



Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA w I półroczu 2023 r.

Poznań, Data publikacji: 13 września 2023 r.

Spis treści

1. Podsumowanie operacyjne I półrocza 2023 r.	4
2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA.....	7
3. Zarządzanie ryzykiem.....	26
4. Otoczenie rynkowe	27
5. Sytuacja finansowa.....	31
6. Akcje i akcjonariat.....	52
7. Władze	53
8. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta	55
9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu	82
10. Raportowanie niefinansowe.....	83
11. Załączniki.....	84
12. Słownik pojęć i skrótów.....	91

Grupa ENEA w liczbach



ENEA to 17,9 tys. Pracowników



WYDOBYCIE

19,7%

udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce

432 mln ton

potencjału wydobywczego 4 obszarów koncesyjnych

3,3 mln ton

produkcji netto węgla w I półroczu 2023 r.

WYTWARZANIE

6,3 GW

całkowitej mocy zainstalowanej

449 MW

mocy zainstalowanej w OZE

10,5 TWh

całkowitego wytwarzania energii netto w I półroczu 2023 r.

DYSTRYBUCJA

2,8 mln

odbiorców usług dystrybucyjnych

123,8 tys. km

linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami

10,1 TWh

dostarczonej energii w I półroczu 2023 r.

OBRÓT

2,7 mln

Klientów

11,6 TWh

sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego Klientom detalicznym w I półroczu 2023 r.

33

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

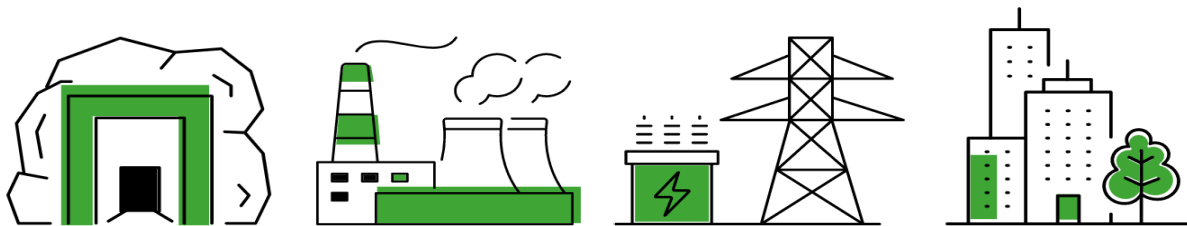
1. Podsumowanie operacyjne I półrocza 2023 r.

W I półroczu 2023 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wynik EBITDA na poziomie 2 316,2 mln zł (wzrost r/r o 620,2 mln zł). Obszar Wytwarzania odnotował wynik EBITDA na poziomie 1 067,4 mln zł (wzrost r/r o 394,6 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze wzrostu wyniku EBITDA w Segmencie OZE (głównie efekt niższej bazy analogicznego okresu roku ubiegłego (wpływ utworzonej w I półroczu 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) oraz w Segmencie Elektrowni Systemowych (głównie efekt niższej bazy analogicznego okresu roku ubiegłego (wpływ utworzonej w I półroczu 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). Jednocześnie, odnotowano spadek wyniku EBITDA w Segmencie Ciepło (głównie wzrost kosztów stałych oraz wystąpienie kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny).

W obszarze Wydobywania osiągnięta została EBITDA na poziomie 523,1 mln zł (spadek r/r o 83,2 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 859,4 mln zł (wzrost r/r o 225,5 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 71,1 mln zł (wzrost r/r o 247,3 mln zł). Wzrost wyniku EBITDA wynika głównie z wykorzystania rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia oraz niższych rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia. Jednocześnie, pomimo rozpoznania przychodów z tytułu rekompensat, odnotowano spadek marżowości na rynku detalicznym.



- GK ENEA wydała na inwestycje 1 467 mln zł.
- Produkcja węgla handlowego wyniosła 3,3 mln t.
- Sprzedaż węgla handlowego wyniosła 3,1 mln t.
- Grupa wytworzyła 10,5 TWh energii elektrycznej.
- Sprzedaż ciepła w segmencie Wytwarzania wyniosła 3,7 PJ.
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 10,1 TWh.
- Wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wyniósł 11,6 TWh.

+

Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej
Przychody z tytułu rekompensat
Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych
Zmiana rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia
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
Wzrost kosztów usług przesyłowych
Spadek przychodów ze sprzedaży węgla
Spadek przychodów ze sprzedaży gazu
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: wydobywaniem 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 Ciołko 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 ("Agencja") zmieniła perspektywę ratingu Spółki na stabilną z negatywnej oraz potwierdziła długoterminowe ratingi Spółki w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie "BBB".

