostosowany do nadwyżki TNAC oraz dodatkowego wolumenu z programu REPowerEU.

Trzeci kwartał 2023, charakteryzował się niższą zmiennością cenową w porównaniu do kwartału poprzedzającego, prawdopodobnie za sprawą sezonu wakacyjnego. Pierwsza lipcowa sesja zamknęła się z ceną 87,32 EUR/t. Stabilna wycena w zakresie 85,81 EUR/t - 87,35 EUR/t utrzymała się do 18 lipca. W dalszej części miesiąca ceny uprawnień rosły, aż do 25 lipca, osiągając najwyższą cenę kwartału 91,93 EUR/t. Następnie ceny zaczęły spadać, ostatnia cena zamknięcia w lipcu wyniosła 86,67 EUR/t. Sierpień charakteryzował się ograniczonym wolumenem sprzedaży EUA na aukcjach pierwotnych. Do 10 sierpnia ceny DEC-23 mieściły się w zakresie 82,68 EUR/t - 85,10 EUR/t. Następnie kurs EUA zaczął rosnąć aż do 22 sierpnia, kiedy cena zamknięcia była najwyższa w miesiącu i wyniosła 89,87 EUR/t. Uprawnienia do emisji staniały, cena uprawnień w pozostałej części sierpnia oscylowała w okolicach 85,00 EUR/t, a ostatnia cena zamknięcia w miesiącu wyniosła 85,76 EUR/t. Powrót pełnego wolumenu aukcyjnego przyczynił się do spadku cen uprawnień do emisji CO₂ we wrześniu. Pierwsza sesja miesiąca zamknęła się z ceną 85,27 EUR/t. Od 5 do 20 września ceny EUA miesiły się poniżej 84,00 EUR/t. Również w tym okresie zanotowano najniższą cenę zamknięcia w kwartale na poziomie 80,84 EUR/t na sesji 18 września. Do 22 września cena uprawnień wzrosła do 85,48 EUR/t, po czym EUA zaczęło stopniowo tracić na wartości. Ostatnia sesja miesiąca zamknęła się z ceną 81,67 EUR/t. Średnia cena DEC-23 w III kwartale 2023 r. była o 4% wyższa, niż średnia cena w tym samym kwartale roku 2022.

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



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

Notowania sesyjne Praw majątkowych „zielonych” na pierwszej sesji 2023 r. testowały barierę 200,00 zł/MWh. Poszczególne transakcje zostały zawarte właśnie z tą ceną, natomiast średnia dzienna wyniosła 196,21 zł/MWh. Była to jedyna styczniowa sesja, na której średnia cena nie przekroczyła wcześniej wspomnianej bariery 200,00 zł/MWh. Średnie ceny dzienne na następnych sesjach miesiąca oscylowały w granicach 200,47 zł/MWh - 224,79 zł/MWh. Ostatniego dnia stycznia średnia cena sesyjna wyniosła 216,79 zł/MWh. Luty przyniósł dalsze wzrosty cen zielonych certyfikatów. Cena na pierwszej sesji miesiąca wzrosła o 7,32 zł/MWh względem sesji poprzedzającej do 224,11 zł/MWh. Każda następna sesja lutego okazała się droższą od pierwszej, a średnie ceny sesyjne oscylowały w zakresie 224,11 zł/MWh - 241,10 zł/MWh. W marcu cena praw majątkowych zielonych zaczęła się stabilizować na niższych wartościach. Pierwsza sesja miesiąca okazała się dużo tańsza od sesji poprzedzającej, średnia cena sesyjna spadła o ponad 12,00 zł/MWh do 216,46 zł/MWh. Kolejne sesje cechowały się podobną wyceną, a średni kurs dzienny mieścił się w wąskim zakresie 213,52 zł/MWh - 217,52 zł/MWh. Średnia cena sesyjna na ostatniej marcowej sesji, jako druga w kwartale, wyniosła mniej niż 200,00 zł/MWh - tego dnia cena wyniosła 199,39 zł/MWh.

Drugi kwartał 2023 r. charakteryzował się mniejszą zmiennością cenową w porównaniu do kwartału poprzedzającego. Pierwsza kwietniowa sesja zamknęła się z średnią dzienną ceną na poziomie 196,39 zł/MWh. Do 20 kwietnia 2023 r. wycena PMOZE_A

wzrosła do 206,45 zł/MWh - wartości maksymalnej dla opisywanego kwartału. Od 27 kwietnia do 23 maja średnie ceny sesyjne utrzymywały się poniżej 200,00 zł/MWh, w wąskim zakresie 192,82 zł/MWh -196,86 zł/MWh. W krótkim okresie od 25 maja do 1 czerwca 2023 r. średnia cena zielonych certyfikatów przekroczyła 200,00 zł/MWh. W dalszej części czerwca średnie ceny sesyjne utrzymywały się poniżej 200,00 zł/MWh, a pod koniec kwartału wartość zielonych świadectw pochodzenia zaczęła znacząco spadać. W okresie od 15 do 29 czerwca średnia cena PMOZE_A zmalała z 198,24 zł/MWh do 175,17 zł/MWh.

Pod koniec czerwca na stronie Rządowego Centrum Legislacji został opublikowany „Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2024–2026” ustalający procenty obowiązku OZE w latach 2024, 2025 i 2026 odpowiednio na poziomach 11%, 10% oraz 9%.

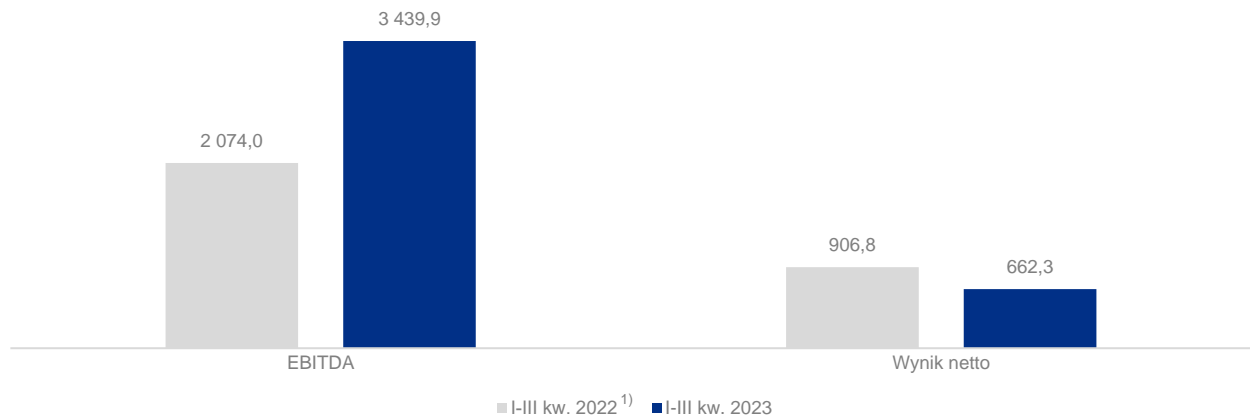
Lipiec charakteryzował się bardzo stabilną wyceną zielonych świadectw pochodzenia. W całym miesiącu wycena PMOZE_A mieściła się w zakresie 165,03 zł/MWh-170,06 zł/MWh. Początek sierpnia przyniósł zrównoważony spadek cen, do 10 sierpnia średnia cena zielonych certyfikatów wyniosła 163,87 zł/MWh. 11 sierpnia opublikowano aktualizację projektu rozporządzenia zmieniającą poziom obowiązku na rok 2024 z poprzednio proponowanych 11% na 5%, natomiast na lata 2025-2026 nie wskazano propozycji poziomu obowiązku. Po tej publikacji średnia cena sesyjna PMOZE_A zmieniała się skokowo. W okresie między 17 a 31 sierpnia wynosiła ona na kolejnych sesjach giełdowych: 82,50 zł/MWh, 104,90 zł/MWh, 117,50 zł/MWh, 116,18 zł/MWh oraz 89,65 zł/MWh. Ostateczną wersję rozporządzenia, utrzymującą 5% poziom obowiązku, opublikowano 29 sierpnia 2023 r. w Dzienniku Ustaw. We wrześniu cena zielonych certyfikatów nadal charakteryzowała się dużą zmiennością. Na pierwszej wrześniowej sesji średnioważona cena PMOZE_A wyniosła 79,60 zł/MWh. Do 14 września cena świadectw pochodzenia spadła do 61,48 zł/MWh. Zielone certyfikaty utrzymały się w trendzie spadkowym. Na ostatniej wrześniowej sesji średnioważona cena PMOZE_A wyniosła 51,89 zł/MWh, ponad 3 razy mniej w porównaniu do ostatniej sesji przed aktualizacją projektu rozporządzenia. W III kwartale 2023 r. zostało wystawione 3,6 TWh oraz umorzone 4,4 TWh zielonych świadectw pochodzenia, pozostawiając w rejestrze 13,2 TWh aktywnych uprawnień na koniec września br. Średnia cena w III kwartale 2023 r. była o 16% niższa, niż średnia cena w analogicznym okresie 2022 r.

5. Sytuacja finansowa

5.1. Skonsolidowane wybrane dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2022 ¹⁾	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	22 731 887	35 902 788	13 170 901	57,9%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	889 523	1 426 271	536 748	60,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	1 100 226	775 512	-324 714	-29,5%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	906 797	662 310	-244 487	-27,0%
EBITDA	2 073 962	3 439 856	1 365 894	65,9%
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	4 201 380	5 010 803	809 423	19,3%
działalności inwestycyjnej	(1 782 218)	(1 920 454)	-138 236	-7,8%
działalności finansowej	(1 520 170)	560 034	2 080 204	136,8%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu	5 052 545	5 214 099	161 554	3,2%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	788 787	558 438	-230 349	-29,2%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	491 893 158	529 731 093	37 837 935	7,7%
Zysk / (strata) netto na akcję [zł]	1,60	1,05	-0,55	-34,4%
Rozwodniony zysk / (strata) na akcję [zł]	1,60	1,05	-0,55	-34,4%

mln zł

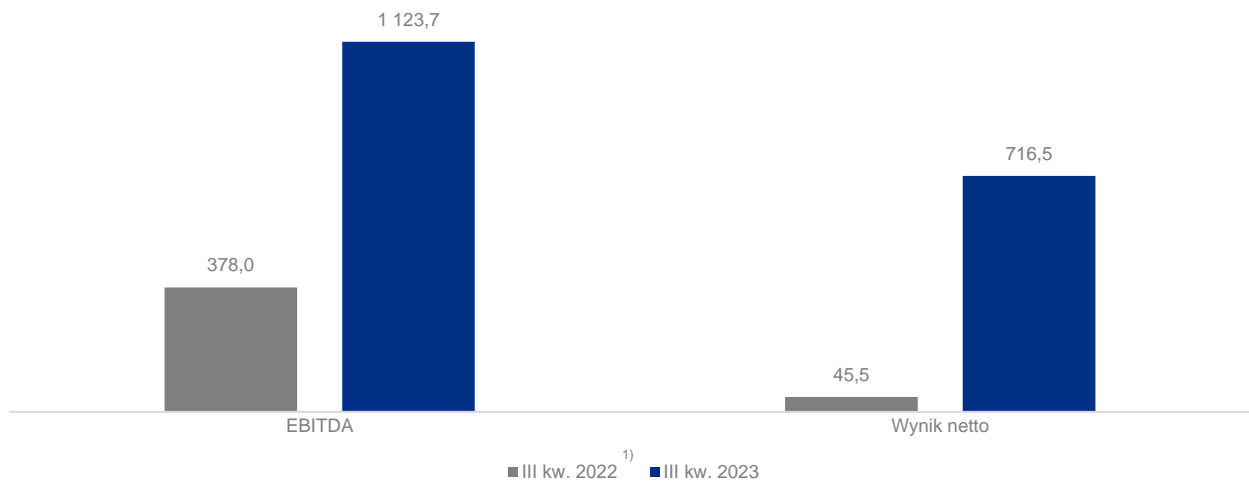


¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

[tys. zł]	31 grudnia 2022	30 września 2023	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	37 434 972	38 281 516	846 544	2,3%
Zobowiązania razem	21 288 861	21 693 643	404 782	1,9%
Zobowiązania długoterminowe	7 699 793	7 338 029	-361 764	-4,7%
Zobowiązania krótkoterminowe	13 589 068	14 355 614	766 546	5,6%
Kapitał własny	16 146 111	16 587 873	441 762	2,7%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Wartość księgową na akcję [zł]	30,48	31,31	0,83	2,7%
Rozwodniona wartość księgową na akcję [zł]	30,48	31,31	0,83	2,7%

[tys. zł]	III kw. 2022 ¹⁾	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	8 020 826	11 881 205	3 860 379	48,1%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	(32 222)	702 644	734 866	2 280,6%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	45 238	899 077	853 839	1 887,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	45 469	716 459	670 990	1 475,7%
EBITDA	377 960	1 123 660	745 700	197,3%
Zysk/ (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	49 732	702 690	652 958	1 313,0%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	529 731 093	529 731 093	-	-
Zysk/ (strata) netto na akcję [zł]	0,09	1,33	1,24	1 377,8%
Rozwodniony zysk/ (strata) na akcję [zł]	0,09	1,33	1,24	1 377,8%

mln zł



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

5.2. Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki dla GK ENEA

	J.m.	I-III kw. 2022 ¹⁾	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2022 ¹⁾	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	tys. zł	22 731 887	35 902 788	13 170 901	57,9%	8 020 826	11 881 205	3 860 379	48,1%
EBITDA	tys. zł	2 073 962	3 439 856	1 365 894	65,9%	377 960	1 123 660	745 700	197,3%
EBIT	tys. zł	889 523	1 426 271	536 748	60,3%	-32 222	702 644	734 866	2 280,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	tys. zł	906 797	662 310	-244 487	-27,0%	45 469	716 459	670 990	1 475,7%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	788 787	558 438	-230 349	-29,2%	49 732	702 690	652 958	1 313,0%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	4 201 380	5 010 803	809 423	19,3%	38 887	3 847 223	3 808 336	9 793,3%
CAPEX	tys. zł	1 725 132	2 324 335	599 203	34,7%	647 470	857 748	210 278	32,5%
Dług netto	tys. zł	-553 315	1 732 921	2 286 236	413,2%	-553 315	1 732 921	2 286 236	413,2%
Dług netto / EBITDA ²⁾	-	-0,19	0,48	0,67	352,6%	-0,19	0,48	0,67	352,6%
Rentowność aktywów (ROA) ²⁾³⁾	%	3,3%	2,3%	-1,0 p.p.	-	0,5%	7,5%	7,0 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ²⁾³⁾	%	7,1%	5,3%	-1,8 p.p.	-	1,1%	17,3%	16,2 p.p.	-
Obrót									
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	17 750	16 973	-777	-4,4%	5 731	5 422	-309	-5,4%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 660	2 715	55	2,1%	2 660	2 715	55	2,1%
Dystrybucja									
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	15 249	14 900	-349	-2,3%	5 076	4 834	-242	-4,8%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 734	2 781	47	1,7%	2 734	2 781	47	1,7%
Wytwarzanie									
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	20 180	15 954	-4 226	-20,9%	6 877	5 441	-1 436	-20,9%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	18 693	14 317	-4 376	-23,4%	6 541	4 884	-1 657	-25,3%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	1 487	1 637	150	10,1%	336	557	221	65,8%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	5 395	5 016	-379	-7,0%	1 090	986	-104	-9,6%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	22 556	18 629	-3 927	-17,4%	7 466	6 789	-677	-9,1%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	18 693	14 317	-4 376	-23,4%	6 541	4 884	-1 657	-25,3%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	1 487	1 637	150	10,1%	336	557	221	65,8%
z zakupu	GWh	2 376	2 675	299	12,6%	589	1 348	758	128,6%
Sprzedaż ciepła	TJ	4 885	4 489	-396	-8,1%	938	838	-100	-10,6%
Wydobycie									
Produkcja netto	tys. t	7 163	4 557	-2 606	-36,4%	1 593	1 291	-302	-19,0%
Sprzedaż węgla	tys. t	7 157	4 561	-2 596	-36,3%	1 920	1 499	-421	-21,9%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	27	18	-9	-33,3%	27	18	-9	-33,3%
Roboty chodnikowe	km	25,25	22,77	-2,48	-9,8%	6,85	6,11	-0,74	-10,8%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

²⁾ Definicje wskaźników zamieszczone zostały w rozdziale 12 pt. „Słownik pojęć i skrótów”.

³⁾ Licznik wskaźnika tj. zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego podlega annualizacji.

5.3. Wyniki finansowe GK ENEA w I-III kw. 2023 r. oraz III kw. 2023 r.

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w I-III kw. 2023 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2022 ¹⁾	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	18 086 887	27 551 879	9 464 992	52,3%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	326 912	406 675	79 763	24,4%
Przychody ze sprzedaży gazu	253 827	92 131	-161 696	-63,7%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2 465 565	3 452 317	986 752	40,0%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	62 038	102 689	40 651	65,5%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	438	14 987	14 549	3 321,7%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	155 555	137 856	-17 699	-11,4%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	156 489	129 859	-26 630	-17,0%
Przychody ze sprzedaży węgla	538 834	278 802	-260 032	-48,3%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	675 998	713 769	37 771	5,6%
Przychody ze sprzedaży netto	22 722 543	32 880 964	10 158 421	44,7%
Rekompensaty	0	3 010 233	3 010 233	100,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	9 344	11 591	2 247	24,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	22 731 887	35 902 788	13 170 901	57,9%
Amortyzacja	1 181 685	1 225 501	43 816	3,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	1 821 487	2 250 703	429 216	23,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	6 680 293	11 097 180	4 416 887	66,1%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	9 113 971	15 131 886	6 017 915	66,0%
Usługi przesyłowe	354 660	500 885	146 225	41,2%
Inne usługi obce	751 033	883 212	132 179	17,6%
Podatki i opłaty	403 120	2 579 916	2 176 796	540,0%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	20 306 249	33 669 283	13 363 034	65,8%
Pozostałe przychody operacyjne	170 934	249 807	78 873	46,1%
Pozostałe koszty operacyjne	263 729	237 034	-26 695	-10,1%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-1 410 888	12 223	1 423 111	100,9%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(29 678)	(44 146)	-14 468	-48,7%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	2 754	788 084	785 330	28 516,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	889 523	1 426 271	536 748	60,3%
Koszty finansowe	222 680	377 841	155 161	69,7%
Przychody finansowe	156 953	148 536	-8 417	-5,4%
Zyski/(straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	221 033	(423 127)	-644 160	-291,4%
Przychody z tytułu dywidend	1 163	93	-1 070	-92,0%
Odpisy/ (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	10 962	0	-10 962	-100,0%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	65 196	5 901	-59 295	-90,9%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości inwestycji w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych	0	4 321	4 321	100,0%
Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem	1 100 226	775 512	-324 714	-29,5%
Podatek dochodowy	193 429	113 202	-80 227	-41,5%
Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego	906 797	662 310	-244 487	-27,0%
EBITDA	2 073 962	3 439 856	1 365 894	65,9%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w I-III kw. 2023 r. (wzrost o 1 365,9 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 9 465 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 80 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 162 mln zł głównie w wyniku niższego wolumenu sprzedaży, przy jednocześnie wyższej średniej cenie sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 987 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok, przy jednocześnie niższym wolumenie dystrybucji energii
- (+) wyższe przychody z tytułu opłat przyłączeniowych o 41 mln zł wynikają głównie z większej liczby przyłączonych w roku bieżącym obiektów OZE w II, III oraz IV grupie przyłączeniowej
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla o 260 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu sprzedaży węgla, przy jednocześnie wyższej średniej cenie sprzedaży
- (+) w wykonaniu I-III kw. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty ceny energii elektrycznej w wysokości 3 010,2 mln zł, o której mowa w ustawie 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 [ustawa o limitach zużycia] oraz w ustawie z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku [ustawa o limitach cen]
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 429 mln zł spowodowany głównie wyższymi kosztami wynagrodzeń wraz z narzutami, zmianą stanu rezerw pracowniczych oraz wzrostem średniego zatrudnienia
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 4 417 mln zł wynika ze wzrostu kosztów emisji CO₂, kosztów zużycia węgla oraz kosztów zużycia biomasy dla całego Obszaru Wytwarzania
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 6 018 mln zł wynika głównie z wyższych średnich cen zakupu, przy niższym wolumenie zakupu
- (-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 146 mln zł wynika głównie ze wzrostu stawek opłat stałych i zmiennych w rozliczeniach z PSE S.A. oraz sąsiednimi OSD
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 132 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów usług remontowych, kosztów ubezpieczeń majątkowych i innych zadań zleczanych firmom zewnętrznym przy zmiennych stawkach za realizację tych usług
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 2 177 mln zł wynika głównie z kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny
- (+) zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek rezerw o 1 423,1 mln zł):
 - (+) w I-III kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia w Obszarze Wytwarzania w wysokości 1 311,5 mln zł
 - (+) w I-III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 276,2 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty 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 o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł
 - (+) w I-III kw. 2022 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 64,2 mln zł na ewentualną stratę na Taryfie G wynikającą ze wzrostu kosztów zakupu energii elektrycznej
 - (+) w I-III kw. 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 18,4 mln zł oraz ujęto w kosztach aktualizację rezerwy w wysokości 53,6 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów
 - (-) w I-III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 91 mln zł:
 - (+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 69 mln zł, w tym niższe koszty rezerw z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE
 - (+) wzrost nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 49 mln zł, m. in. w wyniku większej ilości umów dotyczących kolizji na majątku sieciowym
 - (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 15 mln zł
 - (-) wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 30 mln zł
 - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 14 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

- (-) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 644,2 mln zł wynikająca ze zmian wycen kontraktów walutowych oraz zrealizowanych różnic kursowych powiązanych z tymi kontraktami
- (-) wzrost odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych w segmencie Wydobywanie o 784,7 mln zł, wpływ zmiany skutkuje pogorszeniem wyniku netto o 635,6 mln zł - głównie wpływ utworzonego w I pół. 2023 r. odpisu w wysokości 748,8 mln zł wynikającego z oszacowania wartości rynkowej akcji LW Bogdanka S.A. - szczegółowe informacje dotyczące utworzenia przedmiotowego odpisu zostały zamieszczone w Nocie 29 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2023 r.”
- (-) w I-III kw. 2022 r. ujęto częściowe rozwiązanie rezerwy na przyszłe zobowiązania inwestycyjne wobec spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w wysokości 44,1 mln zł
- (+) w I-III kw 2022 r. ujęto odpis aktualizujący wartość odsetek udzielonych spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w kwocie 11,0 mln zł

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w III kw. 2023 r.

[tys. zł]	III kw. 2022 ¹⁾	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	6 556 295	9 280 187	2 723 892	41,5%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	73 015	87 189	14 174	19,4%
Przychody ze sprzedaży gazu	82 872	16 892	-65 980	-79,6%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	819 666	1 134 827	315 161	38,4%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	25 124	38 240	13 116	52,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	592	592	100,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	47 168	49 668	2 500	5,3%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	48 121	45 693	-2 428	-5,0%
Przychody ze sprzedaży węgla	137 989	87 675	-50 314	-36,5%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	228 366	241 131	12 765	5,6%
Przychody ze sprzedaży netto	8 018 616	10 982 094	2 963 478	37,0%
Rekompensaty	0	895 293	895 293	100,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 210	3 818	1 608	72,8%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	8 020 826	11 881 205	3 860 379	48,1%
Amortyzacja	410 005	425 241	15 236	3,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	682 210	775 556	93 346	13,7%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 470 185	3 589 102	1 118 917	45,3%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	3 112 272	4 985 905	1 873 633	60,2%
Usługi przesyłowe	98 391	165 399	67 008	68,1%
Inne usługi obce	272 798	340 408	67 610	24,8%
Podatki i opłaty	144 175	743 635	599 460	415,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 190 036	11 025 246	3 835 210	53,3%
Pozostałe przychody operacyjne	82 018	116 749	34 731	42,3%
Pozostałe koszty operacyjne	85 035	95 880	10 845	12,8%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-854 846	-171 925	682 921	79,9%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(4 972)	(6 484)	-1 512	-30,4%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	177	(4 225)	-4 402	-2 487,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	-32 222	702 644	734 866	2 280,6%
Koszty finansowe	80 041	110 856	30 815	38,5%
Przychody finansowe	69 656	71 629	1 973	2,8%
Zyski/(straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	78 375	234 473	156 098	199,2%
Odpisy/ (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	3 829	0	-3 829	-100,0%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	13 299	1 187	-12 112	-91,1%
Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem	45 238	899 077	853 839	1 887,4%
Podatek dochodowy	-231	182 618	182 849	79 155,4%
Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego	45 469	716 459	670 990	1 475,7%
EBITDA	377 960	1 123 660	745 700	197,3%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w III kw. 2023 r. (wzrost o 745,7 mln zł):

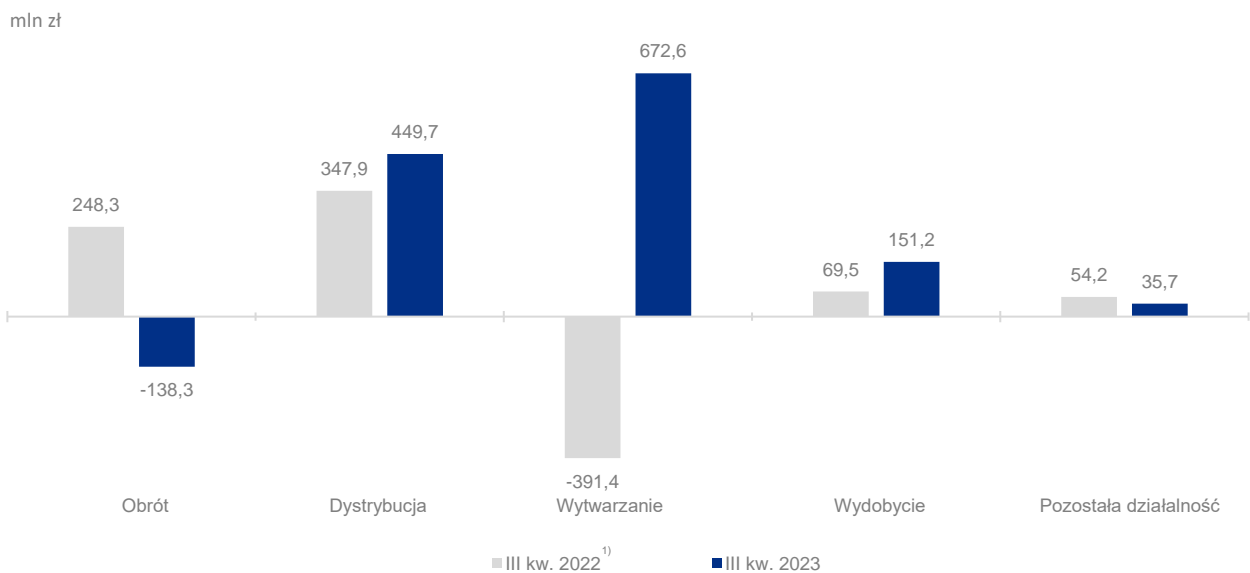
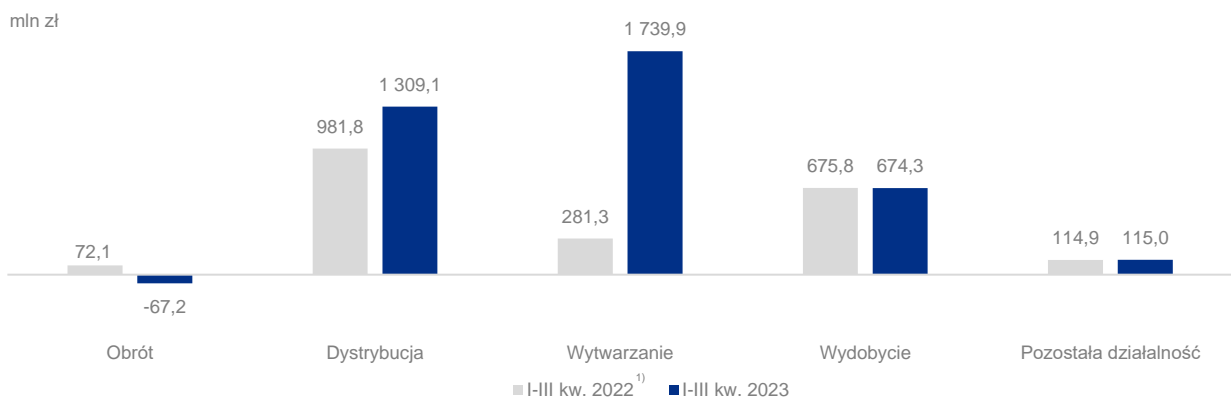
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 2 724 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 14 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 66 mln zł głównie w wyniku niższego wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 315 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok, przy jednocześnie niższym wolumenie dystrybucji energii
- (+) wyższe przychody z tytułu opłat przyłączeniowych o 13 mln zł wynikają głównie z większej liczby przyłączonych w roku bieżącym obiektów OZE w II, III oraz IV grupie przyłączeniowej
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla o 50 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu sprzedaży węgla
- (+) w wykonaniu III kw. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty ceny energii elektrycznej w wysokości 895,3 mln zł, o której mowa w ustawie z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [ustawa o limitach zużycia] oraz w ustawie z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku [ustawa o limitach cen]
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 93 mln zł spowodowany głównie zmianą stanu rezerw pracowniczych oraz wyższymi kosztami wynagrodzeń wraz z narzutami
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 1 119 mln zł wynika ze wzrostu kosztów emisji CO₂, kosztów zużycia węgla oraz kosztów zużycia biomasy dla całego Obszaru Wytwarzania
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 1 874 mln zł wynika głównie z wyższych średnich cen zakupu oraz wyższego wolumenu zakupu
- (-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 67 mln zł wynika głównie ze wzrostu stawek opłat stałych i zmiennych w rozliczeniach z PSE S.A. oraz sąsiednimi OSD
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 68 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów usług remontowych, kosztów ubezpieczeń majątkowych i innych zadań zleczanych firmom zewnętrznym przy zmiennych stawkach za realizację tych usług
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 599 mln zł wynika głównie z kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny
- (+) zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek rezerw o 682,9 mln zł):
 - (+) w III kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia w Obszarze Wytwarzania w wysokości 864,6 mln zł
 - (+) w III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty 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 o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł
 - (-) w III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok
 - (-) w III kw. 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 9,7 mln zł
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 22 mln zł:
 - (+) wzrost nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 28 mln zł, m. in. w wyniku większej ilości umów dotyczących kolizji na majątku sieciowym
 - (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu o 25 mln zł
 - (-) wzrost rezerw na potencjalne roszczenia o 24 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

- (+) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 156,1 mln zł wynikająca ze zmian wycen kontraktów walutowych oraz zrealizowanych różnic kursowych powiązanych z tymi kontraktami

Wyniki finansowe GK ENEA w I-III kw. 2023 r. oraz III kw. 2023 r.

EBITDA [tys. zł]	I-III kw. 2022 ¹⁾	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2022 ¹⁾	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Obrót	72 070	-67 240	-139 310	-193,3%	248 319	-138 318	-386 637	-155,7%
Dystrybucja	981 773	1 309 129	327 356	33,3%	347 891	449 731	101 840	29,3%
Wytwarzanie	281 337	1 739 949	1 458 612	518,5%	-391 422	672 591	1 064 013	271,8%
Wydobycie	675 796	674 295	-1 501	-0,2%	69 507	151 233	81 726	117,6%
Pozostała działalność	114 897	115 017	120	0,1%	54 224	35 742	-18 482	-34,1%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-51 911	-331 294	-279 383	-538,2%	49 441	-47 319	-96 760	-195,7%
EBITDA Razem	2 073 962	3 439 856	1 365 894	65,9%	377 960	1 123 660	745 700	197,3%



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

Obszar Obrotu w I-III kw. 2023 r. oraz III kw. 2023 r.

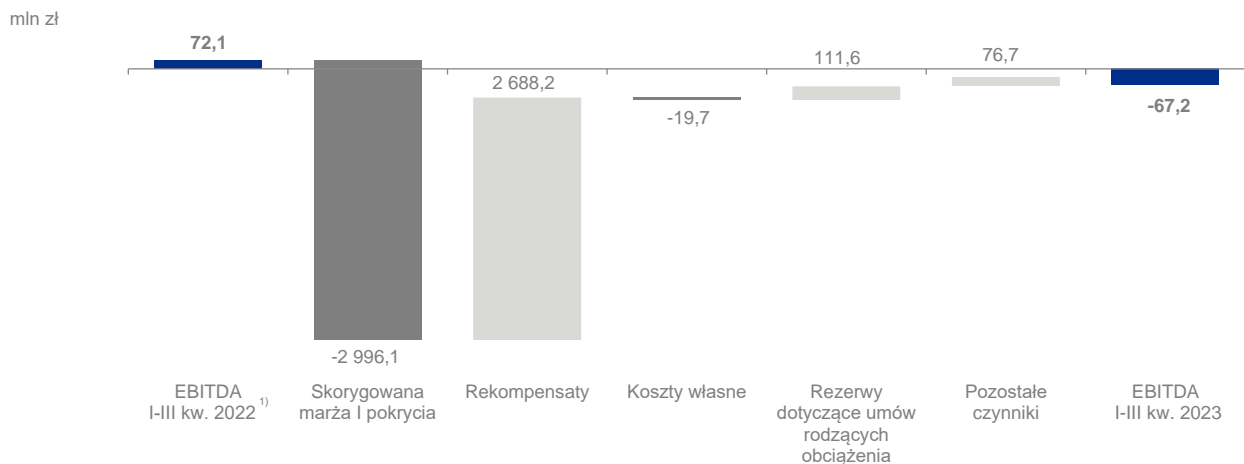
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez ENEA S.A.

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-III kw. 2022 ¹⁾	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2022 ¹⁾	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	10 106 239	15 657 581	5 551 342	54,9%	3 506 252	4 741 985	1 235 733	35,2%
Rekompensaty	0	2 688 185	2 688 185	100,0%	0	795 852	795 852	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	10 106 239	18 345 766	8 239 527	81,5%	3 506 252	5 537 837	2 031 585	57,9%
EBIT	70 056	-68 834	-138 890	-198,3%	247 649	-138 837	-386 486	-156,1%
Amortyzacja	2 014	1 594	-420	-20,9%	670	519	-151	-22,5%
EBITDA	72 070	-67 240	-139 310	-193,3%	248 319	-138 318	-386 637	-155,7%
CAPEX ²⁾	1 375	62	-1 313	-95,5%	0	36	36	100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	38%	41%	3 p.p.	-	39%	38%	-1 p.p.	-

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

²⁾ Bez inwestycji kapitałowych ENEA S.A.



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2023 r. (spadek o 139,3 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (spadek o 2 996,1 mln zł)

- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 97,6%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 3,6%
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 44,6%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 40,4%
- (+) wzrost wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty (wzrost o 2 688,2 mln zł)

w wykonaniu I-III kw. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty ceny energii elektrycznej w wysokości 2 688,2 mln zł, o której mowa w art. 12 ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [ustawa o limitach zużycia] oraz w art. 8 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. [ustawa o limitach cen]

Koszty własne (wzrost o 19,7 mln zł)

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 25,3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług wspólnych o 4,2 mln zł
- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 9,8 mln zł

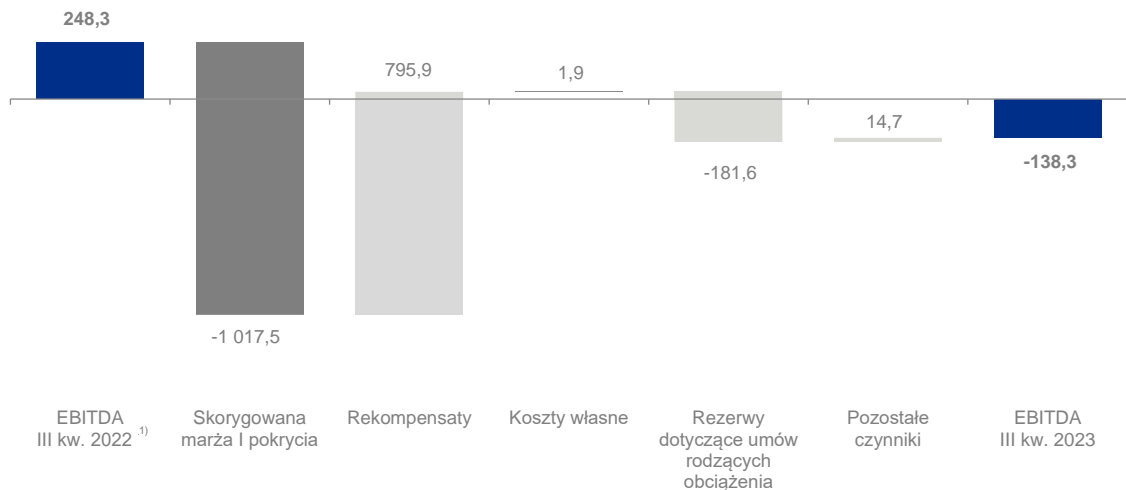
Zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek o 111,6 mln zł)

- (+) w I-III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 276,2 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty 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 o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł
- (+) w I-III kw. 2022 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 64,2 mln zł na ewentualną stratę na Taryfie G wynikającą ze wzrostu kosztów zakupu energii elektrycznej
- (+) w I-III kw. 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 18,4 mln zł oraz ujęto w kosztach aktualizację rezerwy w wysokości 53,6 mln zł na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów
- (-) w I-III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok

Pozostałe czynniki (wzrost o 76,7 mln zł)

- (+) niższe koszty rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 91,1 mln zł
- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług o 34,2 mln zł
- (+) wyższe przychody z tyt. licencji związanych z marką ENEA o 6,4 mln zł
- (+) niższe odpisane należności w koszty o 6,2 mln zł
- (+) niższe koszty postępowań sądowych o 3,0 mln zł
- (-) wyższe koszty usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 43,8 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 13,1 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn o 7,0 mln zł

mln zł



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kw. 2023 r. (spadek o 386,6 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (spadek o 1 017,5 mln zł)

- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 74,7%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 4,4%
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 25,9%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 28,8%
- (+) wzrost wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty (wzrost o 795,9 mln zł)

w wykonaniu III kw. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty ceny energii elektrycznej w wysokości 795,9 mln zł, o której mowa w art. 12 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 [ustawa o limitach zużycia] oraz w art. 8 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. [ustawa o limitach cen]

Koszty własne (spadek o 1,9 mln zł)

- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 12,8 mln zł
- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 9,1 mln zł
- (-) wyższe koszty usług wspólnych o 1,8 mln zł

Zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (wzrost o 181,6 mln zł)

- (-) w III kw. 2023 r. ujęto w kosztach rezerwę w wysokości 264,0 mln zł z tytułu straty na Taryfie G wynikającej z utraconych przychodów w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r., wprowadzającego mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok
- (-) w III kw. 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 9,7 mln zł
- (+) w III kw. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty 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 14,7 mln zł)

- (+) niższe koszty usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 9,5 mln zł
- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług o 8,6 mln zł
- (+) niższe koszty rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 7,6 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 7,7 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn o 5,0 mln zł

Obszar Wytwarzania w I-III kw. 2023 r. oraz III kw. 2023 r.

W obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe ENEA Wytwarzanie, MEC Piła, PEC Oborniki, ENEA Nowa Energia, ENEA Ciepło, ENEA Ciepło Serwis, ENEA Elektrownia Połaniec, ENEA Połaniec Serwis, ENEA ELKOGAZ i ENEA Bioenergia.

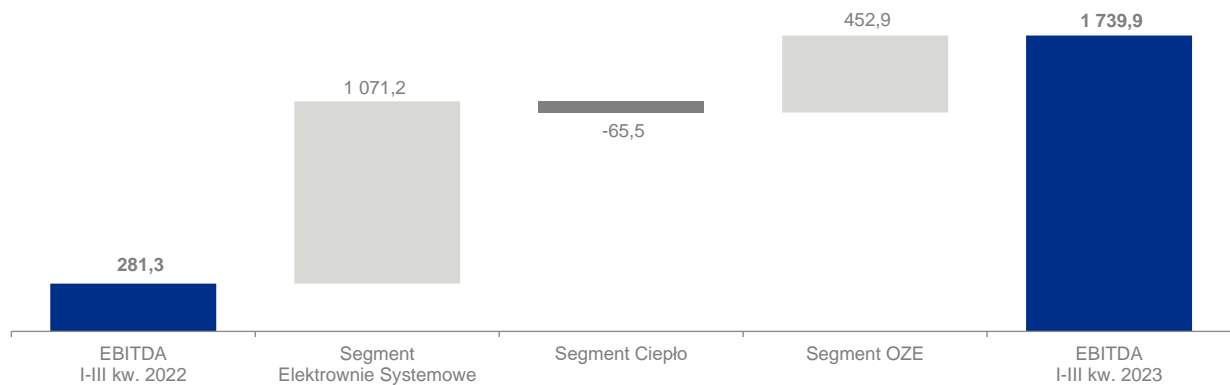
Spółka ENEA Połaniec Serwis została przejęta przez ENEA Elektrownia Połaniec w dniu 16 stycznia 2023 r.

Spółka ENEA Ciepło Serwis została przejęta przez ENEA Ciepło w dniu 3 października 2022 r.

ENEA Wytwarzanie posiada m.in. 11 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Kozienice. Natomiast ENEA Elektrownia Połaniec posiada 7 bloków węglowych o łącznej mocy osiągalnej 1 674 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasą o mocy osiągalnej 225 MW.

[tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	11 359 899	19 281 205	7 921 306	69,7%	3 959 831	6 556 959	2 597 128	65,6%
energia elektryczna	9 977 370	17 805 842	7 828 472	78,5%	3 586 971	6 132 137	2 545 166	71,0%
Rynek Mocy	675 998	713 769	37 771	5,6%	228 366	241 131	12 765	5,6%
świadcstwa pochodzenia	300 053	303 961	3 908	1,3%	37 826	79 452	41 626	110,0%
ciepło	319 331	395 438	76 107	23,8%	71 266	85 121	13 855	19,4%
pozostałe	87 147	62 195	-24 952	-28,6%	35 402	19 118	-16 284	-46,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	697	733	36	5,2%	260	248	-12	-4,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	11 360 596	19 281 938	7 921 342	69,7%	3 960 091	6 557 207	2 597 116	65,6%
EBIT	-49 599	1 388 359	1 437 958	2 899,2%	-502 965	551 600	1 054 565	209,7%
Amortyzacja	332 673	352 724	20 051	6,0%	111 543	120 991	9 448	8,5%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(1 737)	(1 134)	603	34,7%	-	-	-	-
EBITDA	281 337	1 739 949	1 458 612	518,5%	-391 422	672 591	1 064 013	271,8%
CAPEX	266 101	329 361	63 260	23,8%	98 932	124 878	25 946	26,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	43%	43%	-	-	44%	45%	1 p.p.	-

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2023 r. (wzrost o 1 458,6 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (wzrost o 1 071,2 mln zł)

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 749,0 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującym o 989,6 mln zł
- (+) w I-III kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 1 263,0 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 98,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 60,8 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 36,7 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 1 980,3 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 115,7 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 30,2 mln zł

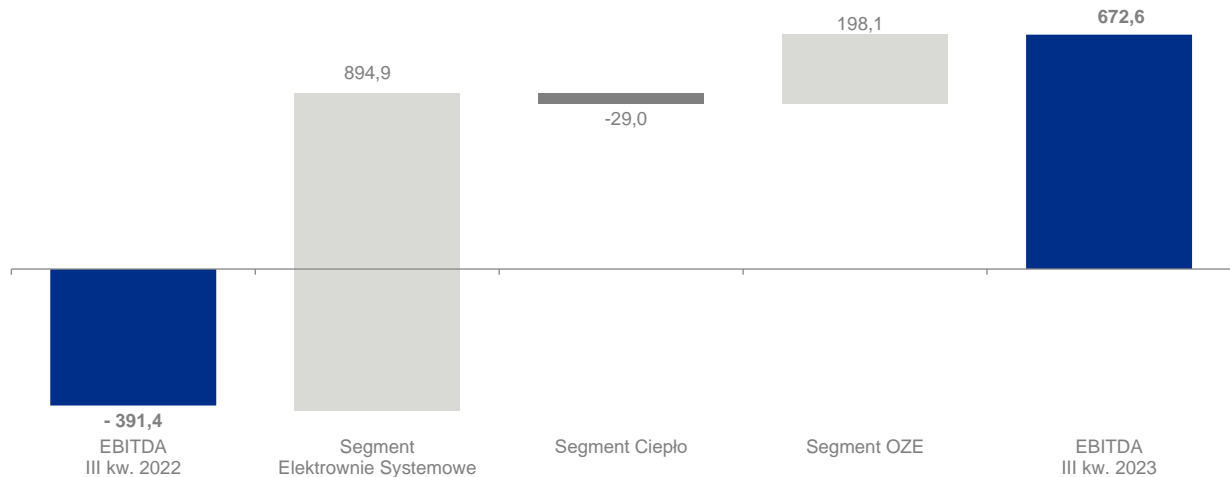
Segment Ciepło (spadek o 65,5 mln zł)

- (-) spadek pozostałych czynników o 24,1 mln zł, w tym brak przychodu z bilansowania gazu
- (-) wzrost kosztów stałych o 19,7 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 13,3 mln zł
- (-) spadek marży na ciepłe o 8,9 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 0,5 mln zł

Segment OZE (wzrost o 452,9 mln zł)

- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) 479,3 mln zł (w tym +2,0 mln zł ENEA Bioenergia sp. z o.o.): +523,5 mln zł wzrost marży na produkcji energii z OZE, +48,5 mln zł utworzenie w I-III kw. 2022 r. rezerwy na umowy rodzące obciążenia, -71,0 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -14,5 mln zł spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, -5,2 mln zł wzrost kosztów stałych, -3,8 mln zł wzrost pozostałych kosztów zmiennych
- (+) Obszar Fotowoltaika (+2,6 mln zł): +2,3 mln zł wynik na pozostałej działalności operacyjnej, +1,4 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii, -1,1 mln zł wzrost kosztów stałych
- (-) Obszar Woda (-15,6 mln zł): -66,2 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -2,0 mln zł wzrost kosztów stałych, +51,8 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii, +0,6 mln zł wzrost przychodów z Rynku Mocy
- (-) Obszar Wiatr (-9,2 mln zł): -71,6 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -5,9 mln zł spadek przychodów z tytułu świadectw pochodzenia, -1,8 mln zł wzrost kosztów usług obcych, -0,9 mln zł wzrost kosztów świadczeń pracowniczych, +71,6 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kw. 2023 r. (wzrost o 1 064,0 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (wzrost o 894,9 mln zł)

- (+) w III kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 874,3 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującym o 527,2 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 30,9 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 30,6 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 12,7 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 4,6 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 2,5 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 573,1 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 14,8 mln zł

Segment Ciepło (spadek o 29,0 mln zł)

- (-) spadek pozostałych czynników o 13,6 mln zł
- (-) spadek marży na ciepłe o 10,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 3,6 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 1,0 mln zł
- (-) spadek przychodów z Rynku Mocy o 0,3 mln zł

Segment OZE (wzrost o 198,1 mln zł)

(+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) 204,3 mln zł (w tym +3,2 mln zł ENEA Bioenergia sp. z o.o.): +217,6 mln zł wzrost marży na produkcji energii z OZE, +7,1 mln zł wzrost marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, -11,8 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -9,8 mln zł rozwiązanie w III kw. 2022 r. rezerwy na umowy rodzące obciążenia, -2,0 mln zł wzrost pozostałych kosztów zmiennych

(+) Obszar Fotowoltaika (+0,4 mln zł): +0,5 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii, +0,3 mln zł wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej, -0,4 mln zł wzrost kosztów stałych

(+) Obszar Biogaz (+0,4 mln zł): +0,6 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii, -0,4 mln zł wzrost kosztów stałych

(-) Obszar Woda (-3,7 mln zł): -16,3 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, +12,7 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii, +0,5 mln zł wzrost przychodów z Rynku Mocy

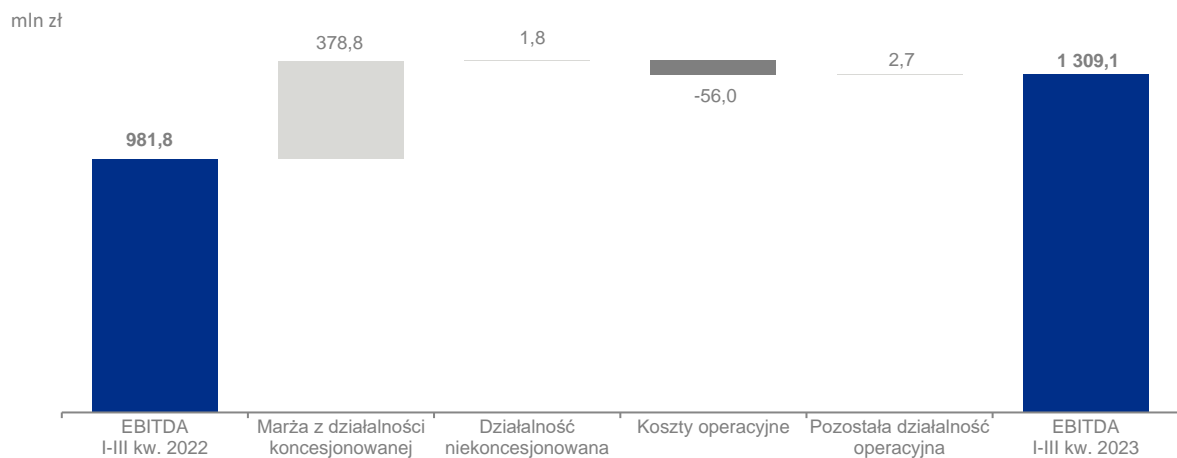
Obszar Dystrybucji w I-III kw. 2023 r. oraz w III kw. 2023 r.

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

W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe Spółek:

- ENEA Operator
- ENEA Serwis
- ENEA Pomiary
- ENEA Logistyka

[tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 676 850	3 665 615	988 765	36,9%	886 451	1 212 774	326 323	36,8%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	2 409 545	3 351 707	942 162	39,1%	780 557	1 101 175	320 618	41,1%
opłaty za przyłączenie do sieci	61 050	102 222	41 172	67,4%	24 900	38 157	13 257	53,2%
pozostałe	206 255	211 686	5 431	2,6%	80 994	73 442	-7 552	-9,3%
Rekompensaty	0	322 048	322 048	100,0%	0	99 441	99 441	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 676 850	3 987 663	1 310 813	49,0%	886 451	1 312 215	425 764	48,0%
EBIT	449 005	761 562	312 557	69,6%	162 672	261 586	98 914	60,8%
Amortyzacja	532 768	547 567	14 799	2,8%	185 219	188 145	2 926	1,6%
EBITDA	981 773	1 309 129	327 356	33,3%	347 891	449 731	101 840	29,3%
CAPEX	989 360	1 127 364	138 004	13,9%	381 837	446 130	64 293	16,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	10%	9%	-1 p.p.	-	10%	9%	-1 p.p.	-



Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2023 r. (wzrost o 327,4 mln zł):

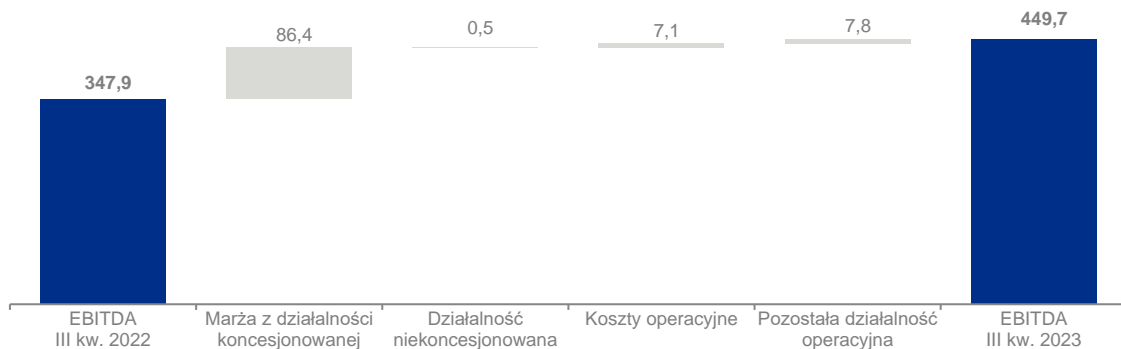
Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 378,8 mln zł)

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 1 264 mln zł
- (+) wyższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 41 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 790 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 140 mln zł

Koszty operacyjne (wzrost o 56,0 mln zł)

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 40 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 34 mln zł
- (-) wyższe pozostałe koszty o 8 mln zł
- (+) niższe koszty podatków i opłat o 26 mln zł

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w III kw. 2023 r. (wzrost o 101,8 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 86,4 mln zł)

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 420 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 13 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 295 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 56 mln zł

Koszty operacyjne (spadek o 7,1 mln zł)

- (+) niższe koszty podatków i opłat o 21 mln zł
- (+) niższe pozostałe koszty o 3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 13 mln zł
- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 4 mln zł

Pozostała działalność operacyjna (wzrost o 7,8 mln zł)

- (+) wyższe przychody z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej o 25 mln zł
- (+) zmiana pozostałych przychodów i kosztów o 3 mln zł
- (-) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 20 mln zł

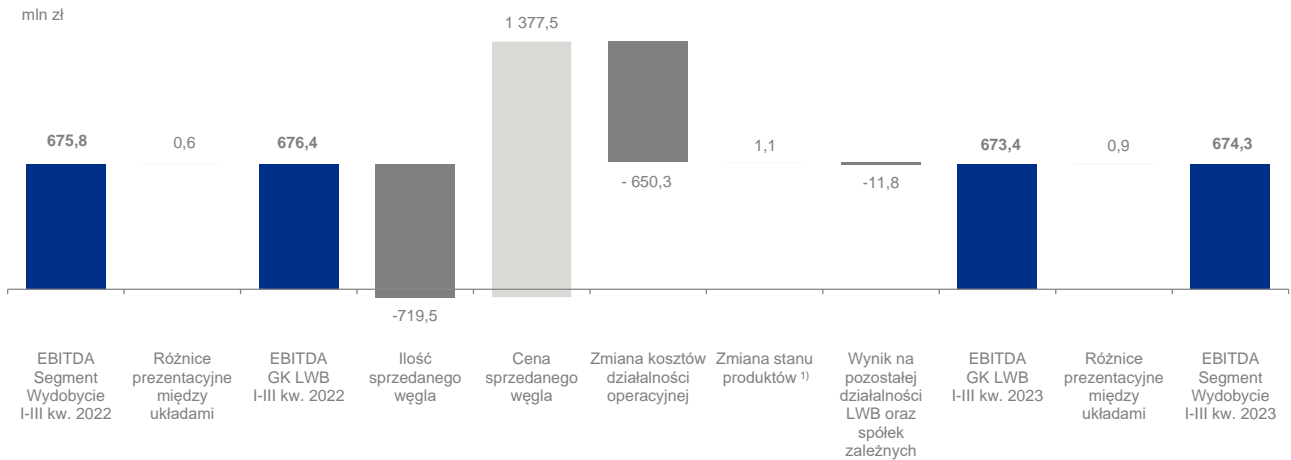
Obszar Wydobywania w I-III kw. 2023 r. oraz III kw. 2023 r.

W obszarze Wydobywania 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% produkcji oraz na groszek i orzech.

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.

[tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 024 217	2 680 748	656 531	32,4%	565 812	861 028	295 216	52,2%
węgiel	1 976 895	2 629 815	652 920	33,0%	553 166	848 822	295 656	53,4%
pozostałe produkty i usługi	29 667	42 149	12 482	42,1%	7 108	10 145	3 037	42,7%
towary i materiały	17 655	8 784	-8 871	-50,2%	5 538	2 061	-3 477	-62,8%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	5 867	8 127	2 260	38,5%	1 941	2 800	859	44,3%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 030 084	2 688 875	658 791	32,5%	567 753	863 828	296 075	52,1%
EBIT	396 944	-400 831	-797 775	-201,0%	-30 549	52 818	83 367	272,9%
Amortyzacja	274 361	285 908	11 547	4,2%	99 879	102 640	2 761	2,8%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	4 491	789 218	784 727	17 473,3%	177	(4 225)	-4 402	-2 487,0%
EBITDA	675 796	674 295	-1 501	-0,2%	69 507	151 233	81 726	117,6%
CAPEX	418 480	557 485	139 005	33,2%	146 903	212 604	65 701	44,7%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	8%	6%	-2 p.p.	-	6%	6%	-	-



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

Główne czynniki zmiany EBITDA w I-III kw. 2023 r. (spadek o 1,5 mln zł):

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: niższa ilościowa sprzedaż węgla (-2 596 tys. t), przy jednocześnie wyższych cenach kontraktowych węgla

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług - większe przychody z tytułu transportu węgla

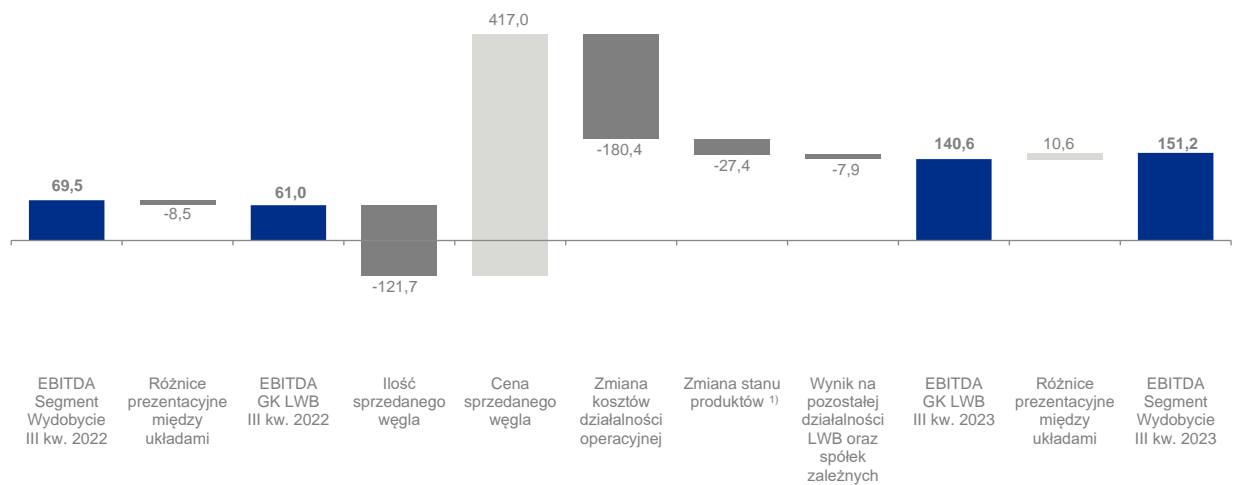
(-) spadek przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów - mniejsza sprzedaż złomu

(-) wzrost wartości poniesionych gotówkowych kosztów produkcji - wzrost kosztów pracowniczych, wyższy koszt usług obcych, wzrost cen energii i materiałów

(-) spadek wyniku na pozostałej działalności - utworzenie rezerwy na potencjalne zobowiązania handlowe

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

mln zł



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

Główne czynniki zmiany EBITDA w III kw. 2023 r. (wzrost o 81,7 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: niższa ilościowa sprzedaż węgla (-421 tys. t), przy jednocześnie wyższych cenach węgla energetycznego w kontraktach
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych produktów i usług - większe przychody z tytułu transportu węgla
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów - mniejsza sprzedaż złomu
- (-) wzrost wartości poniesionych gotówkowych kosztów produkcji - wyższy koszt usług obcych, wzrost cen energii i materiałów, wzrost kosztów pracowniczych
- (-) w trakcie III kw. 2023 r. wartość zapasów spadła o 83 mln zł, tj. 208 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie III kw. 2022 r. wartość zapasów spadła o 55 mln zł, tj. 327 tys. t (nastąpiło zwiększenie kosztów operacyjnych okresu)

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

Obszar Pozostałej działalności w I-III kw. 2023 r. oraz III kw. 2023 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	442 881	485 451	42 570	9,6%	172 683	165 984	-6 699	-3,9%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 859	2 955	96	3,4%	59	845	786	1 332,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	445 740	488 406	42 666	9,6%	172 742	166 829	-5 913	-3,4%
EBIT	58 923	59 834	911	1,5%	35 141	17 200	-17 941	-51,1%
Amortyzacja	55 974	55 183	-791	-1,4%	19 083	18 542	-541	-2,8%
EBITDA	114 897	115 017	120	0,1%	54 224	35 742	-18 482	-34,1%
CAPEX	48 674	43 447	-5 227	-10,7%	19 169	11 325	-7 844	-40,9%
Udział przychodów ze sprzedaży obszarów przychodach ze sprzedaży Grupy	2%	1%	-1 p.p.	-	2%	1%	-1 p.p.	-

W obszarze Pozostałej działalności prezentowane są spółki z obszarów:

- wsparcia dla pozostałych spółek w Grupie Kapitałowej:
 - 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

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

	I-III kw. 2022 ¹⁾	I-III kw. 2023	III kw. 2022 ¹⁾	III kw. 2023
Wskaźniki rentowności				
ROE - rentowność kapitału własnego ²⁾	7,1%	5,3%	1,1%	17,3%
ROA - rentowność aktywów ²⁾	3,3%	2,3%	0,5%	7,5%
Rentowność netto	4,0%	1,8%	0,6%	6,0%
Rentowność operacyjna	3,9%	4,0%	-0,4%	5,9%
Rentowność EBITDA	9,1%	9,6%	4,7%	9,5%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej				
Wskaźnik bieżącej płynności	1,0	1,0	1,0	1,0
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	70,2%	68,4%	70,2%	68,4%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	53,5%	56,7%	53,5%	56,7%
Dług netto / EBITDA	-0,19	0,48	-0,19	0,48
Wskaźniki aktywności gospodarczej				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach ³⁾	47	44	44	44
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach ⁴⁾	66	36	62	37
Cykl rotacji zapasów w dniach	20	14	19	15

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 9 miesięcy 2023 r.