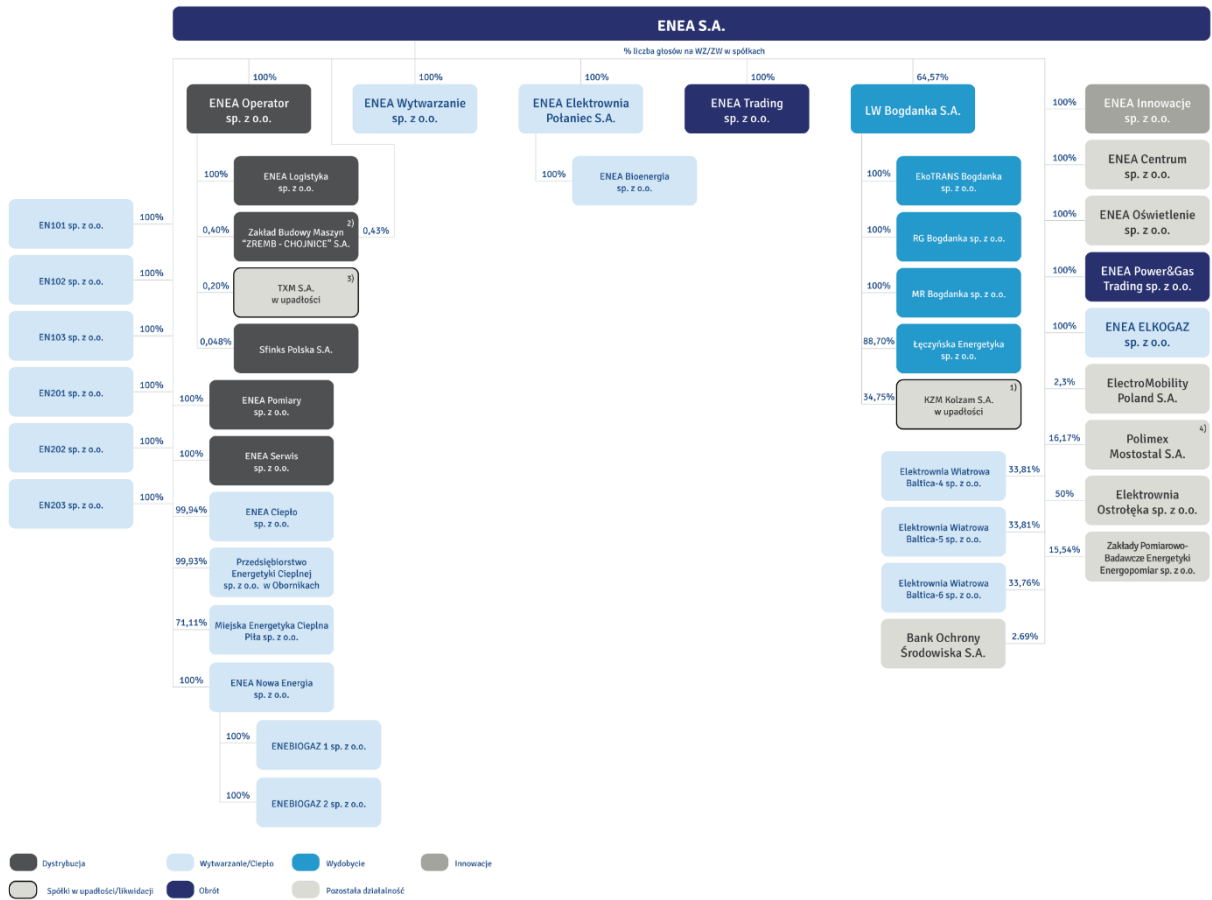
1.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym

- 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 Narodowego (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.”

2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA

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



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

²⁾ ENEA S.A. w wyniku konwersji długu na akcje stała się akcjonariuszem spółki Zakład Budowy Maszyn „ZREMB – CHOJNICE” S.A. o udziale w kapitale zakładowym spółki na poziomie 0,43%.

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

⁴⁾ 14 kwietnia 2023 r. zarejestrowano zwiększenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej Spółki zmniejszył się z 16,15% na 16,10%. W dniu 28 kwietnia 2023 r. w wyniku realizacji opcji call 8 (nabycie akcji) udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym zwiększył się z 16,10% do 16,17%. 12 lipca 2023 r. nastąpiła rejestracja w KDPW i dopuszczenie do obrotu 500 000 akcji zwykłych oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki Polimex Mostostal S.A. Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym tej Spółki zmniejszył się z 16,17% do 16,14%. 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%.

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 wymyślnych 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⁾

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.

2.2. Zmiany w strukturze GK ENEA

Restrukturyzacja majątkowa

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

Dezinwestycje kapitałowe

W I półroczu 2023 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

Zmiany w organizacji

W I półroczu 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 czerwca 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 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 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 oczekuje na wpis do KRS.
- 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 oczekuje na wpis do KRS.
- 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 oczekuje na wpis do KRS.
- 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 oczekuje na wpis do KRS.
- 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 oczekuje na wpis do KRS.
- 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 oczekuje na wpis do KRS.
- 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 oczekuje na wpis do KRS.

- 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 oczekuje na wpis do KRS.
- 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.
- 7 września 2023 r. ENEA Nowa Energia sp. z o.o. z GK ENEA 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.

2.3. Obszary biznesowe GK ENEA

Wydobycie

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

Wytwarzanie

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

Dystrybucja

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

Obrót hurtowy

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

Obrót detaliczny

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



2.3.1. Wydobycie

W GK ENEA działalność w przemyśle wydobywczym prowadzona jest przez spółkę zależną LW Bogdanka, która jest jednym z liderów rynku producentów węgla kamiennego w Polsce, wyróżniającym się na tle branży pod względem osiąganych wyników finansowych, wydajności wydobycia węgla kamiennego oraz planów inwestycyjnych, zakładających udostępnienie nowych złóż. Sprzedawany przez LW Bogdanka węgiel kamienny energetyczny stosowany jest przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej, ciepłej i produkcji cementu. Odbiorcami LW Bogdanka są w głównej mierze firmy przemysłowe, przede wszystkim podmioty prowadzące działalność w branży elektroenergetycznej, zlokalizowane we wschodniej i północno-wschodniej Polsce.

Wyszczególnienie	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana %	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana %
Produkcja netto [tys. ton]	5 570	3 266	-41,4%	2 761	1 643	-40,5%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	5 237	3 062	-41,5%	2 521	1 480	-41,3%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	354	226	-36,2%	354	226	-36,2%
Roboty chodnikowe [km]	18,40	16,66	-9,5%	9,78	8,11	-17,1%

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 ciepła [MW _t]	Moc zainstalowana w OZE [MW _e]
Elektrownia Kozienice	4 071,8	4 007,0	125,4	-
Elektrownia Połaniec	1 879,0	1 899,0	130,0	230,0
Farmy wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyna (Lubno I i Lubno II)	71,6	70,1	-	71,6
Elektrownia fotowoltaiczna PV Jastrowie I, PV Likowo, PV Lubno I i PV Lubno II	6,0	6,0	-	6,0
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	0,0
PEC Oborniki	-	-	27,4	-
ENEA Ciepło (Elektrociepłownia Białystok, Ciepłownia Zachód)	203,5	156,6	684,1	78,5
Razem	6 314,9	6 216,7	1 100,9	448,7

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 Kapice Lipniki, gmina Tykocin. W związku z powyższym wzrosła w GK ENEA: moc zainstalowana elektryczna do 6 326,9 MW_e, moc osiągnięta elektryczna do 6 228,7 MW_e, moc zainstalowana w OZE do 460,7 MW_e.