²⁾ Licznik wskaźnika tj. zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego podlega annualizacji.

³⁾ Należności z tytułu dostaw i usług – handlowe, aktywa z tytułu umów z klientami i koszty doprowadzenia do zawarcia umowy.

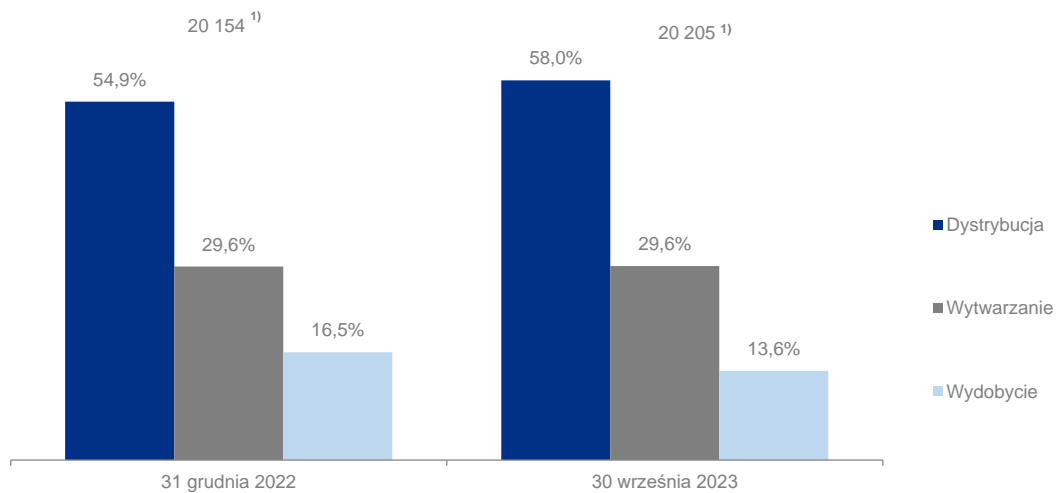
⁴⁾ Zobowiązania z tytułu dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tytułu umów z klientami.

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów GK ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:			
	31 grudnia 2022	30 września 2023	Zmiana	Zmiana %
Aktywa trwałe	23 161 620	24 264 513	1 102 893	4,8%
Rzeczowe aktywa trwałe	20 154 134	20 205 411	51 277	0,3%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	827 430	824 766	-2 664	-0,3%
Wartości niematerialne	351 922	449 702	97 780	27,8%
Nieruchomości inwestycyjne	18 042	28 361	10 319	57,2%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i wspólnie kontrolowane	163 317	170 181	6 864	4,2%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1 315 108	2 348 345	1 033 237	78,6%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	161 391	60 228	-101 163	-62,7%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	12 213	9 043	-3 170	-26,0%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	8 970	10 071	1 101	12,3%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 168	976	-192	-16,4%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	147 925	157 429	9 504	6,4%
Aktywa obrotowe	14 273 352	14 017 003	-256 349	-1,8%
Prawa do emisji CO ₂	4 093 130	58 911	-4 034 219	-98,6%
Zapasy	1 979 850	1 915 077	-64 773	-3,3%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	5 260 383	5 918 571	658 188	12,5%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	11 006	12 176	1 170	10,6%
Aktywa z tytułu umów z klientami	623 900	633 474	9 574	1,5%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 304	1 264	-40	-3,1%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	315 513	8 328	-307 185	-97,4%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	382 546	255 103	-127 443	-33,3%
Dłużne aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie	42 004	0	-42 004	-100,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 563 716	5 214 099	3 650 383	233,4%
Razem aktywa	37 434 972	38 281 516	846 544	2,3%

mln zł

Struktura rzeczowych aktywów trwałych



¹⁾ w tym wyłączenia.

Główne czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 1 103 mln zł):

- 1 033 mln zł wzrost aktywów z tytułu odroczonego podatku - głównie wpływ zmiany rezerw na uprawnienia do emisji CO₂, wysokości odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych oraz wyceny instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń
- 98 mln zł wzrost pozycji wartości niematerialnych - w tym: wzrost wartości niematerialnych o 137 mln zł (głównie wartość firmy, w tym wstępne rozliczenie aktywów netto nabywanych spółek), przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia o 39 mln zł
- 51 mln zł wzrost rzeczowych aktywów trwałych - w tym: wzrost wartości środków trwałych o 1 781 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia i odpisów o 1 730 mln zł
- 101 mln zł spadek wartości aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny instrumentów finansowych IRS zabezpieczających przed wzrostem kosztów z tytułu zmiany stóp procentowych

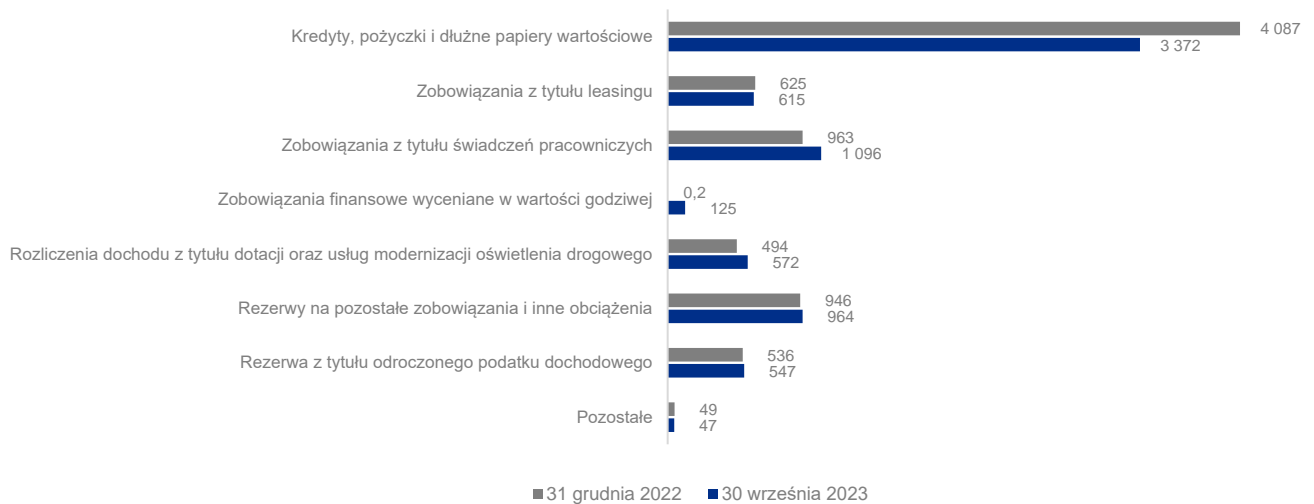
Główne czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 256 mln zł):

- 4 034 mln zł spadek wartości praw do emisji CO₂ - w tym: 1 531 mln zł nabycie uprawnień w 2023 r., -5 565 mln zł umorzenie praw
- 307 mln zł spadek pozycji należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego - rozliczenie nadpłaconego podatku dochodowego w 2023 r.
- 127 mln zł spadek wartości aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej i gazu oraz wyceny instrumentów finansowych IRS zabezpieczających przed wzrostem kosztów z tytułu zmiany stóp procentowych
- 65 mln zł spadek wartości zapasów - w tym głównie spadek zapasów węgla, przy jednoczesnym wzroście wartości zapasów świadectw pochodzenia energii, biomasy i pozostałych materiałów
- 42 mln zł spadek pozycji dłużne aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie - wartość udzielonej pożyczki dla spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. w 2022 r.
- 3 650 mln zł wzrost poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów - głównie pozyskanie finansowania w postaci kredytu terminowego w wysokości 1 mld zł, który zgodnie z zapisami umowy został przeznaczony na finansowanie działalności bieżącej, otrzymane rekompensaty cen energii elektrycznej zgodnie z ustawą cenową, zmiana wysokości środków celowych z tytułu handlu prawami do emisji CO₂, wzrost depozytów zabezpieczających rozliczenia IRGiT oraz wzrost środków z bieżącej działalności
- 658 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost należności handlowych oraz wartości depozytów zabezpieczających transakcje futures zakupu uprawnień do emisji CO₂, przy jednoczesnym spadku należności z tytułu podatków (z wyłączeniem podatku dochodowego)

Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2022	30 września 2023		
Razem kapitał własny	16 146 111	16 587 873	441 762	2,7%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 348 670	3 348 670	-	-
Kapitał rezerwowo z wyceny instrumentów zabezpieczających	185 744	65 192	-120 552	-64,9%
Zyski zatrzymane	10 663 950	11 154 658	490 708	4,6%
Udziały niekontrolujące	1 271 441	1 343 047	71 606	5,6%
Razem zobowiązania	21 288 861	21 693 643	404 782	1,9%
Zobowiązania długoterminowe	7 699 793	7 338 029	-361 764	-4,7%
Zobowiązania krótkoterminowe	13 589 068	14 355 614	766 546	5,6%
Razem pasywa	37 434 972	38 281 516	846 544	2,3%

mln zł

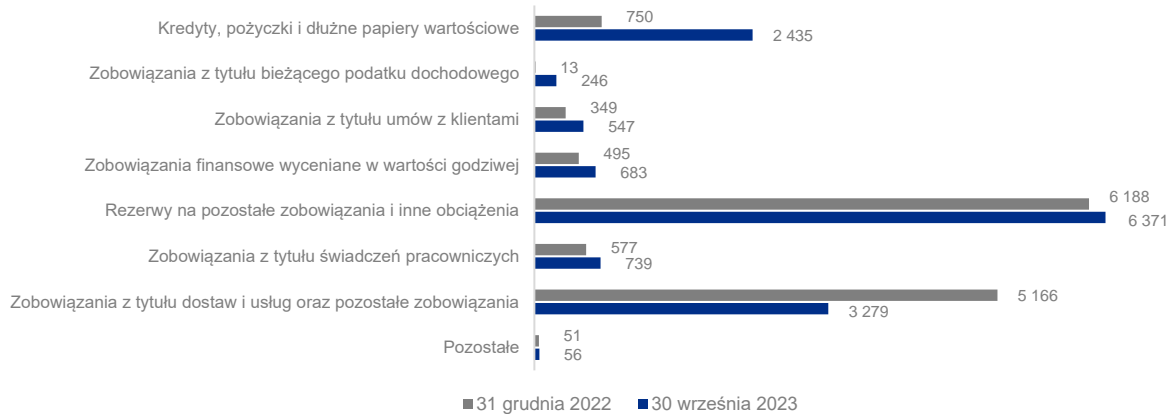
Struktura zobowiązań długoterminowych



Główne czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (spadek o 362 mln zł)

- 716 mln zł spadek pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - reklasyfikacja części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe, przy jednoczesnym pozyskaniu finansowania w postaci kredytu konsorcjalnego
- 133 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych - głównie aktualizacja rezerw
- 125 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej oraz gazu
- 78 mln zł wzrost pozycji rozliczeń dochodu z tytułu dotacji oraz usług modernizacji oświetlenia drogowego - głównie rozliczenie międzyokresowe przychodów z tytułu dotacji
- 18 mln zł wzrost rezerw na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia - głównie wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z gruntów, przy jednoczesnej reklasyfikacji rezerw długoterminowych do rezerw krótkoterminowych

Struktura zobowiązań krótkoterminowych



Główne czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 767 mln zł)

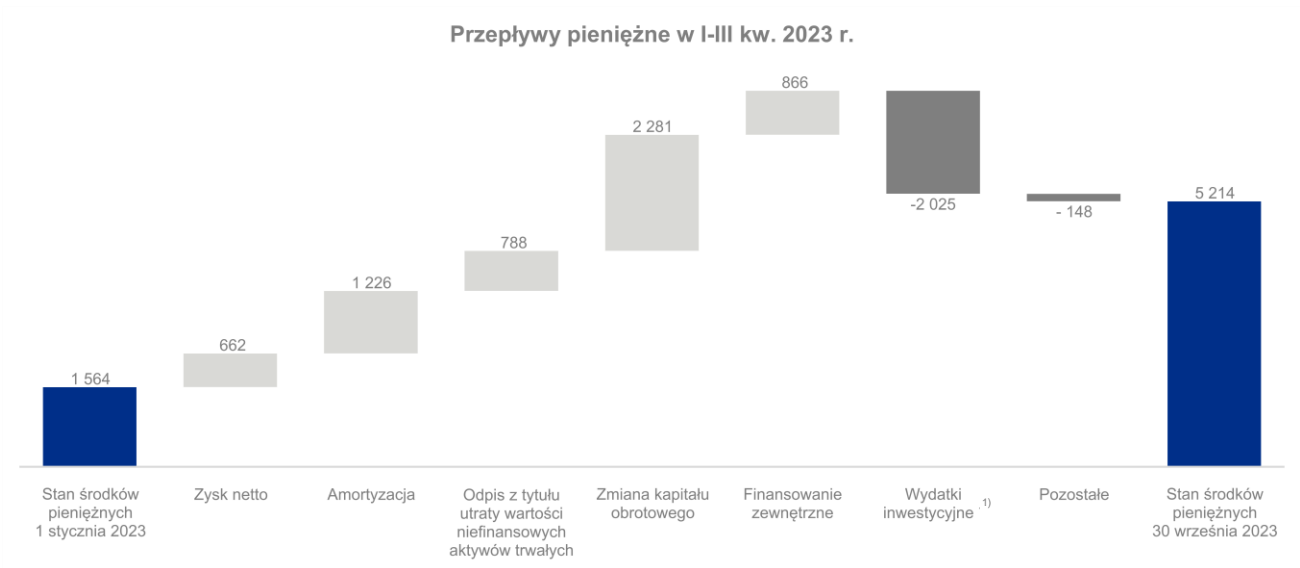
- 1 685 mln zł wzrost pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - pozyskanie finansowania w postaci kredytu konsorcjalnego, reklasyfikacja części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe, przy jednoczesnym wykupie obligacji i spłaty rat kredytowych
- 233 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu bieżącego podatku dochodowego - głównie zmiany w rozliczeniu podatku CIT PGK (Podatkowa Grupa Kapitałowa) ENEA
- 198 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu umów z klientami - głównie zaliczki na wykonanie przyłączy
- 188 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie aktualizacja wyceny kontraktów walutowych forward i kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej oraz gazu
- 183 mln zł wzrost rezerw na zobowiązania i inne obciążenia - w tym: wzrost rezerw na zakup uprawnień do emisji CO₂ oraz zmiana stanu rezerw na umowy rodzaje obciążenia
- 162 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych - głównie aktualizacja rezerw
- 1 887 mln zł spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług - głównie spadek zobowiązań dotyczących depozytów na transakcje terminowe na prawa do emisji CO₂, spadek zobowiązań inwestycyjnych, spadek zobowiązań handlowych, spadek zobowiązań z tytułu zaliczek na rekompensatę z tytułu umniejszenia przychodów (wynikających z Ustawy z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r.) oraz wystąpienie w 2022 r. zobowiązań z tytułu ugód sądowych dotyczących wypowiedzianych umów PM OZE, przy jednoczesnym wzroście zobowiązań z tytułu podatków

Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 201 380	5 010 803	809 423	19,3%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 782 218)	(1 920 454)	-138 236	-7,8%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 520 170)	560 034	2 080 204	136,8%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	898 992	3 650 383	2 751 391	306,1%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	4 153 553	1 563 716	-2 589 837	-62,4%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	5 052 545	5 214 099	161 554	3,2%

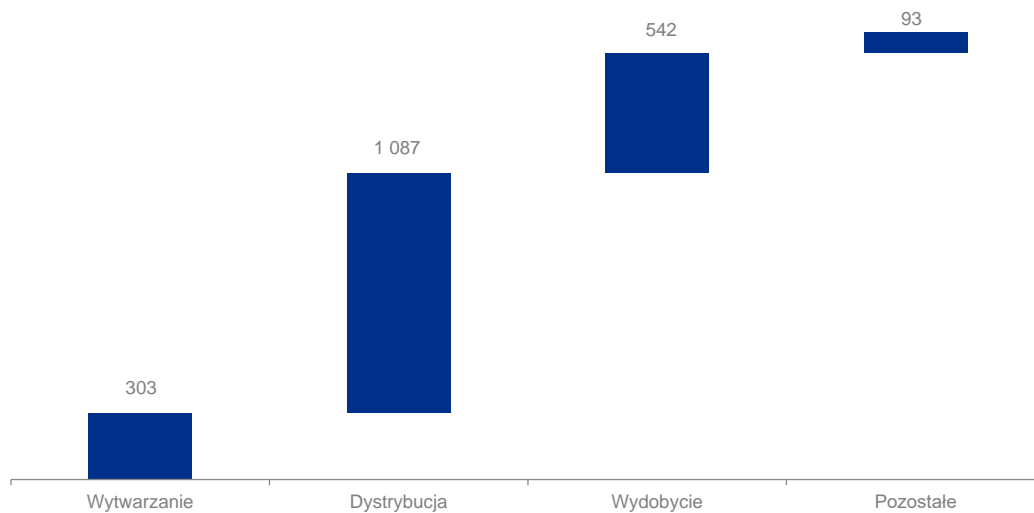
mln zł

Przepływy pieniężne w I-III kw. 2023 r.



Wydatki inwestycyjne ¹⁾ GK ENEA w I-III kw. 2023 r.

mln zł



¹⁾ Nabycie / zbycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabywanie / zbywanie jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych

6. Akcje i akcjonariat

6.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na 30 września 2023 r. oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania wyniosła 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.

Od dnia publikacji poprzedniego raportu okresowego nie miały miejsca zmiany w strukturze akcjonariuszy Emitenta.

Poniższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu ENEA S.A. na dzień sporządzenia raportu okresowego za III kwartał 2023 r.

Akcyonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	277 015 422	52,29%
Pozostali	252 715 671	47,71%
RAZEM	529 731 093	100,0%

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

Akcje ENEA S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) od 17 listopada 2008 r.

W I-III kw. 2023 r. kurs akcji ENEA S.A. wzrósł z 6,0 zł do 7,3 zł, tj. o 1,3 zł, czyli o 21,7%. Najwyższy kurs zamknięcia w I-III kw. 2023 r. akcje ENEA S.A. osiągnęły 23 sierpnia 2023 r. (9,26 zł), natomiast najniższy – 10 stycznia 2023 r. (5,82 zł).

Udział akcji Spółki w indeksach na 30 września 2023 r.:



Dane	I-III kw. 2023
Liczba akcji [szt.]	529 731 093
Kurs zamknięcia - minimum [zł]	5,82
Kurs zamknięcia - maximum [zł]	9,26
Kurs na koniec okresu [zł]	7,30
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	6,00
Średni wolumen [szt.]	680 078

7. Władze

7.1. Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2023 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Paweł Majewski	Prezes Zarządu
Dariusz Szymczak	Członek Zarządu ds. Korporacyjnych
Marcin Pawlicki	Członek Zarządu ds. Operacyjnych
Rafał Mucha	Członek Zarządu ds. Finansowych
Lech Żak	Członek Zarządu ds. Strategii i Rozwoju

Na dzień publikacji raportu za III kw. 2023 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Paweł Majewski	Prezes Zarządu
Jakub Kowaleczko	Członek Zarządu ds. Handlowych
Dariusz Szymczak	Członek Zarządu ds. Korporacyjnych
Marcin Pawlicki	Członek Zarządu ds. Operacyjnych
Rafał Mucha	Członek Zarządu ds. Finansowych
Lech Żak	Członek Zarządu ds. Strategii i Rozwoju

6 lipca 2023 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę w sprawie powołania Pana Jakuba Kowaleczko z dniem 17 lipca 2023 r. na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Handlowych na wspólną kadencję, rozpoczętą z dniem następnym po dniu odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2021 rok. 21 listopada 2023 r. Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę w przedmiocie odwołania z dniem 30 listopada 2023 r. Członka Zarządu ds. Finansowych - Pana Rafała Marka Muchę ze składu Zarządu ENEA S.A. Poza ww. zmianami w trakcie okresu sprawozdawczego oraz do dnia publikacji raportu za III kwartał 2023 r. nie miały miejsca inne zmiany w składzie Zarządu Spółki.

7.2. Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2023 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Włodarski	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Roman Stryjski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Łukasz Ciołko	Członek 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
Piotr Zborowski	Członek Rady Nadzorczej

Na dzień publikacji raportu za III kw. 2023 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Łukasz Ciołko	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Roman Stryjski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej
Aneta Kordowska	Członek Rady Nadzorczej
Tomasz Lis	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Łącki	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej

W dniu 4 stycznia 2023 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Rafała Włodarskiego z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A., w tym z funkcji Przewodniczącego Rady Nadzorczej Spółki, ze skutkiem na dzień 4 stycznia 2023 r.

W dniu 13 marca 2023 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę, na mocy której z tym samym dniem w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A. XI kadencji powołana została Pani Aleksandra Agatowska.

W dniu 13 marca 2023 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. dokonało wyboru na Przewodniczącego Rady Nadzorczej Spółki ENEA S.A. Pana Łukasza Ciołko.

W dniu 4 lipca 2023 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Piotra Zborowskiego z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A., ze skutkiem na dzień 4 lipca 2023 r.

W dniu 31 lipca 2023 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pani Aleksandry Agatowskiej z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A., ze skutkiem na dzień 31 lipca 2023 r.

Poza ww. zmianami w trakcie okresu sprawozdawczego oraz do dnia publikacji raportu za III kwartał 2023 r. nie miały miejsca inne zmiany w składzie Rady Nadzorczej.

Zgodnie z postanowieniami Regulaminu Rady Nadzorczej 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
Tomasz Lis ^{1) 2) 3)}	Przewodniczący
Aneta Kordowska ^{1) 2)}	Członek
Mariusz Damasiewicz ^{1) 3)}	Członek
Mariusz Pliszka ^{1) 3)}	Członek
Roman Stryjski ¹⁾	Członek

1) 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.

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

3) 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
Roman Stryjski ¹⁾	Przewodniczący
Łukasz Ciołko	Członek
Paweł Łącki	Członek
Mariusz Romańczuk ¹⁾	Członek

¹⁾ 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
Tomasz Lis	Przewodniczący
Mariusz Damasiewicz	Członek
Łukasz Ciołko	Członek
Mariusz Pliszka	Członek
Mariusz Romańczuk	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 13 września 2023 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 22 listopada 2023 r.
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 przedsiębiorstw 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 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, jaki indywidualnych interpretacji odnoszących się do istotnych obszarów działalności GK ENEA, mogą stać się źródłem potencjalnych ryzyk dla tej działalności.

8.1.1. Wewnętrzny rynek energii elektrycznej Unii Europejskiej

Celem utworzenia unijnego rynku wewnętrznego w sektorze energii jest zapewnienie sprawnego rynku, charakteryzującego się sprawiedliwym dostępem, wysokim poziomem ochrony konsumentów, a także odpowiednim zakresem połączeń międzysystemowych i zdolności wytwórczych energii. Głównym środkiem Unii Europejskiej mającym umożliwić osiągnięcie wskazanego wyżej celu jest prawodawstwo zmierzające do usunięcia przeszkód i barier w handlu, zbliżenia polityki podatkowej i cenowej oraz ujednolicenie norm i standardów, także w zakresie bezpieczeństwa i środowiska naturalnego.

8.1.1.1. Rynki finansowe (EMIR Refit)

Regulacja EMIR (ang. European Market Infrastructure Regulation) to Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji wraz z Rozporządzeniami Delegowanymi Komisji (UE) nr 148/2013 i 149/2013 z 19 grudnia 2012 r., które weszło w życie 16 sierpnia 2012 r., następnie 17 czerwca 2019 r. zostało zmienione Rozporządzeniem 2019/834 z dnia 20 maja 2019 r. (EMIR Refit) upraszczającym niektóre obowiązki zwłaszcza wobec podmiotów o niewielkich wartościach transakcji na instrumentach finansowych. Regulacja wprowadziła wymogi dotyczące zgłaszania transakcji na instrumentach pochodnych do „repozytoriów transakcji”, technik ograniczania ryzyka, w określonych przypadkach obowiązek centralnego rozliczenia transakcji przez „Kontrahentów Centralnych” (CCP)²⁾ oraz określiła sankcje za naruszenia jej postanowień.

29 kwietnia 2024 r. (po 18 miesięcznym okresie przejściowym) zacznie obowiązywać nowy technicznie sposób raportowania transakcji w oparciu o opublikowane 7 października 2022 r. Rozporządzenia zmieniające lub uzupełniające Regulacyjne Standardy Techniczne określone we wcześniejszych Rozporządzeniach. W etapie przejściowym (grace period) transakcje i pozycje, które nie zostaną rozliczone do 29 kwietnia 2024 r. będą musiały zostać zaktualizowane do najnowszych standardów w ciągu 180 dni.

8.1.1.2. REMIT

Regulacja REMIT (ang.: Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) to rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii. Na mocy rozporządzenia rynek energii elektrycznej podlega ścisłym, restrykcyjnym zasadom publikacji i jawności informacji, które mogą mieć wpływ na ceny produktów energetycznych na hurtowym rynku energii, w tym bezwzględny zakaz manipulacji rynkowej.

Z REMIT wynika obowiązek rejestracji każdego uczestnika rynku w krajowym rejestrze. Uczestnik rynku zobowiązany jest do raportowania danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń.

Z REMIT wynika także obowiązek podania do publicznej wiadomości, w postaci sformalizowanego komunikatu, tzw. informacji wewnętrznej dotyczącej zdolności i wykorzystania instalacji służących produkcji, magazynowaniu i przesyłowi energii elektrycznej, w tym dotyczącej planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji. Rozporządzenie REMIT zakazuje manipulacji oraz prób manipulacji na rynku oraz zakazuje wykorzystywania informacji wewnętrznych do działań handlowych. Rozporządzenie REMIT wyposaża organy regulacyjne w uprawnienia związane z prowadzeniem dochodzeń, egzekwowaniem przepisów rozporządzenia oraz ustanawianiem sankcji za niedochowywanie obowiązków.

²⁾ Kontrahent Centralny (CCP) oznacza osobę prawną posiadającą autoryzację ESMA (European Securities and Markets Authority), która działa pomiędzy kontrahentami Instrumentów Pochodnych będących w obrocie na co najmniej jednym rynku finansowym, stając się nabywcą dla każdego sprzedawcy i sprzedawcą dla każdego nabywcy.

8.1.1.3. Europejski system EU ETS/MSR/CBAM

Z początkiem 2021 r. rozpoczęła się tzw. IV faza w ramach systemu EU ETS. Wprowadzone w ramach systemu EU ETS zmiany (m.in. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 w zakresie utworzenia Funduszu Modernizacyjnego, czy też Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE) będą w istotnym zakresie wpływać na ramy funkcjonowania podmiotów objętych systemem EU ETS w IV fazie, tj. w latach 2021-2030. W dniu 14 lipca 2021 r. Komisja Europejska opublikowała pakiet legislacyjny „Fit for 55”, w którego skład wchodzi dyrektywa regulująca liniowy współczynnik redukcji oraz rezerwę stabilności rynkowej, które są najistotniejszymi mechanizmami w ramach systemu EU ETS, wpływającymi na zmniejszenie podaży na rynku EU ETS. Po zmianie od 2021 r. wartość liniowego współczynnika redukcji wynosiła 2,2%.

W dniu 16 maja 2023 r. w Dzienniku Urzędowym UE (L 130) opublikowane zostały zmiany legislacyjne w ramach pakietu „Fit for 55”, tj.:

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS i MSR), która weszła w życie 5 czerwca 2023 r.;
2. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism).