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 odstawień 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 zajmie 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.

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 odstawień 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, Obra i Welna	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 i PV Lubno II oraz PV FW Lubno I ¹⁾	6,0
Biogaz	Biogazownie Liszkowo i Gorzesław	3,8

¹⁾ Farma PV FW Lubno I o mocy 3 MW – od 15 grudnia 2022 r. trwa jej rozruch technologiczny i po uzyskaniu koncesji łączna moc zainstalowana w Obszarze farm fotowoltaicznych wynosić będzie 9,0 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⁾ Turbozespół kondensacyjny zasilany z upustów bloku B1.

2.3.2.3. Dane dotyczące obszaru Wytwarzania

Wyszczególnienie	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana %	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana %
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	13 303	10 513	-21,0%	6 809	5 193	-23,7%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	12 152	9 433	-22,4%	6 216	4 690	-24,5%
Produkcja z OZE [GWh]	1 151	1 080	-6,2%	593	503	-15,1%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	4 305	4 030	-6,4%	1 485	1 407	-5,3%
ENEA Wytwarzanie						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	8 551	6 861	-19,8%	4 444	3 397	-23,6%
Blok 11 Elektrowni Kozienice						
Produkcja energii elektrycznej netto [GWh]	2 840	2 321	-18,3%	1 416	1 195	-15,6%
Średnie miesięczne obciążenie netto [MW]	771	729	-5,4 %	793	769	-3,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	355	320	-9,9%	90	116	28,9%
ENEA Nowa Energia						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	169	153	-9,5%	67	61	-9,0%
elektrownie wodne	65	59	-9,2%	27	25	-7,4%
farmy wiatrowe	98	88	-10,2%	37	32	-13,5%
biogazownie	4	3	-25,0%	2	1	-50,0%
farma PV	1	3	200,0%	1	2	100,0%
ENEA Elektrownia Połaniec						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	4 347	3 252	-25,2%	2 209	1 646	-25,5%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	3 476	2 428	-30,1%	1 737	1 251	-28,0%
Produkcja z OZE (spalanie biomasy – Zielony Blok) [GWh]	757	722	-4,6%	396	328	-17,2%
Produkcja z OZE (współspalanie biomasy) [GWh]	114	101	-11,4%	76	67	-11,8%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	1 219	1 161	-4,8%	580	561	-3,3%
ENEA Ciepło						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	215	190	-11,6%	78	65	-16,7%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh] z wyłączeniem spalania biomasy	103	87	-15,5%	24	17	-29,2%
Produkcja z OZE – spalanie biomasy [GWh]	112	104	-7,1%	54	48	-11,1%
Produkcja ciepła brutto [TJ] (razem z Ciepłownią Zachód)	2 230	2 061	-7,6%	677	591	-12,7%
PEC Oborniki						
Produkcja ciepła brutto [TJ]	67	69	3%	18	20	11,1%
MEC Piła						
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	22	57	159,1%	11	25	127,3%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	434	419	-3,5%	119	118	-0,8%

2.3.2.4. 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 pół. 2022	7 655 309	3 079 ¹⁾	1 894 293
I pół. 2023	6 253 891	2 997 ²⁾	2 697 883
MEC Piła			
I pół. 2022	27 496	6 923 ¹⁾	9 210
I pół. 2023	26 442	6 836 ²⁾	8 478
Białystok – Elektrociepłownia			
I pół. 2022	161 104	44 415 ¹⁾	25 647
I pół. 2023	137 064	43 244 ²⁾	42 454
Białystok – Ciepłownia Zachód			
I pół. 2022	8 096	2 923 ¹⁾	1 557
I pół. 2023	9 401	2 923 ²⁾	2 672
Elektrownia Połaniec			
I pół. 2022	3 545 487	87 646 ¹⁾	816 783
I pół. 2023	2 488 608	85 334 ²⁾	1 009 139
Łęczyńska Energetyka ³⁾			
I pół. 2022	26 954	11 809 ¹⁾	6 211
I pół. 2023	23 917	11 809 ²⁾	5 965
Razem I pół. 2022	11 424 446	156 795	2 753 701
Razem I pół. 2023	8 939 323	153 143	3 766 591

¹⁾ Darmowe uprawnienia przyznane na 2022 r.

²⁾ Darmowe uprawnienia przyznane na 2023 r.

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

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 półroczu 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 pół. 2023 r.	LW Bogdanka (64%) kilku pozostałych dostawców (poniżej 15% każdy)	PGG (ok. 42%) PGE (ok. 21%) LW Bogdanka (ok. 28%), pozostali dostawcy (ok. 9%)	LW Bogdanka (88%) PGG (12%)
Główny przewoźnik realizujący dostawy w okresie I pół. 2023 r.	PKP Cargo (ok. 59%) FPL (ok. 23%) Inni: DB Cargo, CTL (ok. 18%)	Transport własny (ok. 22%) PKP Cargo (ok. 61%) LW Bogdanka (ok. 17%)	LW Bogdanka (ok. 88%) PKP CARGO (ok. 12%)

Zakup paliwa

Typ paliwa	Obszar Wytwarzania			
	I pół. 2022		I pół. 2023	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	5 881	1 685	5 212	4 408
Biomasa	1 053	455	1 064	670
Olej opałowy (ciężki) ¹⁾	8	26	6	17
Olej opałowy (lekki) ²⁾	3	16	4	21
Gaz [tys. m ³] ³⁾⁴⁾	5 997	12	14 742	37
Razem		2 194		5 153

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

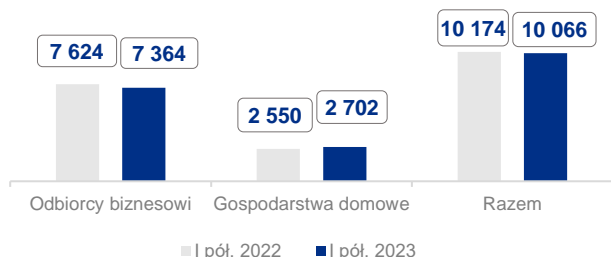
²⁾ Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice, B9 Elektrowni Połaniec, MEC Piła (kotłownia KO Staszycze, w której jest możliwość zasilania paliwem gazowym i olejem opałowym).

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

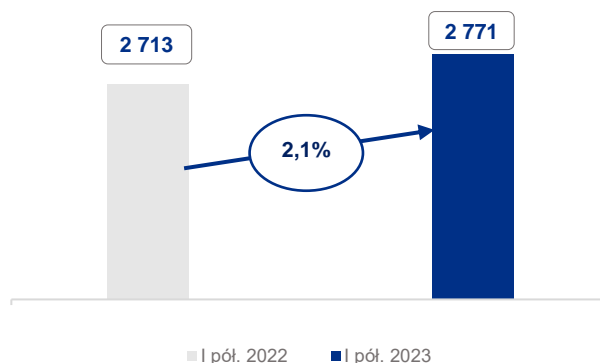
⁴⁾ Używany do produkcji ciepła w Ciepłowni Zachód: jednostka objętości gazu w tys. Nm³.

2.3.3. Dystrybucja

Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Liczba odbiorców [w tys.]



110,2 tys. km – Długość linii dystrybucyjnych

13,6 tys. km – Długość przyłączy

39,6 tys. szt. – Liczba stacji elektro-energetycznych

1 027,6 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 półrocze 2023

Rok	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 pół. 2023	1 513 ¹⁾	162 177	3 264 ¹⁾	1 415

¹⁾ w zestawieniu nie uwzględnia się źródeł wchodzących w skład elektrociepłowni, tj. Mondri (201,825 MW), EC Szczecin (76 MW) i Veolia (63 MW); oraz OZE przyłączonych w ramach taryf C1x oraz C2x (8,913 MW).

Liczba i długość przyłączy

Wyszczególnienie	I pół. 2022		I pół. 2023	
	Liczba [szt.]	Długość [km]	Liczba [szt.]	Długość [km]
Napowietrzne	317 528	6 987	331 398	6 989
Kablowe	678 522	6 265	696 165	6 603
Razem	996 050	13 252	1 027 563	13 592

Liczba stacji elektroenergetycznych

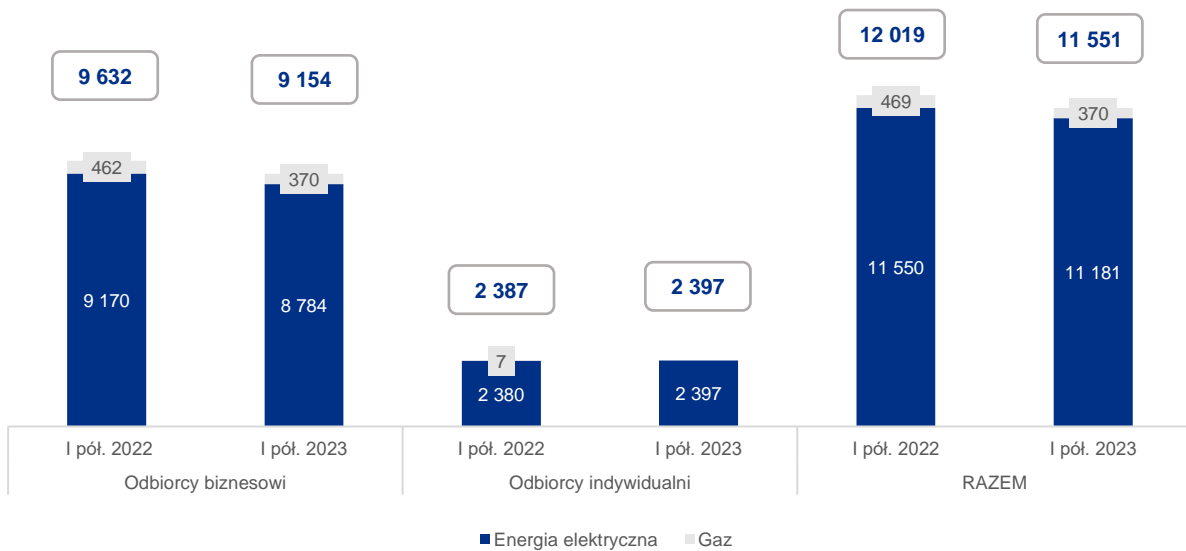
Wyszczególnienie	I pół. 2022	I pół. 2023
	Liczba [szt.]	Liczba [szt.]
110 kV	249	255
SN	38 776	39 388
Razem	39 025	39 643

2.3.4. Obrót

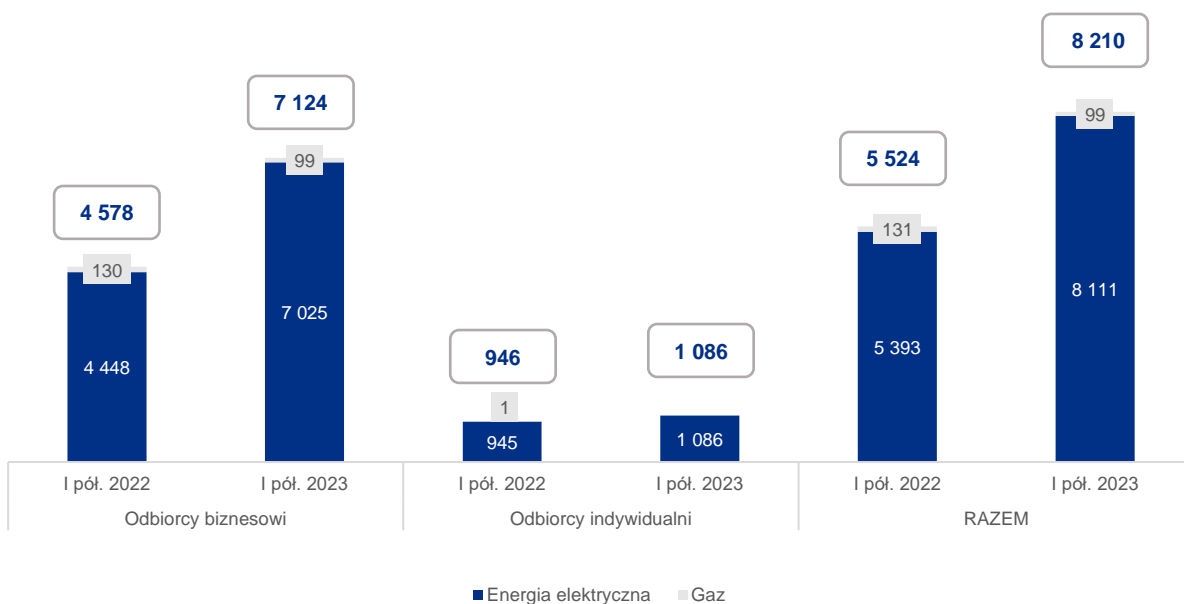
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym zrealizowana przez ENEA S.A.