W ramach rewizji dyrektywy EU ETS i Decyzji MSR zwiększono współczynnik liniowy redukcji (LRF - coroczne zmniejszenie liczby uprawnień do emisji dostępnych w systemie) z obecnych 2,2% poprzez 4,3% od 2024 r. i 4,4% od 2028 r. Zwiększenie współczynnika LRF z 2,2% do 4,3% oznacza, że każdego roku, począwszy od 2024 r. do 2028 r. z całkowitej puli uprawnień w EU ETS będzie odejmowanych około 86 mln EUA zamiast 43 mln EUA. Jednocześnie, od 2024 roku liczbę uprawnień w całej Unii zwiększa się o 78,4 mln uprawnień dla transportu morskiego. Dodatkowo przewidziano zastosowanie mechanizmu jednorazowego (rebasing), czyli jednorazowej redukcji liczby uprawnień w systemie EU ETS. W 2024 roku liczba uprawnień w całej Unii zostanie zmniejszona o 90 mln. W 2026 r. liczbę uprawnień w całej Unii zmniejsza się o 27 mln uprawnień. Kwota redukcji ma odzwierciedlać redukcję emisji liniowo od 2021 r. przy nowym LRF równym 4,3%. Do końca 2030 r. utrzymano podwojony wskaźnik intake rate (do 24%), tj.: wskaźnik tempa transferu/poboru nadwyżek uprawnień do rezerwy stabilizacyjnej (tzw. MSR – Market Stability Reserve) - intake rate miał spadać do 12% od 2023 r.

Jednocześnie wprowadzono zmiany dotyczące zasad przydziału uprawnień bezpłatnych według poniższych zasad:

- a) odnośnie modernizacji sektora energetycznego – zainteresowane państwa członkowskie mogą przydzielić przejściowo bezpłatne uprawnienia dla instalacji wyłącznie w odniesieniu do inwestycji zrealizowanych do dnia 31 grudnia 2024 r.,
- b) przydział wyłącznie w celu wspomagania przełomowych/innovacyjnych technologii;
- c) w państwie członkowskim, w którym w latach 2014–2018 średni udział emisji z systemów ciepłowniczych w całej Unii podzielony przez udział tego państwa członkowskiego w całkowitym PKB Unii jest większy niż pięć, sieciom ciepłowniczym przydziela się dodatkowe przydziały bezpłatnych uprawnień w wysokości 30% pod warunkiem, że dokonuje się inwestycji odpowiadających wartości tego dodatkowego przydziału bezpłatnych uprawnień w celu znacznego zmniejszenia emisji przed 2030 r. zgodnie z planami neutralności klimatycznej. Do dnia 1 maja 2024 r. operatorzy sieci ciepłowniczej opracowują plan osiągnięcia neutralności klimatycznej dla instalacji, w odniesieniu do których ubiegają się o dodatkowy przydział bezpłatnych uprawnień,
- d) nie przydziela się żadnych bezpłatnych uprawnień instalacjom, które zaprzestały działalności. Instalacje, których zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych wygasło lub zostało cofnięte oraz instalacje, które z przyczyn technicznych nie mogą funkcjonować lub wznowić działalności, uważa się za instalacje, które zaprzestały działalności.

Wskazano wykorzystanie na cele klimatyczne w całości dochodów z aukcji uzyskanych w ramach handlu uprawnieniami, w zakresie, w jakim dochody te nie są przypisane do budżetu UE. Jednocześnie, 2,5% całkowitej liczby uprawnień w latach 2024–2030 będzie sprzedawane na aukcji na potrzeby funduszu modernizacyjnego (w celu sfinansowania za jego pośrednictwem transformacji klimatycznej energetycznej państw członkowskich o PKB na mieszkańca poniżej 75% średniej UE w latach 2016–2018). Dodatkowo, co najmniej 80% dochodów z 2% całkowitej liczby uprawnień w latach 2021 – 2030 sprzedawanych na aukcji przekazanych zostanie w celu ustanowienia funduszu na rzecz poprawy efektywności energetycznej i modernizacji systemów energetycznych uprawnień.

W związku z powyższym dostosowano zasady działania funduszu modernizacyjnego - inwestycje powinny być zgodne z celami Europejskiego Zielonego Ładu i Europejskim prawem o klimacie: eliminacja wsparcia dla inwestycji związanych z wszelkimi paliwami kopalnymi, a nie tylko ze stałymi paliwami kopalnymi; zwiększenie odsetka funduszu, który musi zostać przeznaczony na inwestycje priorytetowe; zwiększenie nacisku na źródła odnawialne i inwestycje w efektywność energetyczną w sektorze transportu, budowlanym, odpadów i rolnictwa; wsparcie dla gospodarstw domowych w celu rozwiązania problemu ubóstwa energetycznego.

Wprowadzono również dodatkowy instrument wsparcia (kontrakty na transakcje różnicowe dotyczące dwutlenku węgla) z funduszu innowacyjnego na inwestycje przyjazne dla klimatu oraz zwiększono fundusz innowacyjny. Kontrakt na transakcje różnicowe dotyczące dwutlenku węgla lub CfD (Contract of Difference) oznacza umowę między Komisją a producentem produktu niskoemisyjnego lub bezemisyjnego, wybranym w drodze procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji, takiej jak

aukcja, i na mocy, której producent otrzymuje wsparcie z funduszu innowacyjnego pokrywające różnicę między zwycięską ceną (zwaną również ceną wykonania) a ceną referencyjną wynikającą ze średniej ceny uprawnień.

Rozszerzono EU ETS na nowe sektory: transport drogowy oraz budownictwo (w odniesieniu do budynków komercyjnych) od 2027 r. oraz transport morski (stopniowe wprowadzanie przez armatorów obowiązku umarzania uprawnień: 40% dla zweryfikowanych emisji od 2024 r., 70% od 2025 r. i 100% od 2026 r.). Emisje inne niż CO₂ (metan i N₂O) będą podlegać systemowi monitorowania, raportowania i weryfikacji od 2024 r., a systemowi EU ETS od 2026 r. Komisja ma dokonać oceny możliwości włączenia do EU ETS sektora spalania odpadów komunalnych (do lipca 2026 r.) z myślą o włączeniu go od 2028 r. oraz oceny potencjalnej potrzeby umożliwienia państwom członkowskim rezygnacji z takiej ewentualności (z uwzględnieniem znaczenia, jakie mają wszystkie sektory przyczyniające się do redukcji emisji). Doszło również do rozszerzenia EU ETS na transport morski i lotnictwo.

Odnosnie Rezerwy Stabilności Rynkowej (MSR) wprowadzono dodatkowy wskaźnik pobrania - zastosowanie buforowego poboru do rezerwy stabilności rynkowej w przypadku TNAC (The Total Number of Allowances in Circulation) wynoszącej od 833 mln do 1 096 mln. W tym przypadku pobór będzie stanowił różnicę między TNAC a progiem 833 mln. Jednocześnie przewidziano mechanizm utraty ważności - począwszy od 2023 r. uprawnienia w rezerwie stabilności rynkowej przekraczające poziom wolumenu uprawnień przeznaczonych do sprzedaży na aukcji z poprzedniego roku tracą ważność. Poziom wolumenu uprawnień przeznaczonych do sprzedaży na aukcji w poprzednim roku ma zależeć jednak od różnych elementów, takich jak pułap i działanie samej rezerwy stabilności rynkowej. W celu zapewnienia większej przewidywalności poziomu uprawnień, który pozostaje w rezerwie po utracie ważności, proponuje się ograniczenie liczby uprawnień w rezerwie do poziomu 400 mln. Wartość ta ma odpowiadać również dolnemu progowi wartości TNAC, poniżej którego uprawnienia są uwalniane z rezerwy stabilności rynkowej.

Zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej z dnia 15 maja 2023 r. dot. łącznej liczby uprawnień znajdujących się w obiegu w 2022 r. do celów rezerwy stabilności rynkowej w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji ustanowionej dyrektywą 2003/87/WE:

- na dzień 31 grudnia 2022 r. w rezerwie stabilności rynkowej znajdowało się 3 001 222 787 uprawnień,
- od 1 stycznia 2023 r. 2 515 135 787 z tych uprawnień straciło ważność. Pozostałe zasoby w rezerwie wynoszą 486 087 000 uprawnień, co odpowiada wolumenowi uprawnień sprzedawanych na aukcji w 2022 r.,
- na dzień 31 grudnia 2022 r. uprawnień w obiegu pozostawało 1 134 794 738.

Na zwiększenie popytu na jednostki EUA istotny wpływ mają ogłaszane i planowane inicjatywy legislacyjne organów Unii Europejskiej, realizujące założenia ogłoszonego w 2019 r. tzw. „Europejskiego Zielonego Ładu”, w tym projekt zmiany dyrektywy EU ETS 2003/87/WE oraz decyzji 2015/1814 w sprawie rezerwy stabilności rynkowej (szczegółowe informacje nt. pakietu znajdują się w podpunkcie 8.1.1.5.).

W kontekście powyższego, w kwietniu 2023 r. w związku z planowanym opublikowaniem informacji o nadwyżce uprawnień na rynku miały miejsce tymczasowe wzrosty, mimo to zarówno w kwietniu jak i w maju odnotowano spadek notowań EU ETS. Trend nie został utrzymany i w czerwcu zaobserwowano wzrost wyceny giełdowej produktu. W dniu 11 października 2023 r. giełda European Energy Exchange (EEX), w imieniu Polski, przeprowadziła kolejną w 2023 r. aukcję uprawnień do emisji (EUA). Do sprzedaży na aukcji przeznaczonych zostało 3 347 500 EUA. Cena rozliczeniowa aukcji została ustalona na poziomie 82,68 EUR/EUA, a zakres ofert kształtował się między 70 EUR a 120 EUR za tonę CO₂. Przychód ze sprzedaży uprawnień EUA wyniósł 276 771 300 EUR. Całkowite zapotrzebowanie na uprawnienia EUA, zgłoszone przez uczestników aukcji, wyniosło 5 002 500 EUA. Oznacza to, że popyt na uprawnienia EUA był prawie 1,5-krotnie wyższy niż liczba EUA oferowana do sprzedaży w ramach aukcji.

W ramach rozporządzenia CBAM założono, że ma to być system działający równolegle z unijnym systemem handlu emisjami (EU ETS) - ma odzwierciedlać i uzupełniać jego funkcjonowanie w przypadku towarów importowanych. Stopniowo zastąpi istniejące unijne mechanizmy radzenia sobie z ryzykiem ucieczki emisji, w szczególności przydział bezpłatnych uprawnień w ramach EU ETS. Konstrukcja CBAM ma zmierzać do stopniowego wycofywania bezpłatnych uprawnień do emisji i stopniowym wprowadzaniu mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM). Współczynnik CBAM powinien wynosić 100% dla okresu między wejściem w życie tego rozporządzenia a końcem 2025 r. i z zastrzeżeniem stosowania przepisów, o których mowa w art. 36 ust. 2 lit. b) tego rozporządzenia: 97,5% w 2026 r., 95% w 2027 r., 90% w 2028 r., 77,5% w 2029 r., 51,5% w 2030 r., 39% w 2031 r., 26,5% w 2032 r. i 14% w 2033 r. Od 2034 r. nie stosuje się współczynnika CBAM.

Działanie mechanizmu CBAM ma być oparte na „certyfikacie CBAM” - certyfikat w formacie elektronicznym odpowiadający jednej tonie emisji ekwiwalentu dwutlenku węgla związanej z importowanymi towarami.

Stosowanie, w pierwszej fazie, wobec towarów wytwarzanych w wysokoemisyjnych sektorach: żelaza i stali, cementu, nawozów, aluminium, energii elektrycznej i wodoru – określonych w załączniku I do Rozporządzenia CBAM. Obliczenie opłaty będzie dokonywane na podstawie „poziomu emisji wbudowanych” i zweryfikowanych przez weryfikatora akredytowanego (poziomy emisji wbudowanych oznaczają emisje bezpośrednie uwalniane podczas produkcji towarów oraz emisje pośrednie pochodzące z wytwarzania energii elektrycznej zużywanej podczas procesów produkcyjnych, których poziom oblicza się zgodnie z metodami określonymi w rozporządzeniu). Przywożenie towarów na obszar celny Unii dokonywane będzie wyłącznie przez upoważnionego zgłaszającego CBAM. Importer mający siedzibę w państwie członkowskim, przed przywozem towarów na obszar celny Unii, składa wniosek o przyznanie statusu upoważnionego zgłaszającego CBAM (zwany dalej „wnioskiem o udzielenie upoważnienia”). Wniosek o udzielenie upoważnienia składa się za pośrednictwem rejestru CBAM. Upoważniony zgłaszający CBAM prowadzi rejestry dokumentów wymaganych do wykazania, że zadeklarowane emisje wbudowane podlegały opłacie emisyjnej w państwie

pochodzenia towarów, która została faktycznie uiszczona. W celu uwzględnienia opłaty emisyjnej uiszczanej w państwie pochodzenia w odniesieniu do zadeklarowanych emisji wbudowanych upoważniony zgłaszający CBAM może zgłosić w swojej deklaracji CBAM zmniejszenie liczby certyfikatów CBAM, które mają zostać przekazane do umorzenia. Zmniejszenie można zgłosić tylko wtedy, gdy opłata emisyjna została faktycznie uiszczona w państwie pochodzenia.

Do dnia 31 maja każdego roku, a po raz pierwszy w roku 2027 na rok 2026, każdy upoważniony zgłaszający CBAM składa za pośrednictwem rejestru CBAM, deklarację CBAM za poprzedni rok kalendarzowy. Sprzedaż certyfikatów CBAM przez Państwo członkowskie „upoważnionym zgłaszającym CBAM” mającym siedzibę w tym państwie członkowskim świadczona będzie na wspólnej centralnej platformie. Komisja obliczy cenę certyfikatów CBAM jako średnią cen rozliczenia aukcji uprawnień w ramach EU ETS na platformie aukcyjnej zgodnie z procedurami określonymi w rozporządzeniu (UE) nr 1031/2010 w odniesieniu do każdego tygodnia kalendarzowego. Do dnia 31 maja każdego roku, a po raz pierwszy w roku 2027 na rok 2026, upoważniony zgłaszający CBAM przekazuje do umorzenia za pośrednictwem rejestru CBAM certyfikaty CBAM w liczbie odpowiadającej emisjom wbudowanym zadeklarowanym. Komisja usuwa z rejestru CBAM certyfikaty CBAM przekazane do umorzenia. Upoważniony zgłaszający CBAM zapewnia, aby na jego rachunku w rejestrze CBAM była dostępna wymagana liczba certyfikatów CBAM. Na odpowiedni wniosek upoważnionego zgłaszającego CBAM państwo członkowskie, w którym ma on siedzibę, odkupuje nadwyżkowe certyfikaty CBAM pozostałe na rachunku zgłaszającego w rejestrze CBAM po przekazaniu certyfikatów do umorzenia. Komisja odkupuje nadwyżkowe certyfikaty CBAM za pośrednictwem wspólnej centralnej platformy. Cena odkupu każdego certyfikatu CBAM jest równa cenie zapłaconej przez upoważnionego zgłaszającego CBAM za dany certyfikat w czasie zakupu.

W dniu 1 lipca każdego roku Komisja anuluje certyfikaty CBAM, które zakupiono w roku przed poprzednim rokiem kalendarzowym i które pozostają w rejestrze CBAM na rachunku upoważnionego zgłaszającego CBAM. Te certyfikaty CBAM są anulowane bez rekompensaty.

Zgodnie z zapowiedziami, 1 października 2023 r., rozpoczyna się okres przejściowy w stosowaniu mechanizmu CBAM. Stosowanie mechanizmu w pierwszych latach (aż do końca 2025 r.) będzie miało charakter głównie sprawozdawczy. Następnie CBAM będzie wprowadzany stopniowo i równoległe do wycofywania bezpłatnych uprawnień EU ETS.

8.1.1.4. Działania zmierzające do liberalizacji rynków gazu i energii elektrycznej

Pierwsze dyrektywy w sprawie liberalizacji (pierwszy pakiet energetyczny) zostały przyjęte w 1996 r. (w odniesieniu do energii elektrycznej) i 1998 r. (w odniesieniu do gazu), natomiast termin ich transpozycji do systemów prawnych państw członkowskich wyznaczono na 1998 r. (energia elektryczna) i 2000 r. (gaz).

Drugi pakiet energetyczny przyjęto w 2003 r., a wchodzące w jego skład dyrektywy należało przetransponować do prawa krajowego państw członkowskich do 2004 r., przy czym niektóre przepisy weszły w życie dopiero w 2007 r. Od tego czasu konsumenci, odbiorcy przemysłowi i państwa członkowskie mogli swobodnie wybierać swojego dostawcę gazu i energii elektrycznej spośród szerszego grona konkurentów.

Trzeci pakiet energetyczny przyjęto w kwietniu 2009 r. Zakres jego regulacji miał na celu dalszą liberalizację wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu. Zmieniał on drugi pakiet i stanowił fundament procesu realizacji wewnętrznego rynku energii.

W czerwcu 2019 r. przyjęto czwarty pakiet energetyczny składający się z jednej dyrektywy (dyrektywa w sprawie energii elektrycznej 2019/944/UE) i trzech rozporządzeń (rozporządzenie w sprawie energii elektrycznej 2019/943/UE, rozporządzenie w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń 2019/941/UE i rozporządzenie ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki 2019/942/UE). W ramach tego pakietu wprowadzono nowe regulacje mające na celu zaspokojenie potrzeb w zakresie energii ze źródeł odnawialnych oraz przyciągnięcie inwestycji w tym zakresie. Przewidziano zachęty dla konsumentów i wprowadzono nowy limit, poniżej którego elektrownie kwalifikują się do otrzymywania dotacji w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych. Nałożono również na państwa członkowskie obowiązek przygotowania planów awaryjnych na wypadek kryzysów elektroenergetycznych oraz zwiększono kompetencje ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) w zakresie transgranicznej współpracy regulacyjnej w przypadku, gdy istnieje ryzyko rozdrobnienia krajowego i regionalnego.

Piąty pakiet energetyczny „Gotowi na 55/Fit for 55” został opublikowany w 14 lipca 2021 r. w celu dostosowania celów energetycznych UE do nowych europejskich celów klimatycznych na lata 2030 i 2050.

W związku z inwazją Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. i po całkowitym odcięciu przez Rosję dostaw gazu do Europy, skutkującym kryzysem energetycznym, UE postanowiła podjąć działania zmierzające do jak najszybszego zaprzestania importu wszystkich rosyjskich paliw kopalnych, wprowadzenia środków mających sprzyjać oszczędności energii, dywersyfikacji importu energii, przyjęcia środków strukturalnych na rynkach energii elektrycznej i gazu oraz przyspieszenia rozwoju odnawialnych źródeł energii. Już 24 lutego 2022 r. Przywódcy UE, zebrani na posiedzeniu Rady Europejskiej uzgodnili konieczność wprowadzenia dalszych sankcji wobec Rosji, które miały objąć m.in. sektor energii. Dnia 8 kwietnia 2022 r. Rada UE przyjęła tzw. 5. pakiet sankcji, w ramach którego wprowadzono m.in. zakaz zakupu, importu lub transferu węgla i innych stałych paliw kopalnych do UE, jeżeli pochodzą one z Rosji lub są eksportowane z Rosji. Ww. zakaz importu węgla wszedł w życie od sierpnia 2022 r. Do momentu wprowadzenia sankcji Rosja eksportowała do UE ok. 20% swojej produkcji węgla kamiennego, zarabiając na tym ok. 8 mld euro rocznie. Dnia 3 czerwca 2022 r. Rada UE przyjęła tzw. 6. pakiet sankcji, w ramach którego zakazała m.in. zakupu, importu lub transferu ropy naftowej transportowanej drogą morską i niektórych produktów ropopochodnych z Rosji do UE. Zakaz ten zaczął obowiązywać 5 grudnia 2022 r. w przypadku ropy i 5 lutego 2023 r. w przypadku rafinowanych produktów ropopochodnych. Tymczasowe odstępstwo od ww. zakazu dotyczy ropy importowanej rurociągiem do państw UE, które z powodu położenia geograficznego są szczególnie zależne od dostaw z Rosji. Pod koniec lutego 2023 r., w ramach tzw. 10. Pakietu sankcji UE

zakazała również udostępniania magazynów gazu znajdujących się w UE w celu przechowywania gazu pochodzącego z Rosji. Unijne sankcje nie objęły importu gazu ziemnego z Rosji, jednak w 2022 r. większość państw UE zaprzestała zakupu paliwa dostarczanego do Europy przez rosyjską spółkę Gazprom. Z jednej strony było to wynikiem decyzji politycznych zmierzających ku dywersyfikacji dostaw gazu do UE i uzależnienia się od rosyjskiego gazu, z drugiej strony wynikało to z działań Gazpromu, który jednostronnie pozrywał obowiązujące umowy, próbując narzucić odbiorcom płatności w rublach. Wyżej wymieniona sytuacja utrzymuje się również w 2023 r.

8.1.1.5. „Gotowi na 55/Fit for 55”

W marcu 2020 r. Komisja przedstawiła wniosek w sprawie Europejskiego prawa o klimacie w celu obniżenia emisyjności w Europie do zera do 2050 r. W planie w zakresie celów klimatycznych Komisja zaproponowała podwyższenie celu Unii dotyczącego redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. do poziomu co najmniej 55% poniżej poziomów z 1990 r., co stanowi znaczny wzrost w porównaniu z obecnym celem wynoszącym 40%. W planie w zakresie celów klimatycznych określono również zakres wymaganych działań we wszystkich sektorach gospodarki, w tym zmian kluczowych instrumentów legislacyjnych służących osiągnięciu tego bardziej ambitnego celu oraz wywiązaniu się ze zobowiązania określonego w komunikacie w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu, aby zaproponować kompleksowy plan na rzecz zwiększenia w odpowiedzialny sposób celu Unii Europejskiej na 2030 r. do 55%. Aby zrealizować te cele, w programie prac Komisji Europejskiej na 2021 r. zapowiedziano pakiet „Gotowi na 55” („Fit for 55”), mający pozwolić ograniczyć emisje gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. oraz osiągnąć neutralność klimatyczną Europy do 2050 r. Pakiet obejmuje m.in. następujące dokumenty i proponuje wprowadzenie m.in. następujących zmian:

- rewizja Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942

- W dniu 15 grudnia 2021 r. Komisja Europejska przedłożyła wniosek zmiany rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942;
- W dniu 15 grudnia 2022 r. przyjęto podejście ogólne Rady, które zakłada:
 - zakaz, od dnia 1 stycznia 2025 r. spalania w pochodni – ze skutecznością niszczenia i usuwania poniżej 98% – metanu ze stacji odmetanowania, z wyjątkiem sytuacji awaryjnej, niesprawności lub nieuniknionej i absolutnie niezbędnej konserwacji;
 - od dnia 1 stycznia 2027 r., zakaz uwalniania metanu do atmosfery z szybów wentylacyjnych w kopalniach węgla, innych niż kopalnie węgla koksowego, emitujących ponad 5 ton metanu na kilotonę wydobytego węgla;
 - od dnia 1 stycznia 2031 r. zakazuje się uwalniania metanu do atmosfery z szybów wentylacyjnych w kopalniach węgla, innych niż kopalnie węgla koksowego, emitujących ponad 3 tony metanu na kilotonę wydobytego węgla. Progi te stosuje się rocznie na kopalnię.
- Dodatkowo:
 - państwa członkowskie powinny opracować własny plan redukcji emisji, biorąc pod uwagę te ograniczenia i techniczną wykonalność ograniczenia emisji metanu z nieczynnych kopalń (ograniczenia geologiczne i względy środowiskowe uniemożliwiają przyjęcie uniwersalnego podejścia do ograniczania emisji metanu z nieczynnych podziemnych kopalń węgla);
 - każde państwo członkowskie ma być zobowiązane do wyznaczenia co najmniej jednego właściwego organu do nadzorowania operatorów (zobowiązanych do współpracy z tym organem) w zakresie skutecznego wypełniania nałożonych na nich rozporządzeniem obowiązków, m.in. w zakresie: ciągłego prowadzenia pomiarów i kwantyfikacji emisji metanu z szybów wentylacyjnych w podziemnych kopalniach węgla; ciągłego prowadzenia pomiarów metanu uwalnianego do atmosfery i spalaniego w pochodni w stacjach odmetanowania oraz stosowania określonych współczynników emisji w odniesieniu do odkrywkowych kopalń węgla.

- rewizja Dyrektywy 2018/2001/UE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych:

- modyfikacja definicji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego i definicji wartości standardowej oraz dodanie nowych definicji, m.in. paliw odnawialnych, obszaru rynkowego, inteligentnego systemu pomiarowego, punktu ładowania, uczestnika rynku, rynku energii elektrycznej, baterii do użytku domowego, akumulatora pojazdów elektrycznych, baterii przemysłowej, stanu zdrowia baterii, jej poziomu naładowania, wartości zadanej mocy, inteligentnego ładowania, organu regulacyjnego, ładowania dwukierunkowego, punktu ładowania o normalnej mocy, przemysłu;
- zwiększenie celu w zakresie udziału energii z OZE do 45%³⁾;
- zwiększony roczny cel zużycia OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa systemowego o 1,1% rocznie do 2030 r.;
- nowy orientacyjny unijny cel, zgodnie z którym udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii w budynkach ma wynosić 49% do 2030 r.;

³⁾ Ponad 20% energii zużywanej w UE pochodzi z OZE. To ponad dwukrotny wzrost od 2004 roku. Obecny cel UE wynosi 32% do 2030 r., ale jest korygowany w górę wraz z aktualizacją celów dotyczących budynków, ogrzewania i chłodzenia oraz przemysłu. We wrześniu 2022 r. Parlament zażądał zwiększenia celu na 2030 r. do 45%.

- zaostrenie obowiązujących kryteriów zrównoważonego rozwoju do produkcji biomasy rolniczej również do biomasy leśnej;
- zastosowanie progów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku produkcji energii elektrycznej, ogrzewania i chłodzenia z paliw z biomasy także dla istniejących instalacji tj. 70% do końca 2025 r. i 80% od początku 2026 r.;
- zobowiązanie państw członkowskich do wspólnego ustalania oraz do wyrażenia zgody na współpracę w kwestii ilości wytwarzanej energii z morskich źródeł odnawialnych, która powinna być generowana w każdym basenie morskim do 2050 r., a także do wyznaczenia etapów pośrednich na 2030 i 2040 r.;
- zaostrenie warunków udziału instalacji wykorzystujących biomasę w systemach wsparcia, w tym poprzez proponowaną hierarchię postępowania z biomasą;
- wprowadzenie z początkiem 2027 r. zasady braku wsparcia na produkcję energii elektrycznej z biomasy leśnej w instalacjach wytwarzających wyłącznie energię elektryczną.

W dniu 9 listopada 2022 r. Komisja zaproponowała kolejną zmianę (RED IV) rozporządzenia Rady, które ustanawia ramy służące przyspieszonemu wdrażaniu energii ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z wnioskiem elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii będą uznawane za leżące w nadrzędnym interesie publicznym, co umożliwiłoby przyspieszenie nowych procedur wydawania pozwoleń i pozwoliłoby na konkretne odstępstwa od prawodawstwa UE w zakresie ochrony środowiska.