W I półroczu 2023 r. w stosunku do I półrocza 2022 r. łączny wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego był niższy o 468 GWh, tj. o 3,9%. Spadek spowodowany był zmianą portfela klientów. W segmencie odbiorców biznesowych odnotowano spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 386 GWh, tj. o 4,2% i spadek wolumenu sprzedaży paliwa gazowego o 92 GWh, tj. o 19,9%. Z kolei w segmencie odbiorców indywidualnych odnotowano wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 17 GWh, tj. o 0,7%. Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w I półroczu 2023 r. wzrosły w stosunku do analogicznego okresu 2022 r. o 2 686 mln zł, tj. o 48,6%, 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]



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



2.4. Strategia rozwoju

Wobec licznych oraz fundamentalnych zmian w otoczeniu branżowym, w 2021 r. została zaktualizowana Strategia GK ENEA, w celu zaadresowania wyzwań oraz warunków prowadzenia działalności w branży energetycznej. 15 grudnia 2021 r. Spółka zatwierdziła i przyjęła do realizacji „Strategię Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku”, która umożliwi ambitną, odpowiedzialną i efektywną transformację GK ENEA. 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.

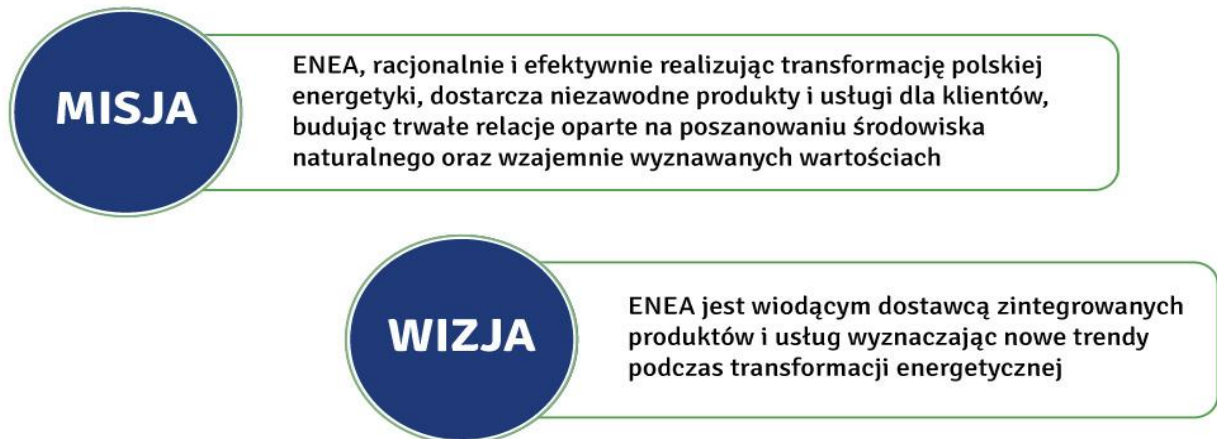
W związku z powyższym, Komisja Europejska 18 maja 2022 r. opublikowała plan REPowerEU, ukierunkowany na jeszcze szybsze ograniczenie zależności od paliw kopalnych sprowadzanych z Rosji i przyspieszenie transformacji. Środki zawarte w planie REPowerEU mogą stanowić odpowiedź na te ambicje poprzez oszczędność 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). Równolegle do prowadzonych prac w zakresie budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej kontynuowane będą wysiłki mające na celu perspektywiczne wdrożenie małych reaktorów modułowych (ang. small modular reactor, SMR).
- Rozwój sieci i magazynowania energii.

Zgodnie ze scenariuszem prognostycznym przedstawionym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska do założeń do aktualizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”, moc zainstalowana w OZE w Polsce ma wynosić 50 GW w 2030 r. i 88 GW w 2040 r., 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:



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:

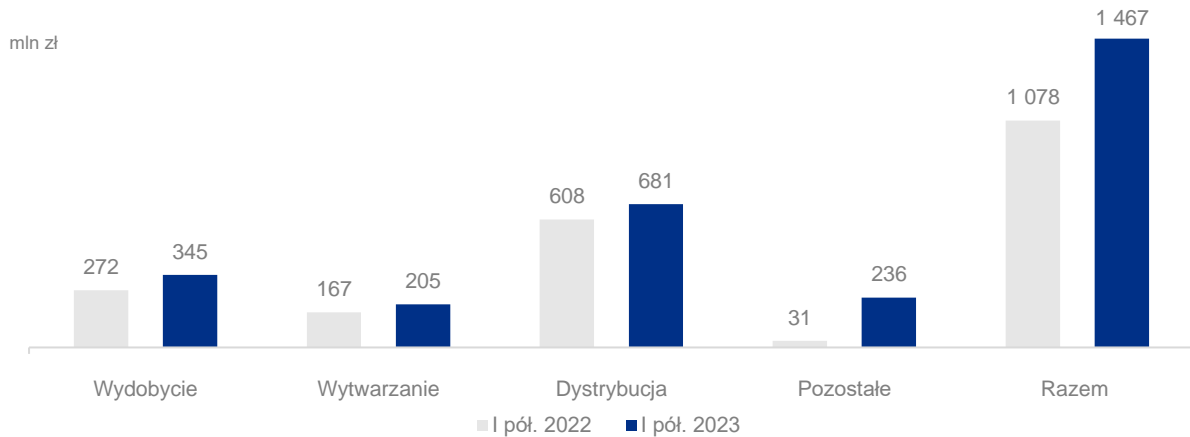
1. wzrost mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii (brutto) o 1 510 MW do 2030 r. i 3 580 MW w 2040 r., liczony względem roku 2020 (nie uwzględniając przy tym mocy istniejącego już tzw. „Zielonego Bloku” należącego do ENEA Elektrownia Połaniec);
2. redukcję wartości wskaźnika jednostkowej 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:	
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]	II kw. 2022	II kw. 2023	Wykonanie II kw. 2023/Plan II kw. 2023	I pół. 2022	I pół. 2023	Wykonanie I pół. 2023/Plan I pół. 2023	Plan 2023
Wydobycie	141,7	178,5	72,1%	271,6	344,9	82,8%	861,5
Wytwarzanie	76,0	132,9	80,2%	167,2	204,5	64,9%	791,6
Dystrybucja	347,1	350,5	70,0%	607,5	681,2	75,6%	1 877,5
Wsparcie i inne	18,8	224,6	114,7%	31,4	236,0	50,5%	595,6
Razem	583,6	886,5	79,9%	1 077,7	1 466,6	69,9%	4 126,2

Inwestycje związane z ochroną środowiska

Wyszczególnienie	Wykonanie II kw. 2023 [mln zł]	Wykonanie I pół. 2023 [mln zł]
Grupa Kapitałowa Lubelski Węgiel „Bogdanka”	6,0	12,3
ENEA Połaniec	14,2	14,7
ENEA ELKOGAZ	4,1	4,1
Pozostałe	1,5	3,3
Łącznie inwestycje związane z ochroną środowiska	25,8	34,4

2.5.2. Realizacje kluczowych projektów

Obszar Wydobycie

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I pół. 2023 r.:	
Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących – w I pół. 2023 r. wykonano 16,7 km chodników	243,9
Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń, zakup i montaż kompleksu ścianowego	74,8
Pozostałe inwestycje	26,2
Inwestycje planowane do realizacji w II pół. 2023 r.:	
Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących	309,8
Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń, zakup i montaż kompleksu ścianowego	202,1
Pozostałe inwestycje	75,6

Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Kozienice

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I pół. 2023 r.:	
- Modernizacja bloku nr 7	45,4
- Wykonanie innych zadań inwestycyjnych zrealizowanych w 2023 r.	41,0
- Modernizacja bloku nr 2	20,7
- Modernizacja wentylatorów wspomagających IOS IV	2,4
- Modernizacja stropów kotłowni bl. 10	2,1
- Modernizacja bloku nr 8	1,4
Inwestycje planowane do realizacji w II pół. 2023 r.:	
- Modernizacja bloku Nr 9	62,9
- Pozostałe inwestycje	30,3
- Remonty cykliczne	12,0
- Pozostałe inwestycje związane z blokiem 11	6,0
- Połączenie kolektora pary technologicznej bloków 1-10 z kolektorem parowym bloku 11	5,2
- Modernizacja młynów węglowych MKM-33	5,0
- Modernizacja pomp PC bloków 500 MW	5,0
- Dostosowanie obszaru IT do funkcjonowania w NABE	4,9
- Połączenie układu elektrycznego potrzeb ogólnych bloków 1 - 10 oraz bloku nr 11 wraz z wymianą rozd. 6kV PR4	3,9
- Modernizacja odtworzeniowa przenośnika typu Sicon IOS II i IV	3,7
- Modernizacja dachów maszynowni bloków 200 MW	3,4
- Modernizacja Wyrzutnicy Wagonowej nr 3	2,4
- Modernizacja rurociągów żużla	1,2

Obszar Wytwarzanie – ENEA Nowa Energia

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I pół. 2023 r.:	
- PV Krzęcin – 6,6 MW	16,1
- PV-FW Lubno I – 3 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	5,2
- Pozostałe	4,7
- PV Lubno I i II – 2x1 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	3,9
- PV Darżyno – 2 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	3,3
- Rozwój projektów własnych, akwizycyjnych	0,2
- Modernizacja Biogazowni Gorzesław	0,1
Inwestycje planowane do realizacji w II pół. 2023 r.:	
- Pozostałe projekty rozwojowe, modernizacyjno-odtworzeniowe, remontowe, w tym FW Bejsce	91,4
- PV Jastrowie II – 10 MW	12,5
- PV Dygowo I – 8 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	11,5
- Rozwój projektów własnych, akwizycyjnych	7,5
- PV Gryfice – 31 MW	6,0
- Budowa farm fotowoltaicznych	5,0
- PV Krzęcin – 6,6 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	4,0
- Program rozwoju dla obszaru wiatr	4,0
- PV Darżyno – 2 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	3,9
- PV-FW Lubno I – 3 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	2,3
- PV Darżynko – 30 MW	1,8
- PV Lubno I i II – 2x1 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecana na zewnątrz	1,7
- Modernizacja Biogazowni Gorzesław	0,3

Obszar Wytwarzanie – Miejska Energetyka Ciepła Piła

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I pół. 2023 r.:	
- Przebudowa sieci ciepłowniczych	2,0
- Zakup środków trwałych	0,4
Inwestycje planowane do realizacji w II pół. 2023 r.:	
- Przebudowa sieci ciepłowniczych/ infrastruktura węzłów	6,7
- Optymalizacja źródeł wytwarzania	1,8
- Zakup środków trwałych	0,4