W dniu 16 czerwca 2023 r. COREPER (Komitet Stałych Przedstawicieli Rządów Państw Członkowskich przy Unii Europejskiej) zatwierdził porozumienie między Radą i Parlamentem Europejskim w przedmiocie „Dyrektywy zmieniającej dyrektywę w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych” (tzw. „rewizja Dyrektywy RED”, „Dyrektywa REDIII”, ang. Renewable Energy Directive), wchodzącej w skład pakietu legislacyjnego „Fit for 55”, opublikowanego przez Komisję Europejską 14 lipca 2021 r. Rada UE przyjęła w dniu 9 października 2023 r. wniosek w sprawie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą Dyrektywę Rady (UE) 2015/652, w skrócie zwaną „Dyrektywą REDIII”. W czekającym na publikację dokumencie zawarto następujące kwestie:

- zwiększenie udziału energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii w UE do 42,5%. Jednocześnie proponuje się niewiążący cel do zwiększenia przez państwa członkowskie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r. do 45%. Dodatkowo, państwa członkowskie wyznaczają orientacyjny cel dla innowacyjnych technologii energii odnawialnej w wysokości co najmniej 5% nowej zainstalowanej mocy energii odnawialnej do 2030 r. ;
- orientacyjny cel, by w 2030 r. udział energii odnawialnej w budynkach wynosił co najmniej 49%. Porozumienie zakłada zwiększanie wiążących celów dotyczących energii odnawialnej w ogrzewaniu i chłodzeniu na szczeblu krajowym: o co najmniej 0,8 punktu procentowego r. jako średnią roczną obliczoną dla okresu 2021-2025 i o co najmniej 1,1 punktu procentowego jako średnią roczną obliczoną dla okresu 2026-2030. Minimalny średni wskaźnik roczny mający zastosowanie do wszystkich państw członkowskich będzie uzupełniony poprzez orientacyjne dodatkowe cele obliczone indywidualnie dla każdego państwa członkowskiego;
- zaostrenie kryteriów zrównoważonego wykorzystywania biomasy do produkcji energii (w szczególności biomasy leśnej), tak by zmniejszyć ryzyko niezrównoważonej produkcji bioenergii. Jednocześnie, wprowadzona zostanie zasada kaskadowego wykorzystania biomasy;
- wiążący cel cząstkowy: zaawansowane biopaliwa (zazwyczaj pochodzące z surowców niespożywczych) i paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego (głównie wodór odnawialny i oparte na wodorze paliwa syntetyczne) mają generować 5,5% energii odnawialnej dostarczanej do sektora transportu. W ramach tego celu paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego mają w 2030 r. generować co najmniej 1% energii odnawialnej dostarczanej do sektora transportu;
- możliwość wyboru przez państwa członkowskie: celu 14,5% redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych w transporcie przy wykorzystaniu OZE albo celu 29% w zakresie udziału OZE w finalnym zużyciu energii w transporcie w 2030 r.;
- roczne zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej w przemyśle o co najmniej 1,6 punktu procentowego jako średnia roczna obliczona dla okresów 2021- 2025 i 2026-2030 oraz ustalenie wiążącego celu, że do 2030 r. co najmniej 42% wykorzystywanego w przemyśle wodoru, pochodzić będzie z paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego oraz, że do 2035 r. udział ten będzie wynosił 60%. Porozumienie wprowadza możliwość obniżenia przez państwa członkowskie wkładu paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego w przemyśle o 20% w 2030 r. pod dwoma warunkami: państwo członkowskie jest na dobrej drodze do osiągnięcia swojego wkładu krajowego w realizację wiążącego ogólnego celu unijnego określonego w dyrektywie, który jest co najmniej równoważny ich oczekiwanemu wkładowi krajowemu; udział wodoru z paliw kopalnych zużywanego w danym państwie członkowskim nie przekracza 23% w 2030 r. i 20% w 2035 r.
- przyspieszoną procedurę wydawania pozwoleń. Państwa członkowskie wskażą obszary akceleracji OZE, w których możliwe będzie zastosowanie uproszczonej i przyspieszonej procedury wydawania pozwoleń (dla wskazanych przez państwo członkowskie obszarów będzie to 12 miesięcy, dla pozostałych – 24 miesiące);

- zobowiązanie OSP i OSD do cyfrowego udostępniania informacji na temat udziału odnawialnej energii elektrycznej i zawartości emisji gazów cieplarnianych w energii elektrycznej dostarczanej w każdym obszarze rynkowym, z możliwie największą dokładnością w przedziałach czasowych odpowiadających częstotliwości rozliczeń rynkowych, ale nie dłuższych niż jedna godzina, wraz z prognozami, jeżeli są one dostępne;
- zobowiązanie państw członkowskich, aby zapewniły wydawanie gwarancji pochodzenia w odpowiedzi na wniosek producenta energii ze źródeł odnawialnych, w tym gazowych paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, takich jak wodór. Gwarancje te nie będą wydawane bezpośrednio producentowi, lecz dostawcy lub konsumentowi, który kupuje energię w konkurencyjnym środowisku albo w ramach długoterminowej umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej;
- zobowiązanie państw członkowskich do promowania testowania innowacyjnych technologii energii odnawialnej w celu wytwarzania, udostępniania i magazynowania energii odnawialnej poprzez projekty pilotażowe w rzeczywistym środowisku, przez ograniczony okres czasu, zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami UE i przy zastosowaniu odpowiednich zabezpieczeń w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu energetycznego i uniknięcia nieproporcjonalnego wpływu na funkcjonowanie rynku wewnętrznego, pod nadzorem właściwego organu;
- zobowiązanie państw członkowskich, aby w terminie 18 miesięcy od wejścia w życie zmienionej dyrektywy przeprowadziły skoordynowane mapowanie w celu wdrożenia energii odnawialnej na swoim terytorium. Mapowanie ma polegać na zidentyfikowaniu potencjału krajowego i dostępnej powierzchni ziemi, wód podpowierzchniowych, morskich lub śródlądowych niezbędnych do zainstalowania instalacji do produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz związanej z nimi infrastruktury, takiej jak sieć i obiekty magazynowania, w tym magazynowania termicznego, które są wymagane do osiągnięcia co najmniej krajowego wkładu w realizację celu w zakresie energii odnawialnej na 2030 r. Takie obszary, w tym istniejące zakłady i mechanizmy współpracy, muszą być współmierne do szacowanych trajektorii i łącznej planowanej mocy zainstalowanej w podziale na technologie energii odnawialnej określone w krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu;
- w terminie 27 miesięcy od dnia wejścia w życie zmienionej dyrektywy, państwa członkowskie muszą zapewnić przyjęcie przez właściwe organy planu lub planów wyznaczających, jako podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b, obszary przyspieszenia w zakresie odnawialnych źródeł energii dla co najmniej jednego rodzaju odnawialnych źródeł energii. W tym celu państwa członkowskie mogą wykluczyć spalanie biomasy i elektrownie wodne.

- rewizja Dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EED):

- wyznaczanie przez państwa członkowskie orientacyjnych wkładów w zakresie zużycia energii końcowej i pierwotnej, w celu osiągnięcia efektywności energetycznej;
- zmiana definicji efektywnych systemów ciepłowniczych i systemów chłodnictwa poprzez wprowadzenie progresywnie zmiennych minimalnych warunków jakie musi spełnić instalacja, aby była zakwalifikowana jako efektywna;
- państwa członkowskie wspólnie zapewnią redukcję końcowego zużycia energii o co najmniej 11,7% w 2030 r. w stosunku do prognoz zużycia energii na 2030 r. sporządzonych w 2020 r. Przekłada się to na górną granicę końcowego zużycia energii w UE na poziomie 763 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej oraz 993 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej na zużycie pierwotne. Państwa członkowskie muszą osiągnąć skumulowane oszczędności końcowego zużycia energii równoważne co najmniej ust. 1 b) nowym oszczędnościom w każdym roku od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030 r. w wysokości: (i) 0,8% rocznego zużycia energii końcowej od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2023 r., uśrednionego dla ostatnich trzech lat poprzedzających dzień 1 stycznia 2019 r. (ii); 1,3% rocznego zużycia energii końcowej od dnia 1 stycznia 2024 r. do dnia 31 grudnia 2025 r., uśrednionego dla ostatnich trzech lat poprzedzających dzień 1 stycznia 2019 r.; (iii) 1,5% rocznego zużycia energii końcowej od dnia 1 stycznia 2026 r. do dnia 31 grudnia 2027 r., uśrednionego dla ostatnich trzech lat poprzedzających dzień 1 stycznia 2019 r.; (iv) 1,9% rocznego zużycia energii końcowej od dnia 1 stycznia 2028 r. do dnia 31 grudnia 2030 r., uśrednionego dla ostatnich trzech lat poprzedzających dzień 1 stycznia 2019 r. (wyjątek Cypr i Malta – 0,24%), przy czym będą mogły przenieść maksymalnie 10% nadwyżki oszczędności na kolejny okres;
- sektor publiczny został zobowiązany do zmniejszenia zużycia energii o 1,7% rocznie lub o co najmniej 1,9% rocznie w przypadku wyłączenia transportu publicznego lub sił zbrojnych;
- określenie, że co najmniej 3% całkowitej powierzchni ogrzewanych lub chłodzonych budynków będących własnością instytucji publicznych było poddawane corocznej renowacji, w celu przynajmniej przekształcenia ich w budynki o niemal zerowym zużyciu energii;
- określenie, że dostawy, usługi i roboty budowlane udzielane w ramach zamówień publicznych powinny być o bardzo dobrej charakterystyce energetycznej;
- wdrożenie systemu zarządzania energią przez przedsiębiorstwa, których średnie roczne zużycie energii w ciągu ostatnich trzech lat i przy uwzględnieniu wszystkich nośników energii przekroczyło 85 TJ bądź objęcie ich audytem energetycznym;
- wprowadzenie obowiązków sprzedawcy względem odbiorców końcowych i użytkowników końcowych dot. treści umowy i zasad jej wykonywania;

- przepis o przejrzystości zużycia energii przez ośrodki przetwarzania danych. Od 2024 r. miałyby one co roku publikować informacje na temat swojego zużycia energii. Informacje te Komisja ma gromadzić w publicznej unijnej bazie danych.

Rewizja dyrektywy EED została przyjęta przez Radę po pierwszym czytaniu w Parlamencie Europejskim, a w dniu 20 września 2023 r. opublikowana w Europejskim Dzienniku Urzędowym.

W dniu 14 marca 2023 r. Parlament Europejski zatwierdził stanowisko w sprawie dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD). Zgodnie z podejściem przyjętym przez Parlament w wyniku głosowania plenarnego, budynki mieszkalne muszą osiągnąć co najmniej klasę energetyczną E do 2030 r., a D do 2033 r. Jeśli chodzi o budynki niemieszkalne i publiczne, to musiałyby one osiągnąć te same klasy odpowiednio do 2027 r. i 2030 r. Dodatkowo, wszystkie nowe budynki powstające w UE muszą być zeroemisyjne od 2028 r. Kolejnym krokiem dla dyrektywy EPBD są trylogie (koalicja ponad 15 państw członkowskich zasygnalizowała opozycyjny nacisk na obowiązkowe renowacje budynków).

- rewizja Dyrektywy o opodatkowaniu produktów energetycznych i energii elektrycznej (ETD):

- rozbudowa katalogu produktów energetycznych i ustalenie minimalnego opodatkowania do każdego produktu;
- możliwość stosowania obniżonych stawek podatkowych (zgodnie z wytycznymi dyrektywy) dla energii elektrycznej z OZE, energia elektryczna bez względu na przeznaczenie będzie najniżej opodatkowana;
- możliwość stosowania obniżonych stawek podatkowych dla energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, spełniającej definicję wysokosprawnej kogeneracji z dyrektywy EED. Zmiany dyrektywy nie zakładają jednak możliwości fakultatywnego zniesienia akcyzy dla kogeneracji. Dyrektywa nie precyzuje wystarczająco sytuacji dotyczącej kogeneracji;
- ogólne przewartościowanie źródeł energii prowadzące do zniechęcenia do korzystania z paliw kopalnianych, a zachęcania do korzystania z alternatywnych źródeł - ustanowienie minimalnej wartości stawek opodatkowania w odniesieniu do poszczególnych produktów energetycznych – im czystsze źródło energii, tym mniejsze opodatkowanie;
- zmniejszenie wszelkiego rodzaju zwolnień i zniżek prowadzących do fragmentacji rynku wewnętrznego;
- możliwość zastosowania minimalnej stawki opodatkowania dla paliw do ogrzewania w odniesieniu do gospodarstw domowych w trudnej sytuacji – okres przejściowy 10 lat;
- propozycja stawek minimalnego opodatkowania dla paliw do ogrzewania klaruje się na poziomach odpowiednio: dla gazu ziemnego i niezrównoważonego biogazu wyjściowo w 2023 r. 0,60 EUR/GJ, docelowo 0,90 EUR/GJ w 2033 r., dla węgla od 2023 r. 0,90 EUR/GJ, dla zrównoważonego biogazu od 2023 r. 0,45 EUR/GJ, dla niezrównoważonej biomasy leśnej od 2023 r. 0,90 EUR/GJ oraz dla zrównoważonej biomasy leśnej od 2023 r. 0,45 EUR/GJ;
- propozycja stawki minimalnego opodatkowania dla energii elektrycznej wynosi 0,15 EUR/GJ od 2023 r.;
- dostosowanie do nowych celów redukcyjnych rozporządzenia w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem (LULUCF)⁴.

Projekt oczekuje na stanowisko komisji przedmiotowo właściwej.

- rewizja rozporządzenia w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego:

- proponuje dla każdego państwa członkowskiego zaostrzenie wartości docelowych w zakresie redukcji emisji w przypadku budynków, transportu drogowego i krajowego transportu morskiego, rolnictwa, odpadów i małych sektorów przemysłu.

- Rozporządzenie ustanawiające normy emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych

- w dniu 15 maja 2023 r. weszło w życie rozporządzenie w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631 w odniesieniu do wzmocnienia norm emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych zgodnie z ambitniejszymi celami klimatycznymi Unii. Nowe przepisy wyznaczają następujące cele: docelową redukcję emisji CO₂ o 55% w przypadku nowych samochodów osobowych i o 50% w przypadku nowych samochodów dostawczych między 2030 a 2034 r. w porównaniu z poziomami z 2021 r. Docelową redukcję emisji CO₂ o 100% w przypadku zarówno nowych samochodów osobowych, jak i nowych samochodów dostawczych od 2035 r.;
- od 2025 r. do końca 2029 r. wprowadzony zostanie mechanizm zachęt regulacyjnych dotyczący pojazdów bezemisyjnych i niskoemisyjnych (ZLEV).

Ponadto rozporządzenie zawiera inne przepisy, takie jak:

- zmniejszenie limitu jednostek emisji przyznawanych producentom na ekoinnowacje, które w sposób możliwy do zweryfikowania zmniejszają emisje CO₂ w ruchu drogowym, do maksymalnie 4 g/km rocznie między 2030 r. a końcem 2034 r. (obecnie: 7 g/km rocznie);
- wspólna unijna metodyka oceny pełnego cyklu życia emisji CO₂ z samochodów osobowych i dostawczych wprowadzanych na rynek UE, a także zużywanych przez nie paliw i energii, którą to metodykę Komisja ma opracować do 2025 r.

⁴ Porozumienie polityczne w sprawie zwiększenia wkładu sektora użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa.

W rozporządzeniu zachowano odstępstwo dla drobnych producentów do końca 2035 r.

- Rozporządzenie w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem (LULUCF):

- w dniu 16 maja 2023 r. Rada zatwierdziła rozporządzenie mające zminimalizować ryzyko wylesiania i degradację lasów, z którymi związane są produkty wprowadzane na unijny rynek lub eksportowane z UE. Rozporządzenie ustanawia ogólny cel UE dotyczący usuwania dwutlenku węgla przez naturalne pochłaniacze odpowiadający 310 mln ton emisji CO₂ do 2030 r. Do 2035 r. UE powinna dążyć do osiągnięcia neutralności klimatycznej w sektorach użytkowania gruntów, leśnictwa i rolnictwa, co dotyczy również emisji rolniczych innych niż CO₂.

- rewizja dyrektywy w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych:

- Rada Unii Europejskiej przyjęła w dniu 25 lipca 2023 r., w pierwszym czytaniu wnioszek Komisji dot. Rozporządzenia PE i Rady w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylecia dyrektywy 2014/94/UE;
- proponuje nałożyć na państwa członkowskie wymóg zwiększenia zdolności ładowania proporcjonalnie do sprzedaży samochodów bezemisyjnych oraz wymóg instalacji punktów ładowania i tankowania na głównych autostradach w regularnych odstępach: co 60 km w przypadku ładowania energią elektryczną i co 150 km w przypadku tankowania wodoru.
- do dnia 31 grudnia 2024 państwa członkowskie zobowiązane są przygotować i przekazać Komisji projekt krajowych ram polityki w zakresie rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju odpowiedniej infrastruktury (tutaj istotny może być wpływ Grupy Kapitałowej ENEA na jej kształt).
- ponadto określa się także obowiązek w zakresie sprawozdawczości z realizacji wskazanych przez siebie krajowych ram polityki. Pierwszy termin to 31 grudnia 2027 r., kolejne terminy wskazane są co 2 lata.
- Rozporządzenie nie zawiera informacji i wymagań w zakresie wykonawców i wymogów technicznych wykonania stacji. Kwestie te mogą być przedmiotem wspomnianych wyżej krajowych ram polityki (Rozporządzenie w artykule 14 ust. 2 lit. c wskazuje, że minimalnym wymogiem krajowych ram polityki są: „polityki i środki niezbędne do zapewnienia realizacji obowiązkowych wartości docelowych i celów”).

Rozporządzenie zostało opublikowane w Europejskim Dzienniku Urzędowym w dniu 20 września 2023 r. Rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po dniu opublikowania w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. Państwa Członkowskie będą zobowiązane zapewnić krajowe rozwiązania prawne pozwalające na realizację założeń AFIR (Regulation for the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure, jako rozporządzenia - stosowanego bezpośrednio). W tym celu każdy kraj UE będzie zobowiązany przedstawić Komisji Europejskiej, do 1 stycznia 2024 r., projekt krajowej polityki wdrażającej cele AFIR. Z kolei poziom wykonania przyjętych polityk podlegać będzie obowiązkowej sprawozdawczości co dwa lata, po raz pierwszy przed 1 stycznia 2027 r.

8.1.1.6. Taksonomia UE

Narzędziem, dzięki któremu prywatne środki inwestycyjne mają stać się instrumentem realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu jest tzw. unijna Taksonomia.

Dnia 15 lipca 2022 roku opublikowano w Dzienniku Urzędowym UE Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej.

Rozporządzenie weszło w życie 4 sierpnia 2022 r., natomiast stosowane jest od 1 stycznia 2023 r.

Rozporządzenie to uwzględnia następujące zmiany w unijnej Taksonomii:

- ustanowienie technicznych kryteriów kwalifikacji dla rodzajów działalności prowadzonej w sektorach gazu ziemnego i energii jądrowej, których spełnienie pozwoli uznać taką inwestycję za zrównoważoną;
- zaakcentowanie przejściowego charakteru uwzględnienia jako zrównoważonej środowiskowo działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej lub ciepła/chłodu lub kogeneracji przy zastosowaniu gazów kopalnych;
- przedsiębiorstwa niefinansowe prowadzące działalność taką jak: wytwarzanie energii elektrycznej, wysokosprawna kogeneracja energii elektrycznej i ciepła/chłodu oraz produkcja ciepła/chłodu z gazów kopalnych mają od 1 stycznia 2023 r. ujawniać informacje na temat tego jaka część prowadzonych przez nie działalności w wyżej wymienionych sektorach jest zgodna i niezgodna z założeniami „Taksonomii”.

Ponadto, rozporządzenie to zawiera deklarację, zgodnie z którą OZE będą odgrywać zasadniczą rolę w realizacji celów Unii w zakresie klimatu i środowiska oraz postulat zwiększenia inwestycji w OZE.

8.1.1.7. REPowerEU

W odpowiedzi na trudności i zakłócenia na światowym rynku energii spowodowane inwazją Rosji na Ukrainę Komisja Europejska przedstawiła 18 maja 2022 r. plan REPowerEU.

REPowerEU to plan Komisji Europejskiej polegający na uniezależnieniu Europy od rosyjskich paliw kopalnych na długo przed 2030 r. w związku z rosyjską inwazją na Ukrainę. REPowerEU opiera się na założeniach pakietu Fit for 55 nie zmienia zatem

kluczowych założeń dotyczących osiągnięcia co najmniej 55% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. i neutralności klimatycznej do 2050 r. Środki przewidziane w planie REPowerEU mogą być odpowiedzią na ten ambitny cel. Do tych środków należą: oszczędność energii, dywersyfikacja dostaw energii oraz przyspieszone wprowadzanie energii ze źródeł odnawialnych w celu zastąpienia paliw kopalnych w domach, przemyśle i produkcji energii. W zakresie oszczędności energii REPowerUE zakłada m.in.: zwiększenie – z 9% do 13% wiążącego celu w zakresie efektywności energetycznej, który określono w pakiecie Fit for 55. Natomiast w zakresie szybszego wprowadzania odnawialnych źródeł energii plan zakłada m.in.: zwiększenie do 2030 roku udziału energii odnawialnej w całej UE z 40% całkowitej produkcji energii do 45%; stopniowe wprowadzenie obowiązku montażu paneli słonecznych na dachach - od 2026 r. umieszczenie fotowoltaiki miałyby być obowiązkowe na nowych budynkach publicznych i komercyjnych o powierzchni powyżej 250 m²; odejście od gazu ziemnego na rzecz przyspieszenia rozwoju czystego wodoru i biometanu; podwojenie tempa rozmieszczania pomp ciepła oraz wprowadzenie środków mających na celu włączanie energii geotermalnej i energii słonecznej termicznej do zmodernizowanych lokalnych i gminnych systemów grzewczych.

W dniu 8 października 2022 r. weszło w życie Rozporządzenie Rady Unii Europejskiej w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Rozporządzenie zakłada wprowadzenie wspólnych środków, aby zmniejszyć zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz zgromadzić nadwyżki dochodów sektora energetycznego i rozdysonować je wśród odbiorców końcowych. Wprowadzony został dobrowolny i ogólny cel zmniejszenia zużycia energii elektrycznej brutto o 10% oraz obowiązkowy cel zmniejszenia o 5% zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytu. Państwa członkowskie zobowiązane zostały do określenia godzin szczytu odpowiadających łącznie co najmniej 10% wszystkich godzin w okresie między 1 grudnia 2022 r. a 31 marca 2023 r., w celu zmniejszenia całkowitego miesięcznego zużycia energii elektrycznej brutto o 10% w porównaniu ze średnim zużyciem energii elektrycznej brutto w odpowiednich miesiącach okresu odniesienia. Państwa uprawnione zostały do swobodnego wyboru odpowiednich środków, by ograniczyć zużycie energii z myślą o osiągnięciu obu celów w tym okresie. Założeniem rozporządzenia jest ustalenie pułapu 180 EUR/MWh dochodów rynkowych dla wytwórców energii elektrycznej w tym pośredników, którzy wykorzystują do produkcji energii tzw. technologie inframarginalne, takie jak odnawialne źródła energii, energia jądrowa, węgiel brunatny. Wprowadzenie limitu na tym poziomie ma na celu zachowanie rentowności operatorów i uniknięcie utrudniania inwestycji w energię odnawialną. Rozporządzenie określa również zasady wprowadzenia tymczasowego podatku solidarnościowego od zysków przedsiębiorstw działających w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla i rafinerii. Składka ma być obliczana na podstawie dochodów podlegających opodatkowaniu, określonych zgodnie z krajowymi przepisami w roku podatkowym zaczynającym się w 2022 lub 2023 roku, które przekraczają 20% wzrostu średnich rocznych dochodów podlegających opodatkowaniu od 2018 r. Składka solidarnościowa ma być stosowana jako uzupełnienie zwykłych podatków i opłat obowiązkujących w państwach członkowskich. Państwa unijne wykorzystają wpływy opłaty solidarnościowej na wsparcie finansowe gospodarstw domowych i przedsiębiorstw oraz na łagodzenie skutków wysokich detalicznych cen energii elektrycznej. Zgodnie z rozporządzeniem, państwa członkowskie będą mogły tymczasowo ustalić cenę dostaw energii elektrycznej dla małych i średnich przedsiębiorstw, aby jeszcze bardziej wspierać MŚP (małe i średnie przedsiębiorstwa) zmagające się z wysokimi cenami energii. Państwa członkowskie zostały uprawnione, w ramach wyjątku do tymczasowego ustalenia cen za dostawę energii elektrycznej poniżej kosztów, jeżeli spełnione zostaną określone warunki. Wprowadzone środki mają charakter tymczasowy i nadzwyczajny. Będą obowiązywać od 1 grudnia 2022 r. do końca 2023 r., natomiast cele redukcyjne w ramach zużycia energii zgodnie z treścią art. 4 w zw. z art. 22 ust. 2 ww. rozporządzenia obowiązywały od dnia 1 grudnia 2022 r. do dnia 31 marca 2023 r. Z kolei obowiązkowy limit przychodów, zgodnie z art. 22 rozporządzenia zakończył się 30 czerwca 2023 r.

Na początku grudnia 2022 r. Komisja Europejska odbyła serię spotkań konsultacyjnych, w tym m.in. z europejskimi towarzystwami branżowymi, dotyczących przeglądu struktury wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Stanowiło to zapowiedź intensyfikacji prac nad reformą wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W połowie grudnia 2022 r. Komisja opublikowała dokument non-paper, w którym oficjalnie zapowiedziała uruchomienie konsultacji publicznych celem wypracowania scenariusza reformy wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W swoim non-paper Komisja poinformowała, że zakres zapowiedzianych konsultacji będzie szeroki, a głównym celem projektowanej reformy ma być wypracowanie trwałych sposobów łagodzenia wpływu wysokich cen gazu na rachunki za energię elektryczną. Konsultacje publiczne zostały przeprowadzone na przełomie stycznia i lutego 2023 r.

W dniu 14 marca 2023 r., Komisja Europejska (dalej KE) przedstawiła pierwszą, oficjalną propozycję dot. reformy wewnętrznego rynku energii - EMD (Electricity Market Design). Propozycja reformy składa się z dwóch projektów:

- Projekt rozporządzenia zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/943 i (UE) 2019/942 oraz dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w celu poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (dalej Projekt rewizji EMD). Projekt zakłada zmianę:
 - Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. ws. rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
 - Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER);
 - Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. ws. promowania stosowania energii z OZE;
 - Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. ws. wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

- Projekt rozporządzenia zmieniającego rozporządzenia (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w celu poprawy ochrony Unii przed manipulacjami rynkowymi na hurtowym rynku energii (dalej Projekt rewizji REMIT). We wrześniu 2023 r. podjęto decyzje o przystąpieniu do negocjacji międzyinstytucjonalnych tzw. Trilogów. Projekt zakłada zmianę:
 - Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. ws. integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii;
 - Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

Główne założenia reformy to:

- wzmocniona ochrona konsumentów;
- zwiększenie konkurencyjności gospodarki UE poprzez zwiększenie stabilności i przewidywalności kosztów energii;
- pobudzenie inwestycji w energię odnawialną;
- zmiany w Rozporządzeniu REMIT [m.in.: Rozszerzenie zakresu danych gromadzonych przez ACER poprzez; uwzględnienie w nich m.in. rynków powiązanych, nowych rynków bilansujących, umów dot. rynków bilansujących; Zwiększenie roli platform informacji wewnętrznej (IIP) w skutecznym i terminowym podawaniu informacji wewnętrznych do wiadomości publicznej. Ujawnianie informacji poufnych na specjalnych IIP ma być obowiązkowe, aby informacje te były łatwo dostępne i zwiększały transparentność; Raportowanie danych transakcyjnych ma odbywać się za pośrednictwem zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych (RRM), a działanie platform RRM będzie autoryzowane przez ACER].
- obecnie, w zakresie reformy EMD trwają negocjacje między KE, Radą i PE.

W dniu 16 marca 2023 r. KE zaproponowała propozycję tekstu rozporządzenia w sprawie ustanowienia ram środków mających na celu wzmocnienie europejskiego ekosystemu wytwarzania produktów w technologii zerowej netto (Net Zero Industry Act). Główne czynniki propozycji, które mają sprzyjać osiągnięciu 40% zapotrzebowania, obejmują:

- uproszczenie ram regulacyjnych i zmniejszenie obciążeń administracyjnych dla projektów produkcyjnych i strategicznych o zerowej wartości netto;
- zwiększenie pewności inwestycyjnej;
- szybszy dostęp do finansowania;
- podnoszenie kwalifikacji w celu tworzenia wysokiej jakości miejsc pracy;
- wspieranie innowacji poprzez „piaskownice regulacyjne”;
- ułatwienie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla.

Procedura legislacyjna nadal trwa. Do 25 października, możliwe było składanie poprawek do raportu Komisji, które zostały przyjęte wraz z ostateczną wersją raportu. Raport zostanie przekazany na posiedzenie plenarne, prawdopodobnie w listopadzie 2023 r.

W dniu 16 marca 2023 r. KE opublikowała projekt rozporządzenia dotyczący surowców krytycznych i strategicznych dla gospodarki Unii Europejskiej. W ramach dokumentu ukazała się również nowa, zaktualizowana lista surowców krytycznych (CRMA). W związku z przyspieszoną transformacją energetyczną oczekuje się, że zapotrzebowanie na surowce krytyczne będzie rosło - do 2030 roku 5-6 krotnie, a do 2050 roku 21-krotnie. Podczas gdy dostawy krajowe zapewniają obecnie tylko ułamek potrzeb, rozporządzenie ma na celu wyposażenie UE w narzędzia zapewniające dostęp do bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych, głównie poprzez ustalenie jasnych priorytetów działania. Rozporządzenie rozróżnia materiały strategiczne i surowce krytyczne oraz określa poziomy odniesienia dla krajowych zdolności produkcyjnych:

- co najmniej 10% rocznego zużycia w UE w zakresie wydobycia,
- co najmniej 40% rocznego zużycia w UE w zakresie przetwórstwa,
- co najmniej 15% rocznego zużycia w UE na recykling,
- nie więcej niż 65% rocznego zużycia każdego surowca strategicznego w Unii na każdym istotnym etapie przetwarzania z jednego państwa trzeciego.

Aktualnie, prace legislacyjne trwają w ramach 2 czytania w Parlamencie Europejskim.

W dniu 16 marca 2023 r. Komisja Europejska, równoległe z prezentacją Zielonego Planu Przemysłowego zaprezentowała komunikat w sprawie Europejskiego Banku Wodoru (EBW). Celem przedsięwzięcia ma być wsparcie, rozwój produkcji i wykorzystania paliwa wodorowego oraz stymulowanie nowych inwestycji. Środki pozwolą na rozwój inwestycji oraz realizację celów planu RePowerUE, który zakłada produkcję zielonego wodoru na poziomie 10 mln ton do 2030 r. Unia Europejska chce być liderem w dziedzinie innowacji i technologii zielonego wodoru oraz wesprzeć regiony we wdrażaniu nowych rozwiązań.

Aby to osiągnąć, EBW ma pełnić cztery główne funkcje:

- wspieranie przejrzystości i koordynacji;
- koordynacja istniejącego finansowania projektów na poziomie unijnym i międzynarodowym;
- opracowanie umów o odbiorze w ramach UE;
- opracowanie międzynarodowych umów o odbiorze.

Funkcjonowanie EBW będzie oparte o:

- mechanizmy finansowania przeznaczone dla rynku wewnętrznego UE oraz rynku międzynarodowego (poza granicami UE);
- mechanizmy finansowania w zakresie koordynacji inwestycji, tj. oceny popytu, potrzeb infrastrukturalnych, czy kosztów inwestycyjnych;
- usprawnienie dotychczas istniejących mechanizmów wsparcia oraz łączenie ich z celami EBW.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniającego rozporządzenie (UE) 2019/942.

W dniu 9 maja 2023 r. przyjęto stanowisko w sprawie rozporządzenia mającego na celu ograniczenie emisji metanu z sektora energetycznego. Obecnie prowadzone są negocjacje PE z Radą UE. Najważniejsze kwestie to: ograniczenie emisji metanu; monitorowanie emisji; limity emisji metanu; kary za przekroczenie poziomu emisji. Wniosek przekazany został do prac w Komisjach.

Wniosek Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające unijne ramy certyfikacji usuwania dwutlenku węgla.

Wniosek od maja 2023 r. jest na etapie I czytania. Trwają debaty w Radzie i jej organach przygotowawczych. Pod koniec października 2023 r., przyjęto raport Komisji ENVI, natomiast na koniec listopada 2023 r., zaplanowane jest głosowanie na sesji plenarnej.

Wniosek KE Przemysłowe zarządzanie emisjami dwutlenku węgla.