Obszar Wytwarzanie – ENEA Ciepło

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I pół. 2023 r.:	
- Odtworzenie generatora TZ3	7,6
- Odtworzenie turbozespołu TZ4	3,9
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali	3,6
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	3,0
- Modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska	1,6
- Wymiana silników na energooszczędne	1,5
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	1,1
- Modernizacja pomiarów fizykochemicznych blokowych obiegów wodno – parowych	0,7
- Modernizacja awaryjnego układu zasilania (z agregatu)	0,5
- Odtworzenie układów magazynowania chemikaliów i układów regeneracji cięgów SUW2	0,4
- Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego	0,2
- Inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych	0,2
Inwestycje planowane do realizacji w II pół. 2023 r.:	
- Inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych	22,4
- Odtworzenie generatora TZ3	19,3
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	14,6
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	6,1
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali	6,1
- Modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska	4,0
- Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego	2,2
- Odtworzenie układów magazynowania chemikaliów i układów regeneracji cięgów SUW2	1,1
- Modernizacja awaryjnego układu zasilania (z agregatu)	0,4

Obszar Wytwarzanie – ENEA ELKOGAZ

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycja zrealizowana w I pół. 2023 r.:	
- Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW w Elektrowni Kozienice w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego	4,1
Inwestycja planowana do realizacji w II pół. 2023 r.:	
- Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW w Elektrowni Kozienice w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego	48,2

Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Połaniec

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I pół. 2023 r.:	
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	13,0
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/ rozwojowe	11,2
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do konkluzji BAT	1,6
Inwestycje planowane do realizacji w II pół. 2023 r.:	
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/ rozwojowe na blokach	50,3
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	26,8
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do konkluzji BAT	3,9

Obszar Dystrybucja – ENEA Operator

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I pół. 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”	653,2
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi	10,7
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	9,3
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu	6,6
Inwestycje planowane do realizacji w II pół. 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”	1 059,4
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	89,0
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu	23,4
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi	8,3

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 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.
- Spółka kontynuuje działania w celu praktycznego wdrożenia i stosowania w 2023 r. mechanizmów rządowej Tarczy Solidarnościowej oraz pozyskania środków finansowych od Zarządcy Rozliczeń.
- Zakończono prace wdrożeniowe systemu Enea Trade 24 służącego 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 I półroczu 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 1-25-021-23 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec a PKP CARGO S.A. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego 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 dla 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 Górniczą 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 czerwca 2023 r. wyniosło łącznie 5 746 mln zł, w tym z tytułu zaciągniętych kredytów długoterminowych 2 883 mln zł oraz 2 863 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 czerwca 2023 r. wynosiła 31 mln zł.

W I półroczu 2023 r. Spółki z GK ENEA nie wypowiedziały umów kredytów oraz pożyczek.

2.5.5. Udzielone poręczenia i gwarancje

W okresie I półrocza 2023 r. na zlecenie ENEA S.A. wystawiono gwarancje bankowe, których łączna wartość wynosiła 29,9 mln zł.

W tabeli poniżej przedstawiono najistotniejsze kwotowo gwarancje bankowe, 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

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 wobec spółki zależnej z tytułu transakcji terminowych związanych z uprawnieniami do emisji CO₂, zawieranymi przez spółkę zależną.

Na dzień 30 czerwca 2023 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań Spółek z GK ENEA wyniosła 8 137 mln zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań Spółek z GK ENEA wyniosła 94,2 mln zł.

2.5.6. Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W okresie I półrocza 2023 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej.

2.5.7. Finansowanie wewnątrzgrupowe - obligacje

Aktualnie ENEA S.A. w obszarze Dystrybucja ma zawarte wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji, których początkowa łączna wartość nominalna wynosiła 2 371 mln zł. Programy te są w całości wykorzystane i wykupywane w ratach. 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 czerwca 2023 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez ENEA S.A. obligacji wewnątrzgrupowych wyniosło 1 384 mln zł.

2.5.8. Finansowanie wewnątrzgrupowe - pożyczki

W I półroczu 2023 r. ENEA S.A. zawarła ze spółkami GK ENEA oraz innymi spółkami, w których posiada udziały, umowy pożyczek na łączną kwotę 1 500 mln zł (ENEA S.A. zawarła umowę pożyczki z ENEA Operator sp. z o.o. na kwotę 1 500 mln zł, w ramach których dokonano zaciągnięć na kwotę 800 mln zł po dniu bilansowym). W lutym 2023 r., ENEA S.A. zawarła aneks do umowy pożyczki ze spółką Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o., na mocy których wydłużony został do kwietnia 2023 r. termin spłaty pożyczki udzielonej przez ENEA S.A. spółce Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. W lutym i kwietniu 2023 r. ENEA Operator sp. z o.o. uruchomiła 2 transe pożyczki na łączną kwotę 222 mln zł w ramach umowy pożyczki na 750 mln zł zawartej 13 września 2022 r., tym samym w całości wykorzystując dostępną kwotę pożyczki. W lipcu 2023 r. ENEA S.A. zawarła umowę pożyczki z ENEA ELKOGAZ sp. z o.o. na kwotę 20 mln zł, która to pożyczka została w całości uruchomiona w lipcu 2023 r., tj. po dniu bilansowym. Stan zadłużenia nominalnego spółek na 30 czerwca 2023 r. wynosił 5 190 mln zł. Szczegółowe informacje nt. obowiązujących w I półroczu 2023 r. umów pożyczek, jakie zawarła ENEA S.A. oraz poziomu ich wykorzystania prezentuje poniższa tabela.

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Wartość umów w mln zł	Kwota zaciągniętej pożyczki w I pół. 2023 r. w mln zł	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczek na 30 czerwca 2023 r. w mln zł
marzec 2020 r.	lipiec 2028 r.	ENEA Operator	4 840	222	Stawka bazowa + marża	2 900
grudzień 2019 r.	kwiecień 2023 r.	Elektrownia Ostrołęka	170	0	Stale	0
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

Kwoty zaprezentowane w powyższej tabeli w kolumnach „Wartość umów w mln zł” oraz „Zadłużenie z tyt. pożyczek na 30 czerwca 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 czerwca 2023 r.

2.5.9. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W okresie I półrocza 2023 r. ENEA S.A. oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi zawartych przez ENEA S.A. lub jednostkę od niej zależną znajdują się w nocie 24 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2023 r.”.