Wychwytywanie, składowanie i utylizacja dwutlenku węgla odgrywa ważną rolę w osiągnięciu do 2050 r. neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla w UE. Zapewnia to możliwość obniżenia emisyjności niektórych sektorów, w których redukcja emisji jest problematyczna i może mieć zasadnicze znaczenie dla przyspieszenia przemysłowego usuwania dwutlenku węgla. Do dnia 31 sierpnia 2023 r. trwały konsultacje społeczne w tym zakresie.

8.1.2. Krajowy rynek energii elektrycznej

8.1.2.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Zgodnie z dokumentem „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030” prognozowane całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w Polsce wzrośnie w latach 2020-2040 z 159,9 TWh do 204,2 TWh⁵⁾.

8.1.2.2. Rynek Mocy

W latach 2018-2022 r. w oparciu o przepisy:

- ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy;
- regulaminu Rynku Mocy zatwierdzonego decyzją Prezesa URE z 10 listopada 2021 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;
- rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 sierpnia 2022 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. przeprowadziły następujące procesy Rynku Mocy:

- certyfikacje ogólne;
- certyfikacje do aukcji głównych na lata 2021-2027;
- certyfikacje do aukcji dodatkowych na lata 2021-2024;
- aukcje główne na lata 2021-2027 i dodatkową na 2021-2023.

A także w 2023 r.:

- certyfikacje ogólne,
- certyfikacje do aukcji głównej na rok 2028,
- aukcje dodatkowe na rok 2024 – 16 marca 2023 r.

⁵⁾ https://www.gov.pl/documents/33372/436746/Wnioski_z_analiz_do_PEP2040_2018-11-23.pdf

8.1.2.2.1. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Wytwarzanie i ENEA Elektrownia Połaniec

[MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok	-	-	-	1 004	1 004	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	2 711	2 711	2 711	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
Razem	3 626	3 626	3 626	1 919	1 919	915	915	915	915	915	915	915	915

8.1.2.2.2. Szacowane przychody z Rynku Mocy ENEA Wytwarzanie i ENEA Elektrownia Połaniec

[mln zł] ¹⁾	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok	-	-	-	402	408	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	652	652	652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Razem	872	872	872	622	628	220	220	220	220	220	220	220	220

¹⁾ Wartość nieindeksowana.

ENEA Elektrownia Połaniec uczestniczyła we wszystkich ww. procesach i w ich wyniku zawarła dwie umowy mocowe na 5-letnie okresy 2021-2025, dla bloków nr 2 i nr 7. Wynika to ze strategii Grupy ENEA zatwierdzonej decyzjami Zarządu ENEA S.A. przed poszczególnymi aukcjami głównymi. Jednocześnie, ENEA Elektrownia Połaniec zawarła umowy mocowe na okres 1 roku dla roku dostaw 2026 dla bloków nr 2 oraz nr 4-7. Pozostałe bloki, z wyjątkiem bloku nr 9, zostały zgłoszone do udziału w rynku wtórnym. 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 Wytwarzanie uczestniczyła we wszystkich ww. procesach i w ich wyniku zawarła:

- dziewięć umów mocowych na 5-letnie okresy dostaw 2021-2025, dla bloków nr 1-10 bez bloku nr 3,
- jedną umowę mocową na 15-letni okres dostaw 2021-2035 dla bloku nr 11,
- umowy jednoroczne dostaw na lata 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 dla trzech jednostek Rynku Mocy z Segmentu OZE (elektrownie wodne) o łącznej mocy około 37 MW zostały przeniesione na ENEA Nowa Energia.

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

8.1.2.2.3. Zakontraktowane obowiązki mocowe MEC Piła

[MW]	2023	I kw. 2024	II kw. 2024	III kw. 2024	IV kw. 2024
Umowy kwartalne	-	6	6	6	6
Umowa na 1 rok	6	-	-	-	-
Razem	6	6	6	6	6

8.1.2.2.4. Szacowane przychody z Rynku Mocy MEC Piła

[mln zł]	2023	2024
Umowy kwartalne	-	1,8
Umowa na 1 rok	1	-
Razem	1	1,8

8.1.2.2.5. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Ciepło

[MW]	2023				2024	2025	2026	2027
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.				
Umowy kwartalne (istniejące)	38	-	-	23	-	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	-	29	37 ¹⁾	-	9
Razem	38	-	-	23	29	37¹⁾	-	9

¹⁾ Umowa mocowa ENEA Ciepło na rok 2025 obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r.

8.1.2.1.6. Szacowane przychody z Rynku Mocy ENEA Ciepło

[mln zł] ¹⁾	2023	2024	2025	2026	2027
Umowy kwartalne (istniejące)	5	-	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	8	3 ²⁾	-	4
Razem	5	8	3²⁾	-	4

¹⁾ Wartość nieindeksowana.

²⁾ Umowa mocowa ENEA Ciepło na rok 2025 obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r.

ENEA Ciepło uczestniczyła w ww. procesach i w ich wyniku zawarła dwie kwartalne umowy mocowe na rok dostaw 2023 (na I kwartał dla bloku nr 2 i IV kwartał dla bloku nr 3), 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 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 2023 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 roku, po uzyskaniu informacji o stanie technicznym bloku 1 po lub w trakcie kapitalnego remontu.

Do udziału w rynku wtórnym w roku 2023 zostały zgłoszone bloki nr 1 i 4, 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.

8.1.2.2.7. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Nowa Energia

[MW]	2023	2024	2025	2026	2027
Umowa na 1 rok (istniejące)	37	38	37	24	24
Razem	37	38	37	24	24

10.1.2.2.8. Szacowane przychody z Rynku Mocy ENEA Nowa Energia

[MW]	2023	2024	2025	2026	2027
Umowa na 1 rok (istniejące)	8	10	6	10	10
Razem	8	10	6	10	10

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.

8.1.2.3. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych nakłada obowiązek na poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych realizacji budowy na swoim terenie punktów ładowania zainstalowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania („OSŁ”) pojazdów elektrycznych. Na obszarze działania ENEA Operator obowiązek ten dotyczy budowy 417 punktów ładowania zainstalowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania w 4 gminach - Poznaniu, Szczecinie, Bydgoszczy i Gorzowie Wielkopolskim. Nowelizacja z dnia 2 grudnia 2021 r. ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw, której treść stanowi implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/944 do polskiego systemu prawnego – umożliwiła budowę punktów ładowania samochodów elektrycznych w razie niezrealizowania tego zadania przez właściwe gminy. Z tego względu ENEA Operator realizuje obecnie projekt pod nazwą „Implementacja obowiązków ustawowych ENEA Operator w zakresie elektromobilności wynikających z Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych”. Przyjęta nowelizacja ustawy uchyla przepisy, które dotyczą interwencyjnego mechanizmu związanego z budową OSŁ przez OSD, wprowadza także przepisy przejściowe. Przepisy te pozwalają na dokończenie rozpoczętych już inwestycji.

W I półroczu 2023 r., realizując swój obowiązek ustawowy, ENEA Operator przeprowadziła sprzedaż części OSŁ, tych wybudowanych oraz tych będących aktualnie w budowie, na podstawie warunków przetargu uzgodnionego z Prezesem URE oraz na podstawie złożonych w postępowaniu ofert podmiotów zainteresowanych zakupem OSŁ. W okresie sprawozdawczym trwało sukcesywne przekazywanie wybudowanych stacji ładowania nowym właścicielom urządzeń.

8.1.2.4. Ustawa o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego

Od 16 kwietnia 2022 r. obowiązuje Ustawa z 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego. W art. 8 wymienionej Ustawy, mając na względzie zagrożenie bezpieczeństwa narodowego, zakazano wprowadzania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jak również przemieszczania pomiędzy dwoma państwami przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, węgla pochodzącego z Rosji i Białorusi. Ustawa ta ponadto, na podstawie zapisów art. 13, nakłada na podmioty wprowadzające węgiel na teren Rzeczypospolitej Polskiej (w tym na kopalnie krajowe) obowiązek posiadania dokumentacji wskazującej na kraj pochodzenia węgla oraz wydawania oświadczeń dla nabywców węgla wskazujących na kraj jego pochodzenia. Ustawa ta ma bezpośredni wpływ na dalszy wzrost popytu na węgiel krajowej produkcji.

8.1.3. Nowelizacje ustawy Prawo energetyczne

8.1.3.1. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw

W dniu 18 czerwca 2021 r. w Dzienniku Ustaw została opublikowana ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która wprowadza szereg rozwiązań istotnych dla funkcjonowania uczestników rynku energii. Kluczowym z nich jest wdrożenie w Polsce inteligentnego opomiarowania. Działanie to realizowane będzie przez operatorów systemów dystrybucyjnych, a więc również przez ENEA Operator. Ustawa zawiera harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu w punktach poboru energii i przewiduje, że do 31 grudnia 2028 r. zostaną one zainstalowane u co najmniej 80% odbiorców końcowych. Jednocześnie wskazuje, że do 31 grudnia 2023 r. ma być to 15% odbiorców, do 31 grudnia 2025 r. – 35%, a do 31 grudnia 2027 r. – 65%.

Ponadto ustawa wprowadza m.in. zmiany w zakresie działania koordynatora do spraw negocjacji działającego przy Prezesie URE, regulacje dot. zawierania umów z cenami dynamicznymi i wzmacnia obowiązujące prawa odbiorców oraz wprowadza nowe prawa w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (nowe warunki umowne, obowiązki dotyczące rozliczeń, rozwiązywania sporów ze sprzedawcą, obowiązki informacyjne).

Ustawa powołała Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE). Rolę OIRE od 3 lipca 2021 r. pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. OIRE zarządzać będzie Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii (CSIRE), który ma zostać wdrożony w ciągu trzech lat od daty wejścia w życie znowelizowanego Prawa energetycznego i który będzie m.in. przetwarzał dane z liczników inteligentnych. CSIRE spowoduje fundamentalne zmiany w dotychczasowym sposobie wymiany informacji między uczestnikami rynku energii. Ustawa zawiera również rozwiązania wzmacniające pozycję odbiorców oraz zwiększające ochronę konsumentów na rynku energii i paliw gazowych, a także ułatwienia dla działalności przedsiębiorstw energetycznych, m.in. tworząc ramy prawne dla funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych oraz magazynów energii.

8.1.3.2. Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii

W dniu 6 grudnia 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii znosząca tzw. „obligo giełdowe”, czyli obowiązek sprzedaży energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii (usunięcie m.in. art. 49a). „Obligo giełdowe” pozostaje aktualne dla operatora systemu przesyłowego, w ramach wykonywanej działalności polegającej na przesyłaniu energii elektrycznej oraz dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, które zobowiązane są sprzedawać nie mniej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej: 1) w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw lub 2) siecią gazociągów kopalnianych, lub 3) terminalami skroplonego gazu ziemnego.

8.1.3.3. Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw

Ustawa ma na celu dostosowanie polskich przepisów do prawa Unii Europejskiej, w szczególności ma implementować dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE, zwaną dalej „dyrektywą 2019/944”, a także dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Najważniejsze zmiany:

- techniczna zmiana sprzedawcy;
- objęcie systemem CSIRE procesów: technicznej zmiany sprzedawcy i sprzedaży rezerwowej energii;
- umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej;
- obowiązek zawierania umów kompleksowych;
- dodatkowe obowiązki umowne sprzedawcy energii elektrycznej i gazu;

- porównywarka ofert;
- regulacja cen energii (odstąpienie od taryfowania sprzedawcy z urzędu);
- usługi systemowe i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości;
- elastyczność systemu;
- mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii oraz ograniczania poboru i wprowadzania energii elektrycznej sieci przez magazyny energii elektrycznej na polecenie operatorów systemu elektroenergetycznego;
- przepisy dotyczące znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego;
- zmiany dotyczące linii bezpośrednich;
- zmiany w ustawie z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku;
- obywatelskie społeczności energetyczne;
- rękojmia prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

Dodatkowo wskazać trzeba, że na etapie prac rządowych procedowany jest projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UD382). Najważniejsze projektowane zmiany - rozwój gospodarki wodorowej (jeden z priorytetów realizacji Europejskiego Zielonego Ładu, którego głównym celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej Europy do 2050 r. W odpowiedzi na plany ogłoszone przez Komisję Europejską, 2 listopada 2021 r. Rada Ministrów przyjęła Polską Strategię Wodorową do roku 2030 z perspektywą do roku 2040).

8.1.3.4. Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw

Ustawa jest odpowiedzią na konieczność wdrożenia do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 ws. promowania i stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Najważniejsze zmiany - zakres:

- regulacja biometanu w związku z potrzebą uruchomienia rynku w obszarze tego paliwa;
- ciepłownictwo i chłodnictwo;
- gwarancje pochodzenia;
- krajowy Punkt Kontaktowy OZE;
- procedury administracyjne;
- partnerski handel energią – peer-to-peer;
- wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego;
- modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia;
- hybrydowe instalacje OZE;
- uprawnienia odbiorców do wypowiedzania umów zawartych na cza określony i nieokreślony;
- dookreślenie elementów umów o przyłączenie do sieci oraz wniosku o wydanie warunków przyłączeniowych;
- wprowadzenia możliwości ograniczenia dostarczania energii przez wytwórcę do sieci, lub całkowite wstrzymanie bez rekompensaty w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowych przez wytwórcę;
- możliwości przyłączenia magazynu energii lub źródła, których moc przyłączeniowa może być mniejsza lub równa ich mocy zainstalowanej.

8.1.3.5. Ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw

W dniu 3 września 2023 r. weszła w życie ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw. Ustawa o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw wprowadza rozwiązania normatywne, które zmierzają do skrócenia oraz uproszczenia procedur związanych z realizacją inwestycji w zakresie elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych o szczególnym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego rynku elektroenergetycznego oraz do zwiększenia bezpieczeństwa eksploatacji punktów bunkrowania skroplonym gazem ziemnym (LNG). Ustawa weszła w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia tj. 3 września 2023 r.

8.1.3.6. Pozostałe zmiany regulacyjne w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji

W dniu 29 stycznia 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 202). Ustawa wprowadziła szczególne rozwiązania osłonowe, które umożliwiły podjęcie działań minimalizujących negatywne skutki społeczno-gospodarcze będące konsekwencją nagłego, gwałtownego wzrostu cen gazu ziemnego na rynku. Zmiany polegały na rozszerzeniu katalogu podmiotów objętych ochroną taryfową do 31 grudnia 2023 r. oraz wprowadzeniu mechanizmu rekompensat dla sprzedawców gazu ziemnego, który służyłby zrekomensowaniu skutków zamrożenia cen dla tych podmiotów.

W dniu 26 lutego 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 27 stycznia 2022 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 467). Ustawa umożliwiła rozliczanie na dotychczasowych zasadach net meteringu prosumentom, którzy w terminie do 31 marca 2022 r. zawarli umowę na zakup, montaż lub dofinansowanie mikroinstalacji z jednostką samorządu terytorialnego.

W dniu 1 kwietnia 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 2376). Ustawa wprowadziła szereg zmian m.in. pojęcia prosumenta wirtualnego energii odnawialnej (dla instalacji oddalonej od danego punktu poboru energii), prosumenta zbiorowego energii odnawialnej (dla instalacji budowanych w ramach budynków wielolokalowych) wraz z mechanizmami, które umożliwiają eksploatację przez prosumentów instalacji, która nie jest ich własnością. Ponadto ustawa nałożyła na Sprzedawców, obowiązek zapewnienia od 1 lipca 2022 r. funkcjonowania systemu teleinformatycznego, za pomocą którego udostępniane będą prosumentowi energii odnawialnej, prosumentowi zbiorowemu energii odnawialnej lub prosumentowi wirtualnemu energii odnawialnej szczegółowe dane dotyczące rozliczeń. Ustawa wydłużyła możliwość skorzystania przez prosumentów z dotychczasowego sposobu rozliczeń opartego na zasadzie net meteringu dla mikroinstalacji przyłączonych do 31 marca 2022 r. Mikroinstalacje przyłączone od 1 kwietnia 2022 r., które nie zostały przyłączone w ramach Ustawy z dnia 27 stycznia 2022 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 467), będą rozliczane na zasadach net bilingu.

W dniu 1 października 2022 r. weszło w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2007). Rozporządzenie wprowadziło m.in. obowiązek składania ofert bilansujących na rynku bilansującym na podstawie indywidualnych kosztów zmiennych wytwarzania energii przez składających oferty bilansujące, regulacje dot. maksymalnej ceny ofertowej (MaxCO) wraz z określeniem sposobu jej ustalania oraz mechanizmy automatycznego ograniczania cen ofertowych składanych przez uczestników rynku bilansującego do MaxCO, jeżeli cena złożona w ofercie bilansującej, jest wyższa niż MaxCO.

W dniu 18 października 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 2127). Ustawa wprowadziła m.in. obowiązek stosowania w 2023 r. przez przedsiębiorstwa obrotu dla odbiorców grupy taryfowej G cen energii elektrycznej z 2022 r. w zakresie określonych limitów zużycia, system rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych, dodatek elektryczny, który przysługuje gospodarstwu domowemu w przypadku gdy głównym źródłem ogrzewania jest energia elektryczna, 10% upust wynikający z łącznej kwoty rozliczenia sprzedaży energii elektrycznej oraz usługi dystrybucji za okres od 1 października 2022 r. do 31 grudnia 2023 r. gdy zużycie w tym okresie wyniesie nie więcej niż 90% zużycia w okresie od 1 października 2021 r. do 31 grudnia 2022 r. oraz nałożyła na kierowników jednostek finansów publicznych obowiązek ograniczenia zużycia energii w 2023 r. o 10% w stosunku do 2022 r. Ponadto, ustawa z 7 października 2022 r. wprowadziła m.in. mechanizm łagodzący koszty dystrybucji energii elektrycznej poprzez zamrożenie wysokości stawek opłat dystrybucji energii elektrycznej na 2023 rok na poziomie z 2022 roku dla wymienionych w niej odbiorców uprawnionych. W związku z tym ustawa przewiduje wypłatę rekompensaty dla operatorów, która ma stanowić różnicę pomiędzy zatwierdzoną ceną dystrybucji na 2023 r., a ceną z 2022 r., do limitu zużycia energii. W dniu 16 sierpnia 2023 r. uchwalono ustawę o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw, m.in. w zakresie zwiększenia podstawowego limitu zużycia energii objętego zamrożeniem cen na poziomie z 2022 r. do 3 MWh (uprzednio 2 MWh) dla ogółu odbiorców zużywających energię na potrzeby prowadzenia gospodarstw domowych; 3,6 MWh (uprzednio 2,6 MWh) dla gospodarstw domowych z osobami niepełnosprawnymi; 4 MWh (uprzednio 3 MWh) dla rodzin posiadających Kartę Dużej Rodziny i gospodarstw domowych rolników. Dodatkowo, ww. ustawą zmieniana jest ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, na mocy której dojdzie do zmian zapisów dot. ceny maksymalnej energii elektrycznej na 693 zł/MWh (uprzednio 785 zł/MWh) dla firm z sektora MŚP, samorządów, jednostek użyteczności publicznej i innych podmiotów wrażliwych.

W dniu 4 listopada 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 2242) Ustawa wprowadziła m.in. obowiązek stosowania w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi cen nie wyższych niż cena maksymalna określona w ustawie, system rekompensat dla podmiotów uprawnionych z tytułu stosowania ceny maksymalnej oraz obowiązek odprowadzania odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny⁶⁾. Na mocy ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, wprowadza się zmiany w zakresie sposobu dokonywania obliczeń odpisu, w zakresie gwarancji pochodzenia. Odpis na Fundusz stanowi sumę:

- 1) iloczynu: a) wolumenu sprzedaży energii elektrycznej oraz b) dodatniej różnicy:
 - średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej oraz
 - średniego ważonego wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej
- oraz

⁶⁾ Wytwórca lub przedsiębiorstwo obrotu zgodnie z Ustawą 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 Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny, ma dokonywać odpisu na Fundusz wyznaczony zgodnie z ww. ustawą i rozporządzeniem.

2) sumy: a) przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii, b) przychodów z umów związanych ze sprzedażą energii elektrycznej obejmujących instrumenty finansowe w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi oraz c) innych przychodów wynikających z dodatkowych rozliczeń pieniężnych zależących od wartości lub ilości sprzedanej energii elektrycznej – gdzie wszystkie wartości są określane na dzień obliczenia odpisu na Fundusz.

W dniu 21 grudnia 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 2687). Ustawa wprowadziła m.in. obowiązek stosowania w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne (gospodarstwa domowe, wspólnoty, podmioty zobowiązane do zapewnienia gazu, noclegownie, itp.) cen nie wyższych niż cena maksymalna określona w ustawie, system rekompensat dla podmiotów uprawnionych z tytułu stosowania ceny maksymalnej oraz możliwość ubiegania się o zwrot VAT za paliwo gazowe zakupione w 2023 roku przez odbiorcę uprawnionego, w przypadku spełnienia kryterium dochodowego.

W dniu 1 stycznia 2023 r. weszły w życie ustawa z dnia 4 listopada 2022 r. o zmianie ustawy o prawach konsumenta, ustawy – Kodeks cywilny oraz ustawy – Prawo prywatne międzynarodowe (Dz. U. z 2022 r. poz. 2337) oraz ustawa z dnia 1 grudnia 2022 r. o zmianie ustawy o prawach konsumenta oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 2581). Ustawy te wprowadziły m.in. regulacje dotyczące odpowiedzialności za brak zgodności towaru z umową czy informowania o obniżeniu ceny.

W dniu 15 lutego weszła w życie ustawa z dnia 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 295), która wprowadziła m.in. zmiany w ustawie z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. Ustawa miała na celu m.in. doprecyzowanie zapisów, wyeliminowanie wątpliwości interpretacyjnych oraz zmniejszenie obciążeń finansowych spółek obrotu oraz odbiorców przemysłowych.

8.1.4. GRUPA KAPITAŁOWA ENEA

8.1.4.1. Taryfy dla energii elektrycznej

Decyzją z dnia 17 grudnia 2022 r. znak DRE.WRE.4211.71.9.2022.MBa Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził „Taryfę dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G” ENEA S.A. na okres od dnia 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. Taryfa została opublikowana w Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna Nr 284(3795) z dnia 17 grudnia 2022 r.

Poziom cen w zatwierdzonej taryfie nie pokrywa planowanych kosztów zakupu energii w segmencie klientów taryfowych z gospodarstw domowych, w związku z czym Spółka w dniu 3 stycznia 2023 r. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z gospodarstw domowych zatwierdzonej i opublikowanej przez Prezesa URE 17 grudnia 2022 r.

Decyzją z dnia 26 maja 2023 r., opublikowaną w dniu 29 maja w Biuletynie Branżowym URE - Energia elektryczna nr 246 (4063), Prezes URE odmówił zatwierdzenia zmiany taryfy ENEA S.A. ENEA złożyła w dniu 29 czerwca 2023 r. odwołanie od ww. decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie, podtrzymując stanowisko w zakresie zasadności zmiany taryfy na rok 2023.

W dniu 18 października 2023 r., decyzją opublikowaną w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 366 (4183), Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy ENEA S.A. polegającą na uwzględnieniu w treści taryfy podwyższonych limitów zużycia energii elektrycznej dla których zastosowania mają ceny energii z taryfy na rok 2022.

W dniu 31 października 2023 r. Spółka złożyła wniosek do Prezesa URE o zmianę Taryfy dla gospodarstw domowych na rok 2023. Zatwierdzenie wniosku umożliwi Spółce wystąpić do Zarządcy Rozliczeń o rekompensatę z tytułu zastosowania obniżki ceny dla klientów z gospodarstw domowych wprowadzonej Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r.

W dniu 13 lutego 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) zatwierdził Zmianę Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator na 2023 rok. Decyzja Prezesa URE opublikowana została w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 111 (3928) z dnia 13 lutego 2023 r. Zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA Operator 80/2023 z dnia 16 lutego 2023 r. Zmiana Taryfy obowiązuje od dnia 1 stycznia 2023 r.

W dniu 18 października 2023 r., decyzją opublikowaną w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 367 (4184), Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy ENEA Operator Sp. z o.o. polegającą na:

- zwiększeniu dotychczasowych limitów zużycia energii elektrycznej, dla których w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi w roku 2023, przedsiębiorstwa energetyczne stosują stawki opłat dystrybucyjnych z roku 2022,
- aktualizacji zapisów taryfy w zakresie zmian dotyczących wzajemnych rozliczeń pomiędzy OSD, a użytkownikiem system elektroenergetycznego z tytułu zarówno ponadumownego poboru energii elektrycznej, jak i przekroczeń mocy umownej.

Zmiana taryfy weszła w życie z dniem 19 września br.

8.1.4.2. Istotne trendy w obszarze Dystrybucji

Coraz istotniejszy wpływ na funkcjonowanie ENEA Operator mają przepisy prawa unijnego, w szczególności pakietu energetycznego 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 zainstalowanej 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, rewizji Dyrektywy RED II, w tym założenie o podwyższeniu udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej do 40% w 2030 r. czy rewizji dyrektywy 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. Obecnie trwają prace nad docelowym kształtem pakietu, który 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 uzależnienia 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 klasy AML 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 klasy AML u co najmniej 15% takich odbiorców, do końca roku 2025 liczników klasy AML u co najmniej 35% takich odbiorców, do końca roku 2027 liczników klasy AML u co najmniej 65% takich odbiorców. ENEA Operator rozstrzygnęła przetarg na zakup 327 tys. liczników zdalnego odczytu energii. Zakup pozwala na instalację nowoczesnych liczników u ponad 15% odbiorców przyłączonych do naszej sieci. Zdalne liczniki 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.

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 będzie zapewnienie źródeł finansowania dla realizacji tych planów.

8.1.4.3. Program Zapewnienia Niedyskryminacyjnego Traktowania Użytkowników Systemu Dystrybucyjnego ENEA Operator

W okresie sprawozdawczym Spółka wykonując obowiązek wynikający z art. 9d ust. 4 ustawy Prawo energetyczne przestrzegala 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.

8.1.4.4. Badania i rozwój oraz innowacje realizowane w ENEA Operator

ENEA Operator realizowała w I-III kw. 2023 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 zapewniać 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 pt. „DRES2Market: Technical, business and regulatory approaches to enhance the renewable energy capabilities to take part actively in the electricity and ancillary services markets”, realizowany w ramach program Horyzont 2020. Głównym celem projektu DRES2Market jest opracowanie kompleksowego i opłacalnego podejścia w celu ułatwienia skutecznego udziału generacji rozproszonej opartej na energii odnawialnej na rynkach energii elektrycznej oraz umożliwienie świadczenia usług bilansowania i magazynowania zgodnie z kryteriami rynkowymi – projekt zakończony.
3. 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. „Wykorzystanie bezzałogowych statków powietrznych (dronów) operowanych w strefie otwartej w kategorii A1 do wspomagania prac realizowanych przez Posterunki Energetyczne, Rejony Dystrybucji i jednostki organizacyjne w Centrali Spółki”. Zadaniem projektu było wypracowanie formalnej ścieżki (uwzględniającej m.in. kwestie szkoleń, prowadzenia rejestru, zagadnienia prawne czy aspekty operacyjne i logistyczne) związanej z wykorzystaniem dronów w kategorii otwartej w działalności ENEA Operator. W wyniku realizacji prac powstały ogólne założenia na potrzeby opracowania regulacji wewnętrznej w ENEA Operator normujących przedmiotową materię. – projekt zakończony.
2. „Kompletne rozwiązanie w zakresie nadzoru pól odplywowych niskiego napięcia”. Projekt polegał na pilotażowym wdrożeniu zaawansowanego rozwiązania do monitorowania i nadzoru niskiego napięcia w dwóch rozdzielnicach nN stacji transformatorowych SN/nN. – projekt zakończony.
3. „Monitorowanie rozptyłu energii w rozdzielnicach nN w stacjach elektroenergetycznych SN/nN i uzyskanie wartości dodanej w postaci danych do efektywnego zarządzania siecią i jej rozwojem”. Pilotaż polegał na zainstalowaniu na wytypowanych stacjach elektroenergetycznych SN/nN układów monitoringu, realizujących pomiary wartości elektrycznych wraz z przesłaniem danych do istniejącego systemu ORIGAMI w ENEA Operator – projekt zakończony.
4. „Nowy wgląd w sieć niskiego napięcia dla operatorów dystrybucyjnych przy wykorzystaniu Platformy Monitorowania Centrica Business Solutions”. Projekt miał na celu zbadanie dostępnego na rynku potencjału w zakresie oprogramowania do analizy danych z rejestratorów o dużej częstotliwości agregowania pomiarów oraz możliwościom zastosowania oferowanych urządzeń pomiarowych na niskim napięciu. – projekt zakończony.

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, jak i 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.

8.1.4.5. 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.

8.1.4.6. Rozporządzenie o Ochronie Danych Osobowych (RODO)

RODO (Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE) jest unijnym aktem prawnym, który obowiązuje od 25 maja 2018 r. we wszystkich krajach członkowskich. Przepisy te określają zasady przetwarzania danych osobowych i nakładają na administratorów danych określone obowiązki. GK ENEA w swojej działalności uwzględnia wymagania wskazanych przepisów, w tym zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa przetwarzania danych osobowych, mając przede wszystkim na uwadze ochronę praw i wolności osób, których dane przetwarza. W spółkach GK ENEA wyznaczono zgodnie z art. 37 RODO Inspektorów Ochrony Danych, którzy wspólnie omawiają istotne kwestie dotyczące ochrony danych osobowych w GK ENEA.

8.1.4.7. Zasady sporządzenia sprawozdań finansowych

Skrócone sprawozdania finansowe odpowiednio ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA zawarte w ramach rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 września 2023 r. sporządzone zostały zgodnie z wymogami „Międzynarodowego Standardu Sprawozdawczości Finansowej MSR 34 *Śródroczna sprawozdawczość finansowa*”, który został zatwierdzony przez Unię Europejską.

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

8.1.4.8. 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.

8.2. Środowisko naturalne

8.2.1. 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, chlorowódz, fluorowódz 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 2023 r. nastąpił wzrost stawek opłat za emisję:

SO₂ : 0,58 zł/kg w 2022 r. => 0,61 zł/kg w 2023 r.

NO_x : 0,58 zł/kg w 2022 r. => 0,61 zł/kg w 2023 r.

Pył : 0,39 zł/kg w 2022 r. => 0,41 zł/kg w 2023 r.

SO ₂	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Opłata za emisję [tys. zł]
Elektrownia Kozenice bloki 1-10			
I-III kw. 2022	4 586,8	0,458	2 660,4
I-III kw. 2023	3 551,6	0,462	2 166,5
Zmiana %	-22,6%	0,9%	-18,6%
Elektrownia Kozenice blok 11			
I-III kw. 2022	1 346,6	0,306	781,0
I-III kw. 2023	1 219,5	0,330	743,9
Zmiana %	-9,4%	7,8%	-4,8%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I-III kw. 2022	3 258,1	0,463	1 889,7
I-III kw. 2023	2 460,7	0,449	1 501,1
Zmiana %	-24,5%	-3,0%	-20,6%
Elektrociepłownia Białystok			
I-III kw. 2022	112,4	0,107	65,2
I-III kw. 2023	91,2	0,095	55,6
Zmiana %	-19,0%	-11,2%	-14,7%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I-III kw. 2022	11,5	-	6,7
I-III kw. 2023	16,2	-	9,9
Zmiana %	40,9%	-	47,8%

NO _x	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
Elektrownia Kozienice bloki 1-10			
I-III kw. 2022	5 104,7	0,509	2 960,8
I-III kw. 2023	3 970,2	0,516	2 421,8
Zmiana %	-22,2%	1,4%	-18,2%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I-III kw. 2022	1 801,1	0,409	1 044,6
I-III kw. 2023	1 624,4	0,440	990,9
Zmiana %	-9,8%	7,6%	-5,1%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I-III kw. 2022	3 548,0	0,505	2 057,8
I-III kw. 2023	2 684,3	0,490	1 637,4
Zmiana %	-24,3%	-3,0%	-20,4%
Elektrociepłownia Białystok			
I-III kw. 2022	276,5	0,264	160,4
I-III kw. 2023	252,6	0,264	154,1
Zmiana %	-8,6%	-	-3,9%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I-III kw. 2022	2,6	-	1,5
I-III kw. 2023	9,8	-	6,0
Zmiana %	277,7%	-	300,0%

Pył	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
Elektrownia Kozienice bloki 1-10			
I-III kw. 2022	291,1	0,029	113,5
I-III kw. 2023	255,6	0,033	104,8
Zmiana %	-12,2%	13,8%	-7,7%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I-III kw. 2022	56,7	0,013	22,1
I-III kw. 2023	41,8	0,011	17,2
Zmiana %	-26,3%	-15,4%	-22,2%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I-III kw. 2022	149,4	0,021	58,3
I-III kw. 2023	88,6	0,016	36,3
Zmiana %	-40,7%	-23,8%	-37,7%
Elektrociepłownia Białystok			
I-III kw. 2022	22,5	0,021	8,8
I-III kw. 2023	11,4	0,012	4,7
Zmiana %	-49,3%	-42,9%	-46,6%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I-III kw. 2022	0,8	-	0,3
I-III kw. 2023	0,7	-	0,3
Zmiana %	-12,5%	-	-

CO ₂	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
Elektrownia Kozienice bloki 1-10			
I-III kw. 2022	8 602 999,1	858,0	10 025 141,8
I-III kw. 2023	6 749 389,8	878,0	7 690 219,2
Zmiana %	-21,5%	2,3%	-23,3%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I-III kw. 2022	3 352 791,0	762,0	4 401 342,9
I-III kw. 2023	2 880 280,4	780,0	3 693 760,7
Zmiana %	-14,1%	2,4%	-16,1%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I-III kw. 2022	5 408 963,0	769,4	7 030 257,0
I-III kw. 2023	3 834 548,0	699,6	5 481 348,9
Zmiana %	-29,1%	-9,1%	-22,0%
Elektrociepłownia Białystok			
I-III kw. 2022	167 153,0	159,0	332 689,0
I-III kw. 2023	140 898,7	147,0	309 913,6
Zmiana %	-15,7%	-7,5%	-6,8%
Ciepłownia Zachód Białystok ¹⁾			
I-III kw. 2022	8 506,0	-	-
I-III kw. 2023	9 401,0	-	-
Zmiana %	10,5%	-	-
MEC Piła			
I-III kw. 2022	27 620,0	748,0	36 927,8
I-III kw. 2023	32 605,0	419,4	77 741,6
Zmiana %	18,1%	-43,9%	110,5%

¹⁾ W tabeli dla Ciepłowni Zachód Białystok nie wskazano danych dotyczących produkcji energii elektrycznej i wskaźnika emisji gdyż Ciepłownia wytwarza tylko energię cieplną.

8.2.2. 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 SO₂, NO_x, CO i pyłu, jak również dla nowo wprowadzonych limitowanych zanieczyszczeń HCl, HF, NH₃ i Hg (nie obowiązują instalacji kotłowni rozruchowej). Granicznymi wielkościami emisji objęto również stężenia średniodobowe dla emitowanych SO₂, NO_x i pyłu. Według aktualnych przepisów wszystkie GWE – średniodobowe i roczne muszą być dotrzymane bez możliwości uwzględniania niepewności pomiarowych. W I-III kw. 2023 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 SO₂ ze spalin wszystkich bloków. Wszystkie bloki Elektrowni Kozienice wyposażone są w wysokosprawne elektrofiltry, poddawane modernizacjom w celu utrzymania wysokiej skuteczności odpylania. Bloki (z wyłączeniem bloku nr 3) są także wyposażone w wysokosprawne instalacje do selektywnej katalitycznej redukcji NO_x (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).

ENEA Elektrownia Połaniec

ENEA Elektrownia Połaniec korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17 500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Ogółem wykorzystano 16 300 godzin, w tym w I-III kw. 2023 r. wykorzystano łącznie 585 godzin.

8.3. Pozostałe informacje

8.3.1. 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 25 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2023 r.”

8.3.2. Spory zbiorowe

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

8.3.3. Zatrudnienie

Spółki z GK ENEA według stanu zatrudnienia na 30 września 2023 r. zatrudniały na umowę o pracę 18 024 osoby. 30 września 2023 r. ENEA S.A. na umowę o pracę zatrudniała 455 osób.

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

Dystrybucja: 5 408 osób; Obrót: 578 osób; Wytwarzanie: 6 035 osób; Wytwarzanie: 4 175 osób; Pozostałe: 1 828 osób.

8.3.4. Prognozy wyników finansowych

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych na 2023 r.

8.3.5. Rating

Agencja ratingowa Fitch Ratings, w komunikacie z 18 kwietnia 2023 r. zmieniła perspektywę ratingu dla ENEA S.A. na stabilną z negatywnej, oraz potwierdziła długoterminowe ratingi Spółki w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB”, o czym Spółka poinformowała w raporcie bieżącym nr 19/2023. Pełna treść komunikatu Agencji w języku angielskim dostępna jest na stronie internetowej: <https://www.fitchratings.com/site/pr/10232150>.

8.3.6. 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 renegocjacji 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 25 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2023 r.”

8.3.7. Analizy przesyłania i odbioru paliwa gazowego z sieci przesyłowej w lokalizacji Elektrowni Kozienice

11 lutego 2020 r. ENEA Wytwarzanie i GAZ-SYSTEM podpisały porozumienie na zaprojektowanie przyłączenia Elektrowni Kozienice do sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM wraz z pozyskaniem wszelkich niezbędnych pozwoleń administracyjnych. Podpisane porozumienie umożliwi zaprojektowanie przyłącza gazowego na potrzeby Elektrowni Kozienice. Realizowana przez GAZ-SYSTEM

rozbudowa systemu przesyłowego ma na celu dostarczenie zwiększonych ilości gazu ziemnego na terenie całej Polski. Dzięki temu wzrosną możliwości przyłączenia do sieci zarówno zakładów przemysłowych, jak i odbiorców indywidualnych. Obecnie GAZ-SYSTEM jest w toku opracowania dokumentacji projektowej przyłącza gazu i uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i decyzji administracyjnych dla przyłącza gazu.

W ENEA Wytwarzanie zostały zakończone prace koncepcyjne dotyczące wyboru rozwiązań technologicznych oraz analizy ekonomicznej dla „Odtworzenia mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW ENEA Wytwarzanie w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego”. Uzyskano zgody korporacyjne na uruchomienie I etapu, w skład którego wchodzi prace przedinwestycyjne, tj.: przygotowanie SWZ (specyfikacji warunków zamówienia), w tym wzoru umowy oraz wykonanie aktualizacji modelu finansowego przedsięwzięcia (wraz z audytem modelu finansowego).

16 marca 2022 r. ENEA S.A. zawiązała spółkę celową pod nazwą ENEA ELKOGAZ z siedzibą w Warszawie, w której objęła 100% udziałów. Nowo powołana Spółka zajmuje się odtworzeniem mocy wytwórczych bloków klasy 200 MW w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego. To jedna ze strategicznych inwestycji Grupy w procesie racjonalnej transformacji koncernu energetycznego. Bloki gazowe mają być niskoemisyjnym źródłem energii wzmacniającym bezpieczeństwo energetyczne i wspierającym w fazie przejściowej wytwarzanie energii z OZE.

1 maja 2022 r. przeniesiono do ENEA ELKOGAZ całość zadań i funkcji z zakresu projektu „Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200MW ENEA Wytwarzanie w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego” realizowanych dotychczas przez ENEA Wytwarzanie. Potwierdzeniem powyższego było zawarcie 24 maja 2022 r. pomiędzy ENEA Wytwarzanie i ENEA ELKOGAZ umowy sprzedaży aktywów projektu wytworzonych do 30 kwietnia 2022 r.

18 lipca 2022 r. uruchomiono na platformie Urzędu Zamówień Publicznych „e-zamówienia” postępowanie przetargowe celem wyboru Generalnego Wykonawcy Inwestycji. Kolejno przeprowadzono proces prekwalfikacji i zaproszono Wykonawców do udziału w dialogu konkurencyjnym. Dnia 30 września 2022 r. odbyło się spotkanie otwierające Dialog Konkurencyjny projektu pn. „Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW w Elektrowni Kozienice w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego”. Dialog konkurencyjny zostanie przeprowadzony w trzech etapach, w podziale na części ogólne oraz branżowe. Dialog Konkurencyjny zakończono 10 lipca 2023 r. W dniu 11 lipca 2023 r. opublikowano Specyfikację Warunków Zamówienia.

17 października 2023 r. ENEA ELKOGAZ unieważniła przedmiotowe postępowanie przetargowe na wybór Generalnego Wykonawcy Inwestycji z uwagi na brak ofert. Aktualnie trwają prace nad określeniem dalszego kierunku realizacji projektu.

8.3.8. Udział w ElectroMobility Poland S.A.

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Energa S.A., ENEA S.A. oraz Tauron Polska Energia S.A. 19 października 2016 r. powołały spółkę ElectroMobility Poland S.A. Działalność spółki ma przyczynić się do realizacji programu dążącego do budowy polskiego pojazdu elektrycznego oraz wprowadzenia go do sprzedaży masowej, a także powstania systemu elektromobilności w Polsce.

28 grudnia 2022 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility Poland S.A. podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego o 17 557 328,00 zł, poprzez zmniejszenie wartości nominalnej wszystkich jej akcji z dotychczasowej kwoty 5 230,05 zł każda akcja do nowej wartości nominalnej 4 926,29 zł każda akcja. Celem obniżenia kapitału zakładowego jest zmniejszenie wartości nominalnej akcji spółki, co ułatwi pozyskanie kapitału w drodze emisji nowych akcji. Zgromadzenie podjęło także uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 249 999 364,92 zł do kwoty 534 738 926,92 zł, za łączną cenę emisyjną 250 000 000,00 zł, która zostanie wniesiona wyłącznie wkładem pieniężnym. Emisja nowych akcji została przeprowadzona w drodze subskrypcji prywatnej. Wszystkie nowe akcje są akcjami zwykłymi, imiennymi. Nadwyżka łącznej ceny emisyjnej nad wartością nominalną została przelana na kapitał zapasowy. Nowe akcje zostały objęte i opłacone przez Skarb Państwa. 16 stycznia 2023 r. sąd rejestrowy zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego. Obecnie ENEA S.A. posiada 2,30% akcji w kapitale zakładowym.

Inwestycja Skarbu Państwa w Spółkę jest gwarantem rozwoju projektu Polskiego Samochodu Elektrycznego oraz pozwoli, w pierwszej kolejności, na realizację działań przygotowawczych niezbędnych do przygotowania i uruchomienia produkcji samochodów elektrycznych.

8.3.9. Działalność ENEA Innowacje

ENEA Innowacje jest podmiotem dedykowanym do zarządzania obszarem innowacji w GK ENEA. Spółka ukierunkowana jest na rozwój innowacji poprzez inwestycje w podmioty zewnętrzne (start-upy), ale także prowadzi prace na polu wewnętrznego rozwoju inicjatyw innowacyjnych. Działania ENEA Innowacje mają na celu wdrażanie idei zeromisyjnej transformacji rynku energii elektrycznej na świecie i w Polsce, co stanowi wielkie wyzwanie, a w nadchodzących latach będzie przełomowa dla szerokiego spektrum podmiotów działających na rynku. W ciągu najbliższej dekady należy oczekiwać nie tylko ogromnej zmiany technologicznej, ale również zmiany filozofii w zakresie funkcjonowania rynku energii elektrycznej, która wpłynie na decyzje i wybory klientów. Innowacje wdrażane w GK ENEA będą decydowały o sukcesie szeroko rozumianej transformacji energetycznej. W ścisłym kręgu zainteresowań ENEA Innowacje jest poszukiwanie i implementacja rozwiązań technologicznych, a także nowych modeli biznesowych w zakresie m.in. gospodarki o obiegu zamkniętym, magazynowania energii i nowych technologii OZE, wykorzystania wodoru i innych nośników energii, elektromobilności, Smart Cities, Internetu Rzeczy i sztucznej inteligencji oraz automatyzacji procesów operacyjnych i produkcyjnych. Od 2022 r. Spółka, działając z ramienia GK ENEA, rozpoczęła działania

zmierzające do wdrożenia technologii SMR (małych modułowych reaktorów jądrowych), które mogą znaleźć zastosowanie pracując na potrzeby produkcji energii elektrycznej, ale także przy zapewnieniu dostaw ciepła dla systemów ciepłowniczych.

Ponadto Spółka w I-III kw. 2023 r.:

- na bieżąco prowadziła intensywne analizy i identyfikację m.in. otoczenia rynkowego, technologicznego, sektora energetycznego i jego konkurencyjności, które mają na celu wesprzeć kierunki działań i decyzje zarządcze w kwestii przyszłych inwestycji w innowacje Spółki, o czym świadczy już kilkanaście podpisanych umów o zachowaniu poufności, które są podstawą do wymiany informacji z analizowanymi przez Spółkę podmiotami,
- zidentyfikowała kilkanaście kluczowych inicjatyw i pomysłów innowacyjnych z zakresu produkcji i wykorzystania paliw alternatywnych, magazynowania energii, wdrażania idei gospodarki obiegu zamkniętego oraz przeprowadziła względem nich pogłębione analizy oraz oceny biorąc pod uwagę potencjał rozwoju i konkurencyjności w GK ENEA,
- prowadziła prace przygotowawcze zmierzające do przeprowadzenia pilotaży dla technologii z obszaru fotowoltaiki, wykorzystania popiołów z elektrowni węglowych do produkcji kruszyw oraz materiałów dla przemysłu cementowego oraz wdrażania zaawansowanych rozwiązań IT dla klastrów energii.
- kontynuowała oraz rozwijała dalszą współpracę z kolejnymi uczelniami oraz firmami w ramach podpisanych listów intencyjnych czy umów o współpracy.

8.3.10. Budowa farmy fotowoltaicznej na terenie LW Bogdanka

Projekt farmy fotowoltaicznej na terenach należących do LW Bogdanka pozwoli na właściwe zagospodarowanie kopalnianych gruntów oraz może przyczynić się do znacznej redukcji kosztów energii elektrycznej wykorzystywanej do zasilania infrastruktury technicznej LW Bogdanka z poszanowaniem środowiska oraz przy wykorzystaniu technologii odnawialnych.

W 2020 r. wykonano opracowanie „Studium wykonalności budowy farm fotowoltaicznych na terenach LW Bogdanka”. Na bazie tego dokumentu w 2021 r. rozpoczęto nową procedurę wyłonienia wykonawcy projektu farmy fotowoltaicznej dla potrzeb pola Bogdanka i został wyłoniony wykonawca, z którym została zawarta umowa. W 2022 r. trwały prace projektowe, uzyskano wymagane pozwolenia i decyzję, następnie ogłoszono postępowanie przetargowe na budowę farmy fotowoltaicznej. W grudniu 2022 r. w wyniku postępowania przetargowego został wyłoniony wykonawca. W I półroczu 2023 r. przekazano plac budowy i wykonano montaż konstrukcji wsporczych pod panele fotowoltaiczne. Z dniem 30 lipca zostały zakończone prace związane z budową farmy fotowoltaicznej.

8.3.11. Publikacja Strategii rozwoju GK LW Bogdanka na lata 2023-2030 z perspektywą do 2040 roku.

17 maja 2023 r. LW Bogdanka S.A. opublikowała „Strategię rozwoju GK LW Bogdanka na lata 2023-2030 z perspektywą do 2040 roku”. Dokument wytycza kluczowe kierunki rozwoju i transformacji dla Bogdanki. Spółka zakłada stworzenie innowacyjnego koncernu multisuwrowcowego napędzającego zieloną transformację oraz zabezpieczającego rozwój gospodarczy Lubelszczyzny.

Nowa strategia opiera się na 5 filarach. Pierwszy z nich to silny węglowy fundament, w ramach którego Bogdanka pozostaje liderem efektywności w wydobyciu węgla do końca istnienia kopalni. Cztery pozostałe to: Koncern Multisuwrowcowy, Gwarant Zrównoważonej Energii, Zielona Transformacja oraz Przyszłość Lubelszczyzny.

8.3.12. Realizacja projektu budowy Elektrowni Ostrołęka C

Szczegółowe informacje nt. realizacji projektu budowy Elektrowni Ostrołęka C zostały opisane w nocie 11 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2023 r.”

8.3.13. Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego

1 marca 2022 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pn. „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa” („Program transformacji”). Dokument powstał w celu dostosowania grup energetycznych do wyzwań transformacji spójnie z kierunkami wskazanymi w „Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP2040). Program transformacji przedstawia koncepcję wydzielenia z grup kapitałowych poszczególnych spółek energetycznych aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych („aktywa węglowe”). Założenia Programu transformacji przewidują m.in. integrację aktywów węglowych w ramach jednego podmiotu, tj. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK”) – spółki zależnej PGE S.A., która będzie docelowo działała pod firmą Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego („NABE”). Rolą NABE będzie zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez stabilne dostawy energii wytwarzanej z węgla. Wydzielenie aktywów węglowych pozwoli grupom energetycznym skupić się na przyspieszeniu inwestycji w nisko- i zeroemisyjne źródła energii oraz infrastrukturę przesyłową.

Grupa ENEA w II kwartale 2023 r. kontynuowała realizację zadań związanych z wydzieleniem aktywów węglowych na rzecz Skarbu Państwa zgodnie ze zaktualizowanym harmonogramem utworzenia NABE.

Grupa realizowała prace związane z wewnętrznymi zmianami własnościowymi oraz reorganizacyjnymi. Jednym z takich działań był podział spółki ENEA Trading sp. z o.o. (na podstawie art. 529 § 1 pkt 4) kodeksu spółek handlowych), wskutek czego, zgodnie z Planem Podziału spółki ENEA Trading sp. z o.o. z 29 lipca 2022 r. nastąpił podział przez wydzielenie i przeniesienie części

majątku (aktywów i pasywów) spółki ENEA Trading sp. z o.o., w postaci Zorganizowanej Części Przedsiębiorstwa, na spółkę ENEA Power&Gas Trading sp. z o.o. Podział nastąpił 3 kwietnia 2023 r.

W celu zapewnienia kontynuacji działalności spółek wydzielanych po włączeniu ich w struktury NABE, prowadzono negocjacje z instytucjami finansowymi w tym obszarze.

W II kwartale 2023 r. zakończono wyceny spółek wytwórczych wydzielanych do NABE.

W dniu 14 lipca 2023 r. Spółka otrzymała od Skarbu Państwa propozycję niewiążących dokumentów podsumowujących warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa, posiadanych przez ENEA udziałów ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. oraz akcji ENEA Elektrownia Połaniec S.A. wraz z ich podmiotami zależnymi. Dalsze działania obejmowały negocjacje z Kupującym, celem uzgodnienia i podpisania dokumentów pomiędzy Skarbem Państwa a Spółką.

W dniu 10 sierpnia 2023 r. Zarząd ENEA S.A. oraz Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Aktywów Państwowych, podpisali dokumenty podsumowujące warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa wszystkich posiadanych przez ENEA S.A. udziałów ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. oraz akcji ENEA Elektrownia Połaniec S.A. wraz z ich podmiotami zależnymi, celem utworzenia NABE. Uchwała dotycząca wyrażenia zgody na podpisanie powyższych dokumentów została podjęta przez Zarząd ENEA S.A. tego samego dnia rano.

Podpisane dokumenty nie stanowią oferty ani zobowiązania do zawarcia jakiegokolwiek umowy, są podstawą do złożenia przez Ministra Aktywów Państwowych do Prezesa Rady Ministrów wniosku o nabycie wszystkich udziałów ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. oraz akcji ENEA Elektrownia Połaniec S.A.

W związku z podpisaniem powyższych dokumentów, przy założeniu wartości transakcji z oferty, na moment obecny Grupa nie identyfikuje ewentualnej straty na poziomie skonsolidowanym na sprzedaży aktywów węglowych do NABE i, co za tym idzie, nie widzi konieczności tworzenia odpisów aktualizujących ich wartość.

17 sierpnia 2023 r. Sejm uchwalił ustawę o gwarancjach finansowych dla zobowiązań NABE, do której Senat wniósł poprawki, które z uwagi na kalendarz prac parlamentu nie zostały jeszcze rozpatrzone przez Sejm.

8.3.14. Sytuacja polityczno – gospodarcza w Ukrainie

Szczegółowe informacje nt. sytuacji polityczno – gospodarczej w Ukrainie zostały opisane w „Sprawozdaniu Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2022 r.” w pkt 10.3.18 i do dnia publikacji niniejszego sprawozdania Spółka nie zidentyfikowała istotnych zmian w tym zakresie.

9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu

Biegamy – Zbieramy - Pomagamy

Projekt „Biegamy – Zbieramy – Pomagamy” (BZP) realizowany jest w Grupie ENEA od kilku lat. Pracownicy od czerwca do końca września biegając, spacerując, jeżdżąc na rowerze czy na rolkach zbierali punkty, które zostały przeliczone na złotówki. Od czerwca pracownicy pokonali ponad 200 000 km, zarówno podczas codziennych aktywności, jak i zawodów sportowych – triathlonowych, rowerowych czy biegowych. W wyzwaniu wzięło udział 523 pracowników, którzy indywidualnie oraz w zespołach razem pokonali 52 470 km na nogach, 166 082 km na kołach oraz wykonali 128 milionów kroków. Tegoroczna edycja „Biegamy – Zbieramy - Pomagamy” zachowała również walory edukacyjne. Uczestnicy, po pokonaniu określonej liczby kilometrów, otrzymywali dawkę wiedzy o Celach Zrównoważonego Rozwoju (SDGS). Po raz kolejny zebraliśmy 50 000 zł, które zostaną przekazane na Dom Dziecka. Nabór wniosków na uzyskanie dofinansowania dla Domu Dziecka trwać będzie od 1 do 30 listopada tego roku. Zainteresowane pozyskaniem wsparcia placówki opiekuńczo-wychowawcze powinny się zgłaszać poprzez stronę Fundacji ENEA <https://www.enea.pl/fundacja> wskazując na co chcieliby przeznaczyć środki.

Misja Profilaktyka

Misja Profilaktyka to program realizowany od lat dla pracowników naszej Grupy ENEA, którego celem jest ochrona zdrowia pracowników i ich bliskich oraz edukacja profilaktyki zdrowia fizycznego i psychicznego. Organizujemy badania profilaktyczne, warsztaty i webinaria. Celem projektu, oprócz zadbania o dobrostan pracowników i ich rodzin, jest także realizacja standardów społecznej odpowiedzialności biznesu, w szczególności w obszarze ochrony i promocji zdrowia. Tegoroczna edycja programu profilaktyki zdrowotnej odbyła się podczas organizowanego w Poznaniu Dnia Energetyka. Internista, diabetolog, dermatolog, dietetyk, fizjoterapeuta – te i inne konsultacje czekały na pracowników i ich rodziny. Łącznie przebadano 826 pacjentów, z czego 14% zalecono dalszą diagnostykę. Największą popularnością cieszyły się konsultacje dermatologiczne i badania videodermatoskopem, konsultacje internistyczne oraz stanowiska do masażu.

Ogólnopolska kampania edukacyjno-informacyjna „Bliżej Siebie”

ENEA S.A. została Partnerem ogólnopolskiej kampanii edukacyjno-informacyjnej „Bliżej Siebie”. Kampania skupiała się na temacie zdrowia psychicznego w środowisku pracy, a jej motywem przewodnim była komunikacja i empatia. W ramach projektu dla wszystkich pracowników przygotowane zostały liczne filmy edukacyjne zawierające zarówno część merytoryczną, jak i praktyczne wskazówki na temat tego, jak rozmawiać o zdrowiu psychicznym. Dodatkowo, w ramach kampanii „Bliżej Siebie”, realizowany zostało badanie - barometr, czyli krótka ankieta dotycząca kondycji psychicznej naszych pracowników.

„Wielkopolska Walka i Opór”

Dbając o pamięć historyczną ENEA S.A. wspólnie z Towarzystwem Projektów Edukacyjnych przygotowała projekt „Wielkopolska Walka i Opór” – poruszający historię Wielkopolski w latach 1939-1945. W projekcie została opracowana lekcja multimedialna oraz materiały dydaktyczne ułatwiające prowadzenie zajęć przez nauczycieli. Projekt został zainaugurowany konferencją dydaktyczno-historyczną dla nauczycieli z województwa wielkopolskiego, której przedmiotem było bohaterstwo i poświęcenie żołnierzy, harcerzy oraz mieszkańców Wielkopolski, którzy pomimo bezwzględnej polityki eksterminacyjnej władz okupacyjnych, stawiali opór terrorowi. Do udziału w projekcie, którego integralnym elementem była konferencja dla nauczycieli, zaprosiliśmy 120 szkół z woj. wielkopolskiego. Przygotowane materiały edukacyjne skierowane są do uczniów 7 i 8 klas Szkół Podstawowych i wszystkich typów szkół ponadpodstawowych. Materiały zostały przygotowane zgodnie z obowiązującą podstawą programową. We wrześniu wystartował konkurs dla uczniów 7 i 8 klas Szkół Podstawowych położonych na terenie całej Polski, który trwał do 31 października. Dla najbardziej aktywnych szkół do wygrania jest między innymi nagroda w formie zwiedzania z przewodnikiem miasta Poznań pod kątem okupacji niemieckiej, ze szczególnym uwzględnieniem Fortu VII i lasów pod Zakrzewiem.

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. obejmie 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 jest do uczniów i studentów, najlepsze projekty otrzymają wsparcie agencji PR, a chętni mogą zgłaszać się maksymalnie do 7 stycznia 2024 r. poprzez platformę dla zalogowanych uczestników <https://zvolnienizteorii.pl/a/#/app/partner/enea2324> W poprzedniej edycji Olimpiady ENEA S.A. wspierała projekty z obszaru energetyki oraz promowania nauk ścisłych, z którego skorzystało blisko 300 000 beneficjentów.

Konferencja CSR i ESG

13 września 2023 r. w Międzynarodowym Centrum Targowo Kongresowym EXPO Kraków zorganizowana została konferencja CSR i ESG – od ludzi dla ludzi skierowane do przedstawicieli różnych branż biznesowych oraz organizacji pozarządowych. Partnerem tego wydarzenia po raz drugi była ENEA S.A. W ramach całej inicjatywy odbyła się Konferencja oraz Targi CSR i ESG. Konferencja została podzielona na trzy przestrzenie dyskusyjne skierowane do biznesu, sektora NGO oraz technologii i innowacji. W wydarzeniu wzięło udział łącznie 800 osób. Podczas wydarzenia ENEA S.A. podzieliła się swoim doświadczeniem w ramach dwóch debat dotyczących ESG oraz wolontariatu pracowniczego.

Letnia Akademia Zrównoważonego Rozwoju

Kontynuacja współpracy z United Nations Association – Poland (UNAP), stowarzyszeniem które wspiera i upowszechnia wiedzę na temat Organizacji Narodów Zjednoczonych. ENEA S.A. angażuje się w działania na rzecz edukacji z zakresu celów zrównoważonego rozwoju. Jednym z nich jest Letnia Akademia Zrównoważonego Rozwoju, w którym uczniowie szkół ponadpodstawowych, zgodnie z celami, działali na rzecz poprawy jakości życia społeczności lokalnych. ENEA S.A. została po raz drugi partnerem strategicznym tego projektu. Letnia Akademia Ambasadorów Zrównoważonego Rozwoju to bezpłatne warsztaty wyjazdowe dla młodych osób z całej Polski (w wieku od 18 do 25 lat), które odbyły się w dniach 7-9 lipca w Leśnym Ośrodku Szkoleniowym w Puszczykowie. Podczas Akademii uczestnicy wzięli udział w szeregu praktycznych warsztatów i wykładów prowadzonych przez wybitnych specjalistów, w tym z zakresu zrównoważonego rozwoju, klimatu, transformacji energetycznej oraz tworzenia i realizacji projektów społecznych tzw. project managementu. Celem warsztatów było wyposażenie uczestników w wiedzę dotyczącą zrównoważonego rozwoju, energii odnawialnej, przyczyn kryzysu klimatycznego oraz tworzenia i zarządzania własnymi projektami społecznymi.

Potęga poMocy

Potęga poMocy to program, w ramach którego pracownicy mają szansę na wsparcie osób potrzebujących, zaangażowanie się w rozwój swojej okolicy lub zrealizowanie ważnej dla siebie inicjatywy. W ramach programu, Fundacja ENEA wspiera zgłoszone projekty grantami od 3 000 do 4 000 złotych. Środki te mogą zostać przekazane placówkom non-profit, z którymi pracownik chciałby zrealizować projekt, na przykład: fundacjom, stowarzyszeniom, szkołom czy przedszkolom. Wszystkie działania realizowane są w ramach wolontariatu pracowniczego. Łącznie w trzech edycjach w 2023 r. zgłoszonych zostało 60 projektów, wśród których Jury wybrało 14 zgłoszeń, przekazując na ten cel blisko 60 000 zł.

Koncerty nad Rusalką

W scenerii poznańskiego Jeziora Rusalka, od czerwca do końca sierpnia zorganizowanych zostało 7 koncertów reprezentantów młodej polskiej sceny muzycznej. Niemal wszystkie koncerty zostały sfilmowane, a transmisje na żywo były udostępniane bezpłatnie na profilu „Scena nad Rusalką” na Facebooku. Projekt Scena nad Rusalką, przeciwdziała wykluczeniu społecznemu, jednocześnie wspierając osoby niepełnosprawne. Wyróżnia go dostosowanie do osób niedosłyszących. Udostępniana na wszystkich koncertach pętla indukcyjna pozwala osobom korzystającym z aparatów słuchowych odbierać dźwięki muzyki w sposób doskonały. Projekt jest jedynym z pierwszych w Polsce z pętlą indukcyjną zamontowaną na stałe. ENEA S.A. patronowała wydarzeniu już po raz trzeci.

ENEA Akademia Talentów

We wrześniu rozpoczęła się V edycja Enei Akademii Talentów, programu stypendialnego dla uczniów szkół podstawowych (od IV klasy) i ponadpodstawowych dającego szansę zdobycia dodatkowych środków finansowych na rozwój swoich pomysłów, pasji i zainteresowań. W najnowszej edycji do zdobycia jest 40 stypendiów, każde o wartości 5 000 zł. Nowością jest także kategoria zaangażowanie społeczne, w której odnajdą się społecznicy, osoby działające na rzecz innych, wolontariusze. Pozostałe kategorie talentu to bez zmian: sport, sztuka oraz nauka. Do 1 etapu zgłosiło się blisko 2 tysiące uczniów, wśród których Jury wybierze 80, którzy przygotują filmiki o swoich talentach, które zostaną poddane ocenie i zadecydują o wygranej.

Podsumowanie IV edycji oraz inauguracja V, odbyła się podczas uroczystej Gali w Poznaniu, na której przekazano laureatom pamiątkowej statuetki. Od uruchomienia programu na wsparcie talentów młodych ludzi ENEA S.A. przekazała blisko 880 000 zł.

10. Raportowanie niefinansowe

Oświadczenie na temat informacji niefinansowych Grupy Kapitałowej ENEA za rok 2022

W marcu 2023 r. Grupa Kapitałowa ENEA, realizując obowiązek wynikający z Ustawy o rachunkowości z dnia 29 września 1994 r. implementującą do polskiego porządku prawnego Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/95/UE, opublikowała „Oświadczenie na temat informacji niefinansowych Grupy Kapitałowej ENEA za rok 2022” jako wyodrębnioną, a zarazem integralną część rocznego „Sprawozdania Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2022 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 związanych z działalnością jednostki mogących wywierać niekorzystny wpływ na powyższe zagadnienia, w tym ryzyk związanych z produktami jednostki lub jej relacjami z otoczeniem zewnętrznym, a także opis zarządzania nimi.

W przedmiotowym Oświadczeniu po raz pierwszy Grupa raportuje, w odniesieniu do kilku spółek, dane dotyczące emisji gazów cieplarnianych w zakresie 3 czyli inne pośrednie emisje CO₂ powstałe w całym łańcuchu wartości firmy.

Ponadto w Oświadczeniu Grupa ujawnia po raz pierwszy udział działalności zgodnej z Taksonomią UE i po raz drugi udział działalności kwalifikującej się do Taksonomii UE, co wynika z obowiązku nałożonego na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje zwanego potocznie Taksonomią UE bądź unijną systematyką.

Prezentowane w Oświadczeniu dane opracowano z wykorzystaniem najnowszej wersji międzynarodowych standardów raportowania niefinansowego Global Reporting Initiative - GRI Standards 2021, w wersji Core.

Raport ESG Grupy Kapitałowej ENEA za rok 2022

W maju 2023 roku Grupa Kapitałowa ENEA kontynuując prowadzoną coroczną praktykę raportowania dotyczącego zrównoważonego rozwoju w formie platformy online, opublikowała raport ESG za 2022 rok, który stanowi poszerzoną w stosunku do „Oświadczenia na temat informacji niefinansowych Grupy Kapitałowej ENEA za rok 2022” prezentację działań podjętych w 2022 r. i ich rezultatów na rzecz minimalizowania wpływu swojej działalności na środowisko przy jednoczesnym zwiększaniu pozytywnego oddziaływania na otoczenie społeczne. Raport to także odpowiedź na pojawiające się globalne wyzwania, takie jak kryzys klimatyczny, kryzys energetyczny i humanitarny w kontekście agresji Rosji na Ukrainę.

Podobnie jak w raporcie ESG za 2021 rok, głównym punktem odniesienia jest „Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 r. z perspektywą 2040 r.”, której realizacja, wpisująca się w założenia transformacji energetycznej Polski, pozwoli Grupie osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r., przy jednoczesnym stałym wzroście wartości. Dużo uwagi w raporcie poświęcono m.in. rozwojowi własnych odnawialnych źródeł energii oraz niezbędnej rozbudowie i modernizacji sieci dystrybucyjnych, ale także szerszemu kontekstowi „Zielonej zmiany ENEI” – m.in. realizowanym programom badawczo-rozwojowym czy zarządzaniu ryzykami i szansami związanymi ze zmianami klimatu. Opisom prowadzonych działań i przyjętych celów towarzyszą szczegółowe dane liczbowe, m.in. dotyczące emisji gazów cieplarnianych, które pierwszy raz częściowo obliczono metodą location-based także dla tzw. Zakresu 3, czy ujawnień udziału działalności zgodnej z Taksonomią UE, także opublikowanych po raz pierwszy.

„Raport ESG GK ENEA za 2022 rok” odnosi się do oczekiwań sformułowanych w „Suplemencie dotyczącym zgłaszania informacji związanych z klimatem (2019/C 209/01)” do wspomnianej dyrektywy, „Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady 2020/852/UE w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje”, publicznym stanowisku Europejskiego Urzędu Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA) pt. „Europejskie wspólne priorytety nadzorcze w odniesieniu do rocznych raportów finansowych za rok 2022”, rekomendacjach Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) w sprawie ujawniania przez firmy informacji związanych z oddziaływaniem na klimat oraz przewodniku „Wytoczne do raportowania ESG Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie”.

„Raport ESG Grupy ENEA za 2022 rok” opracowano zgodnie z najnowszą wersją międzynarodowych standardów raportowania Global Reporting Initiative – GRI Standards 2021.

Treść Raportu ESG została osobno przyjęta przez Radę Nadzorczą ENEA S.A.

Z Raportem ESG Grupy ENEA można się zapoznać pod adresem: <https://raport2022.esg.enea.pl/>

11. Załączniki

Załącznik nr 1 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator w I-III kw. 2023 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	2 399 763	3 326 821	927 058	38,6%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	2 690	3 935	1 245	46,3%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	9 782	24 886	15 104	154,4%
Rozliczenie rynku bilansującego	34 613	66 769	32 156	92,9%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	61 050	102 222	41 172	67,4%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	5 429	7 680	2 251	41,5%
Przychody z tytułu pozostałych usług	21 815	23 601	1 786	8,2%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	14 276	22 226	7 950	55,7%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	881	910	29	3,3%
Przychody ze sprzedaży netto	2 550 299	3 579 050	1 028 751	40,3%
Rekompensaty	0	322 048	322 048	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 550 299	3 901 098	1 350 799	53,0%
Amortyzacja	526 129	540 649	14 520	2,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	446 400	486 615	40 215	9,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	29 090	32 130	3 040	10,5%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	349 689	1 172 093	822 404	235,2%
Koszty usług przesyłowych	340 210	487 990	147 780	43,4%
Inne usługi obce	214 936	248 806	33 870	15,8%
Podatki i opłaty	224 301	197 898	-26 403	-11,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 130 755	3 166 181	1 035 426	48,6%
Pozostałe przychody operacyjne	64 929	87 306	22 377	34,5%
Pozostałe koszty operacyjne	50 595	72 112	21 517	42,5%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(2 400)	(560)	1 840	76,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	431 478	749 551	318 073	73,7%
Koszty finansowe	147 679	274 664	126 985	86,0%
Przychody finansowe	26 397	9 246	-17 151	-65,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	310 196	484 133	173 937	56,1%
Podatek dochodowy	62 456	100 913	38 457	61,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	247 740	383 220	135 480	54,7%
EBITDA	957 607	1 290 200	332 593	34,7%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w I-III kw. 2023 r. (wzrost o 332,6 mln zł):

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 1 264 mln zł wynikają głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok

(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 140 mln zł wynikają ze wzrostu stawek opłat stałych i zmiennych w rozliczeniach z PSE SA oraz sąsiednimi OSD

(-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 790 mln zł wynikają przede wszystkim ze wzrostu cen hurtowych z realizacją w 2023 r.

(+) wyższe przychody za przyłączenie do sieci o 41 mln zł wynikają głównie z większej liczby przyłączonych w roku bieżącym obiektów OZE w II, III oraz IV grupie przyłączeniowej

(-) wyższe koszty operacyjne o 51 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych i kosztów usług obcych

(+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 3 mln zł

Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator w III kw. 2023 r.

[tys. zł]	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	813 370	1 109 036	295 666	36,4%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	501	1 365	864	172,5%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-32 813	-7 861	24 952	76,0%
Rozliczenie rynku bilansującego	34 331	21 284	-13 047	-38,0%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	24 900	38 157	13 257	53,2%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	882	4 010	3 128	354,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	7 096	7 765	669	9,4%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	3 619	6 993	3 374	93,2%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	307	163	-144	-46,9%
Przychody ze sprzedaży netto	852 193	1 180 912	328 719	38,6%
Rekompensaty	0	99 441	99 441	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	852 193	1 280 353	428 160	50,2%
Amortyzacja	182 893	185 736	2 843	1,6%
Koszty świadczeń pracowniczych	158 923	163 203	4 280	2,7%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	8 379	9 328	949	11,3%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	93 920	375 796	281 876	300,1%
Koszty usług przesyłowych	108 624	167 942	59 318	54,6%
Inne usługi obce	73 798	86 962	13 164	17,8%
Podatki i opłaty	85 380	64 354	-21 026	-24,6%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	711 917	1 053 321	341 404	48,0%
Pozostałe przychody operacyjne	27 358	43 286	15 928	58,2%
Pozostałe koszty operacyjne	5 299	13 819	8 520	160,8%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(982)	(570)	412	42,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	161 353	255 929	94 576	58,6%
Koszty finansowe	77 302	93 929	16 627	21,5%
Przychody finansowe	632	3 157	2 525	399,5%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	84 683	165 157	80 474	95,0%
Podatek dochodowy	17 370	32 964	15 594	89,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	67 313	132 193	64 880	96,4%
EBITDA	344 246	441 665	97 419	28,3%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w III kw. 2023 r. (wzrost o 97,4 mln zł):

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 420 mln zł wynikają głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok

(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 56 mln zł wynikają ze wzrostu stawek opłat stałych i zmiennych w rozliczeniach z PSE SA oraz sąsiednimi OSD

(-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 295 mln zł wynikają przede wszystkim ze wzrostu cen hurtowych z realizacją w 2023 r.

(+) wyższe przychody za przyłączenie do sieci o 13 mln zł

(+) niższe koszty operacyjne o 3 mln zł

(+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 8 mln zł

Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w I-III kw. 2023 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	6 322 228	12 055 879	5 733 651	90,7%
koncesja na wytwarzanie	6 145 266	11 872 999	5 727 733	93,2%
koncesja na obrót	142 514	113 749	-28 765	-20,2%
Regulacyjne Usługi Systemowe	34 448	69 131	34 683	100,7%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	478 606	504 124	25 518	5,3%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	7 783	14 012	6 229	80,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	4 254	2 789	-1 465	-34,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	27 138	34 301	7 163	26,4%
Przychody ze sprzedaży netto	6 840 009	12 611 105	5 771 096	84,4%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	426	733	307	72,1%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	6 840 435	12 611 838	5 771 403	84,4%
Amortyzacja	182 923	195 789	12 866	7,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	238 555	288 426	49 871	20,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	4 798 446	8 141 277	3 342 831	69,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	607 414	1 081 719	474 305	78,1%
Usługi przesyłowe	1	0	-1	-100,0%
Inne usługi obce	101 084	145 094	44 010	43,5%
Podatki i opłaty	60 610	1 819 198	1 758 588	2 901,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	5 989 033	11 671 503	5 682 470	94,9%
Pozostałe przychody operacyjne	22 117	18 709	-3 408	-15,4%
Pozostałe koszty operacyjne	13 382	20 369	6 987	52,2%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-1 093 731	0	1 093 731	100,0%
Zysk / (strata) na zmianie sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	118	590	472	400,0%
Odpis / (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(1 737)	(1 134)	603	34,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	(231 739)	940 399	1 172 138	505,8%
Koszty finansowe	123 476	156 678	33 202	26,9%
Przychody finansowe	47 671	4 774	-42 897	-90,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	(307 544)	788 495	1 096 039	356,4%
Podatek dochodowy	-49 550	155 888	205 438	414,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	(257 994)	632 607	890 601	345,2%
EBITDA	-50 553	1 135 054	1 185 607	2 345,3%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w I-III kw. 2023 r. (wzrost o 1 185,6 mln zł):

- (+) w I-III kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 1 093,7 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 1 021,2 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 797,2 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 92,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 34,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 25,5 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 1 759,4 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 104,3 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 15,6 mln zł

Załącznik nr 4 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w III kw. 2023 r.

[tys. zł]	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 363 150	4 179 906	1 816 756	76,9%
koncesja na wytwarzanie	2 335 179	4 151 165	1 815 986	77,8%
koncesja na obrót	18 735	0	-18 735	-100,0%
Regulacyjne Usługi Systemowe	9 236	28 741	19 505	211,2%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	162 077	171 279	9 202	5,7%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	697	2 121	1 424	204,3%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 321	719	-602	-45,6%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	10 505	13 439	2 934	27,9%
Przychody ze sprzedaży netto	2 537 750	4 367 464	1 829 714	72,1%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	168	248	80	47,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 537 918	4 367 712	1 829 794	72,1%
Amortyzacja	60 430	66 912	6 482	10,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	89 705	95 645	5 940	6,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 773 087	2 656 601	883 514	49,8%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	152 528	519 899	367 371	240,9%
Inne usługi obce	37 945	53 918	15 973	42,1%
Podatki i opłaty	20 502	555 040	534 538	2 607,2%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 134 197	3 948 015	1 813 818	85,0%
Pozostałe przychody operacyjne	10 079	5 799	-4 280	-42,5%
Pozostałe koszty operacyjne	4 414	5 099	685	15,5%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-900 048	0	900 048	100,0%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	44	1 762	1 718	3 904,5%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	(490 618)	422 159	912 777	186,0%
Koszty finansowe	49 729	44 154	-5 575	-11,2%
Przychody finansowe	6 537	3 153	-3 384	-51,8%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	(533 810)	381 158	914 968	171,4%
Podatek dochodowy	-121 749	76 054	197 803	162,5%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	(412 061)	305 104	717 165	174,0%
EBITDA	-430 188	489 071	919 259	213,7%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w III kw. 2023 r. (wzrost o 919,3 mln zł):

- (+) w III kw. 2022 r utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 900,0 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 395,1 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 152,6 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 19,5 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 9,2 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 5,5 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny 535,1 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 27,5 mln zł

Załącznik nr 5 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w I-III kw. 2023 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2022	I-III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 360 503	5 257 632	1 897 129	56,5%
koncesja na wytwarzanie	2 866 145	4 594 470	1 728 325	60,3%
koncesja na obrót	480 016	621 881	141 865	29,6%
Regulacyjne Usługi Systemowe	14 342	41 281	26 939	187,8%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	189 735	200 911	11 176	5,9%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	221 865	223 126	1 261	0,6%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	56 045	55 689	-356	-0,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	4 113	6 014	1 901	46,2%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	3 222	15 419	12 197	378,6%
Podatek akcyzowy	33	46	13	39,4%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 835 450	5 758 745	1 923 295	50,1%
Amortyzacja	76 003	82 765	6 762	8,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	65 760	104 541	38 781	59,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 714 018	4 284 388	1 570 370	57,9%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	506 577	456 692	-49 885	-9,8%
Usługi przesyłowe	268	417	149	55,6%
Inne usługi obce	205 636	224 367	18 731	9,1%
Podatki i opłaty	27 381	321 484	294 103	1 074,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 595 643	5 474 654	1 879 011	52,3%
Pozostałe przychody operacyjne	11 060	18 575	7 515	67,9%
Pozostałe koszty operacyjne	1 897	3 222	1 325	69,8%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-217 761	0	217 761	-100,0%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	0	14 070	14 070	100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	31 209	313 514	282 305	904,6%
Koszty finansowe	25 974	42 501	16 527	63,6%
Przychody finansowe	17 474	7 008	-10 466	-59,9%
Przychody z tytułu dywidend	1 778	172	-1 606	-90,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	24 487	278 193	253 706	1 036,1%
Podatek dochodowy	4 396	55 145	50 749	1 154,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	20 091	223 048	202 957	1 010,2%
EBITDA	107 212	396 279	289 067	269,6%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w I-III kw. 2023 r. (wzrost o 289,1 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 112,2 mln zł):

- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 272,2 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 220,9 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 12,3 mln zł, w tym korekta kosztów dotycząca 2022 r.
- (-) wzrost kosztów stałych o 11,4 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 192,4 mln zł
- (+) w I-III kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 169,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 26,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 11,2 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 5,6 mln zł

Segment OZE (wzrost EBITDA o 477,4 mln zł):

- (+) wzrost marży na produkcji energii z OZE o 523,5 mln zł
- (+) w I-III kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 48,5 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 71,0 mln zł
- (-) spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 14,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 5,2 mln zł
- (-) wzrost pozostałych kosztów zmiennych o 3,8 mln zł

Segment Ciepło (spadek EBITDA o 76,1 mln zł)

- (-) spadek marży na ciepłe o 75,6 mln zł z tytułu: -57,8 mln zł wyższe koszty węgla, -20,9 mln zł wyższy koszt CO₂, +2,8 mln zł wyższa cena sprzedaży ciepła
- (-) spadek pozostałych czynników o 0,5 mln zł

Załącznik nr 6 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w III kw. 2023 r.

[tys. zł]	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 124 545	1 844 061	719 516	64,0%
koncesja na wytwarzanie	975 927	1 510 576	534 649	54,8%
koncesja na obrót	143 437	316 107	172 670	120,4%
Regulacyjne Usługi Systemowe	5 181	17 378	12 197	235,4%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	64 676	68 153	3 477	5,4%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	21 605	58 857	37 252	172,4%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	18 190	17 943	-247	-1,4%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 328	2 042	714	53,8%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	1 237	4 290	3 053	246,8%
Podatek akcyzowy	9	13	4	44,4%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 231 572	1 995 333	763 761	62,0%
Amortyzacja	26 217	28 774	2 557	9,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	24 166	34 776	10 610	43,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	988 307	1 471 202	482 895	48,9%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	160 730	203 072	42 342	26,3%
Usługi przesyłowe	86	132	46	53,5%
Inne usługi obce	86 683	86 068	-615	-0,7%
Podatki i opłaty	8 655	58 855	50 200	580,0%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 294 844	1 882 879	588 035	45,4%
Pozostałe przychody operacyjne	5 067	4 105	-962	-19,0%
Pozostałe koszty operacyjne	976	473	-503	-51,5%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	35 488	0	-35 488	-100,0%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	0	14 070	14 070	100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	(23 693)	130 156	153 849	649,3%
Koszty finansowe	14 027	11 542	-2 485	-17,7%
Przychody finansowe	11 887	6 457	-5 430	-45,7%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	(25 833)	125 071	150 904	584,2%
Podatek dochodowy	-4 724	23 720	28 444	602,1%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	(21 109)	101 351	122 460	580,1%
EBITDA	2 524	158 930	156 406	6 196,8%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w III kw. 2023 r. (wzrost o 156,4 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 26,9 mln zł):

- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 122,0 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 38,0 mln zł
- (-) w III kw. 2022 r. rozwiązanie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 25,7 mln zł
- (-) spadek marży na obrocie o 0,9 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 132,1 mln zł
- (+) spadek kosztów stałych o 12,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 11,4 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 3,5 mln zł

Segment OZE (wzrost EBITDA o 210,0 mln zł):

- (+) wzrost marży na produkcji energii z OZE o 217,6 mln zł
- (+) wzrost marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 7,1 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 11,8 mln zł
- (-) w III kw. 2022 r. rozwiązanie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 9,8 mln zł
- (-) wzrost pozostałych kosztów zmiennych o 2,0 mln zł

Segment Ciepło (spadek EBITDA o 17,7 mln zł)

- (-) spadek marży na ciepłe o 17,5 mln zł z tytułu: -13,9 mln zł wyższe koszty węgla, -4,9 mln zł wyższy koszt CO₂, +0,9 mln zł wyższa cena sprzedaży ciepła
- (-) wzrost kosztów stałych o 0,2 mln zł

12. Słownik pojęć i skrótów

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

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

Wskaźnik finansowy	Wyszczególnienie
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawo do korzystania ze składnika aktywów
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	Średni stan należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe x liczba dni / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni/ Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
Cykl rotacji zapasów w dniach	Średni stan zapasów x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
Dług netto / EBITDA	(Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe długo- i krótkoterminowe + zobowiązania z tytułu 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 z tyt. utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych
EBITDA LTM	EBITDA z ostatnich 12 miesięcy
EBIT	Zysk/ (strata) z działalności operacyjnej
Finansowanie zewnętrzne	Suma pozycji ze sprawozdania z przepływów pieniężnych: Otrzymane kredyty i pożyczki, Emisja obligacji, Spłata kredytów i pożyczek, Wykup obligacji
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 na Rynku Bilansującym	Różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami energii zakupionej na Rynku Bilansującym
Marża na wytwarzaniu	Różnica pomiędzy osiągniętymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej a kosztami zmiennymi dotyczącymi wytworzenia tej energii
Marża z działalności koncesjonowanej	Pozycja uwzględniająca przychody i koszty związane z działalnością gospodarczą polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na określonym terenie. Są to przede wszystkim: przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym, koszty usług przesyłowych i dystrybucyjnych, koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych, przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci ENEA Operator.
Marża ZB na sprzedaży/ aktualizacji zapasu zielonych certyfikatów	Marża na sprzedaży zielonych certyfikatów z Zielonego Bloku kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży, a kosztem własnym sprzedaży certyfikatów, uwzględniająca aktualizację zapasu zielonych certyfikatów, tj. aktualizację średnioważonej ceny zapasu certyfikatów do ceny rynkowej w przypadku znacznego spadku ich ceny rynkowej
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	Kapitał własny / Aktywa trwałe
Rentowność operacyjna	Zysk (strata) z działalności operacyjnej / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
Rentowność kapitału własnego (ROE)	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Kapitał własny
Rentowność aktywów (ROA)	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Aktywa całkowite
Rentowność netto	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
Rentowność EBITDA	EBITDA / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody

Skorygowana marża I pokrycia	Marża na obrocie detalicznym energią elektryczną i paliwem gazowym realizowana przez ENEA S.A. wykazywana łącznie ze sprzedażą hurtową realizowaną przez ENEA Trading i ENEA Power&Gas Trading skorygowana prezentacyjnie o inne czynniki zależne takie jak: przychody i koszty z tytułu sprzedaży i zakupu praw do emisji CO ₂ , wycenę kontraktów CO ₂ , transakcji terminowych energii i gazu wykazywaną w działalności operacyjnej.
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	Wynik na pozycjach: Pozostałe przychody operacyjne, Pozostałe koszty operacyjne, Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych
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
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators - Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
Advanced Metering Infrastructure (AMI)	Advanced Metering Infrastructure, zaawansowane systemy pomiarowo – rozliczeniowe wraz z dwukierunkowymi układami pomiarowo – rozliczeniowymi
AFIR (ang. Regulation for the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure)	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylającego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE
Aukcja mocy	Mechanizm wprowadzony przez Ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy (Dz. U. 2020 poz. 247). W ramach aukcji mocy producenci energii elektrycznej oferują operatorowi na okres dostaw obowiązek mocy, czyli zobowiązują się do pozostawiania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia
BAT	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
CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism)	Mechanizm dostosowywania cen na granicach z emisją dwutlenku węgla
Cena pasma (BASE)	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
CfD (ang. Contract of Difference)	Kontrakt różnicowy
COREPER (ang. Committee of Permanent Representatives)	Komitet Stałych Przedstawicieli (organ, który składa się ze stałych przedstawicieli krajów członkowskich Unii Europejskiej przy Radzie w Brukseli w randze ambasadorów oraz ich zastępców)
CO₂	Dwutlenek węgla
CSR (ang. Corporate Social Responsibility)	Spółeczna odpowiedzialność biznesu. Odpowiedzialność organizacji za wpływ jej decyzji i działań na społeczeństwo i środowisko, zapewniana przez przejrzyste i etyczne postępowanie, które: <ul style="list-style-type: none"> – przyczynia się do zrównoważonego rozwoju, w tym dobrobytu i zdrowia społeczeństwa – uwzględnia oczekiwania interesariuszy – jest zgodne z obowiązującym prawem i spójne z międzynarodowymi normami postępowania – jest zintegrowane z działaniami organizacji i praktykowane w jej relacjach
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
Dyrektywa IED	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych. Zaostrza ona standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów z obiektów energetycznego spalania
EUA	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
Europejski System Handlu Emisjami EU ETS	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
GWh	Gigawatogodzina
GJ	Gigadżul
HF	Fluorowódor
Hg	Rtęć
IRGIT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
IOS	Instalacja odsiarczania spalin oraz redukcji metali ciężkich
ITRE (ang. Committee on Industry, Research and Energy)	Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii Parlamentu Europejskiego
KOBIZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni
Komisja ENVI (ang. Committee on the Environment, Public Health and Food Safety)	Komisja Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego i Bezpieczeństwa Żywności
Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE)	Zbiór urządzeń przeznaczony do wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą funkcjonalnie w system umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany
LULUCF	Porozumienie polityczne w sprawie zwiększenia wkładu sektora użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa

Mg	Megagram, inaczej tona
MSR (ang. Market Stability Reserve)	Rezerwa stabilności rynkowej (dot. uprawnień EU ETS)
MW_e	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
MW_t	Megawat mocy cieplnej
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
NH₃	Amoniak
Nm³	Normalny metr sześcienny gazu, tj. liczba m ³ , jakie zająłby gaz w warunkach normalnych
nN	Sieć niskiego napięcia, dostarczająca indywidualnym odbiorcom prąd przemienny o częstotliwości 50 Hz, pod napięciem fazowym 230 V
NO_x	Tlenki azotu
Operator systemu przesyłowego (OSP)	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., jednoosobowa spółka Skarbu Państwa będąca właścicielem sieci najwyższych napięć, a więc operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego
OIRE	Operator Informacji Rynku Energii
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSDn	Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP
OZE	Odnawialne źródła energii
PJ	Petadżul
PMOZE	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
PSCMI1	Odzwierciedla poziom cen miałów energetycznych klasy 20-23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej.
Prosument	Osoba, która wytwarza energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby za pomocą mikroinstalacji, a jednocześnie może ją magazynować i przekazywać nadwyżkę do sieci energetycznej
PV	Fotowoltaika
RDN	Rynek Dnia Następnego (RDN) funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. Jest rynkiem SPOT dla energii elektrycznej w Polsce. Od początku notowań ceny na RDN stanowią odniesienie dla cen energii w kontraktach bilateralnych w Polsce. RDN przeznaczony jest dla tych spółek, które chcą w sposób aktywny i bezpieczny na bieżąco domykać swoje portfele zakupów/sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby
REPowerEU	Plan Komisji Europejskiej polegający na uniezależnieniu Europy od rosyjskich paliw kopalnych przed 2030 r.
Rynek Bilansujący	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE)
Rynek SPOT	Rynek kasowy (bieżący)
Rynek terminowy	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
SCR (ang. Selective Catalytic Reduction)	Instalacja katalizacyjnego odazotowania spalin. Zasadą jej działania jest redukcja tlenków azotu do azotu atmosferycznego na powierzchni katalizatora, odbywająca się z wykorzystaniem substancji zawierającej amoniak
SMR	Small Modular Reactors – małe modułowe reaktory jądrowe
Smart Grid	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
SN	Sieć średniego napięcia, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 1 kV do 60 kV
SO₂	Dwutlenek siarki
Taksonomia UE	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje
TNAC (ang. The Total Number of Allowances in Circulation)	Całkowita liczba uprawnień w obiegu (uprawnienia EU ETS)
TWh	Terawatogodzina
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne
WRA	Wartość regulacyjna aktywów

Podpisy Zarządu

Data zatwierdzenia i publikacji „Pozostałe informacje do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za trzeci kwartał 2023 r.”- 22 listopada 2023 r.

Podpisy:

Prezes Zarządu

Paweł Majewski

Członek Zarządu ds. Finansowych

Rafał Mucha

Członek Zarządu ds. Operacyjnych

Marcin Pawlicki

Członek Zarządu ds. Handlowych

Jakub Kowaleczko

Członek Zarządu ds. Korporacyjnych

Dariusz Szymczak

Członek Zarządu ds. Strategii i Rozwoju Lech Żak