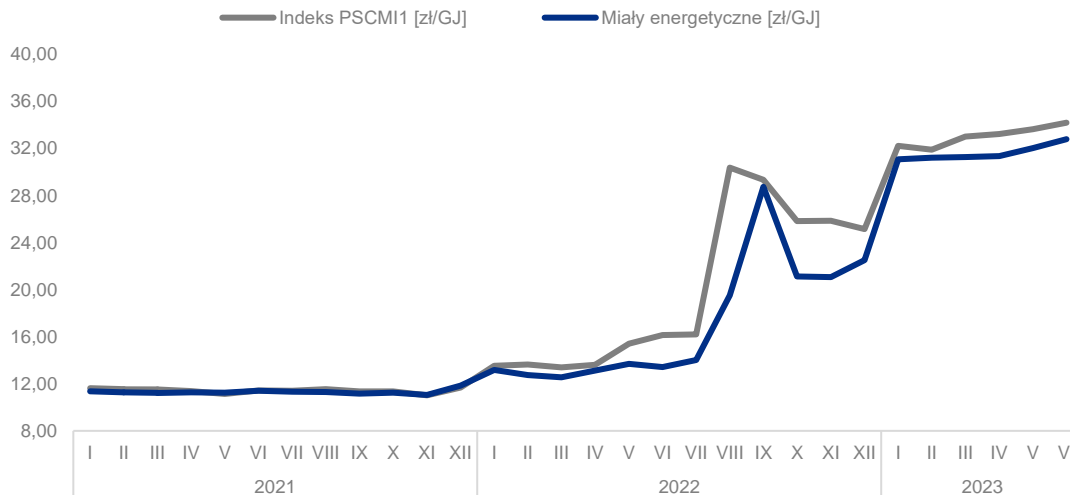
3. Zarządzanie ryzykiem

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
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
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
10	Ryzyko wahanía 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
20	Ryzyko naruszenia bezpieczeństwa teleinformatycznego	- Bieżąca analiza bezpieczeństwa teleinformatycznego i reagowanie na incydenty bezpieczeństwa teleinformatycznego - Przeprowadzanie kampanii informacyjnej wśród pracowników dot. zasad bezpieczeństwa teleinformatycznego
21	Ryzyko utraty dostępności systemów bilingowych	- Umowy utrzymaniowe z dostawcą - 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

4. Otoczenie rynkowe

Ceny węgla na rynku polskim

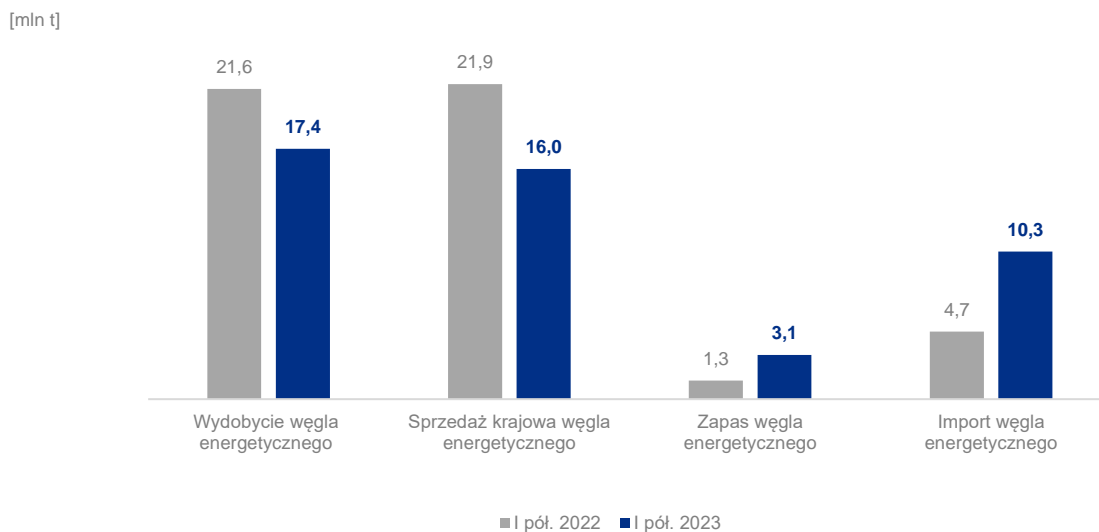


Dane: ARP

PSCMI1: W I półroczu 2023 r. średnia cena z notowań Polskiego Indexu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) wyniosła 33,02 zł/GJ i była o 131,1% wyższa od średniej ceny (14,29 zł/GJ) notowanej w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Miały: Średnia cena mialów energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej w I półroczu 2023 r. kształtowała się na poziomie 31,62 zł/GJ, tj. wyższym o 141,1% r/r. Na koniec czerwca 2023 r. koszt zakupu 1 tony mialów energetycznych wyniósł 32,78 zł/GJ, co oznacza istotny wzrost o 144,4% w skali roku.

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



Dane: ARP.

Kontynuacja spadkowego trendu wydobycia i sprzedaży węgla energetycznego na rynku polskim przy jednoczesnych wzrostach zapasów na przykopalnianych zwałach oraz importu surowca. W I półroczu 2023 r. polskie kopalnie wydobły 17,4 mln ton węgla energetycznego odnotowując spadek na poziomie 19,4% r/r. Na koniec czerwca 2023 r. zapas węgla energetycznego wyniósł 3,1 mln ton i był wyższy o 138,5% r/r. Silny wzrost zapasów surowca jest konsekwencją spadku krajowej produkcji energii z węgla kamiennego oraz relatywnie słabego popytu w tym okresie. W okresie pierwszych sześciu miesięcy 2023 r. zaimportowano łącznie 10,3 mln ton węgla energetycznego tj. o 119,1% więcej aniżeli w analogicznym okresie roku 2022. Łącznie 76% importowanego wolumenu węgla energetycznego pochodziło z kierunków takich jak Australia, Kolumbia, Kazachstan, RPA, Indonezja i inne.

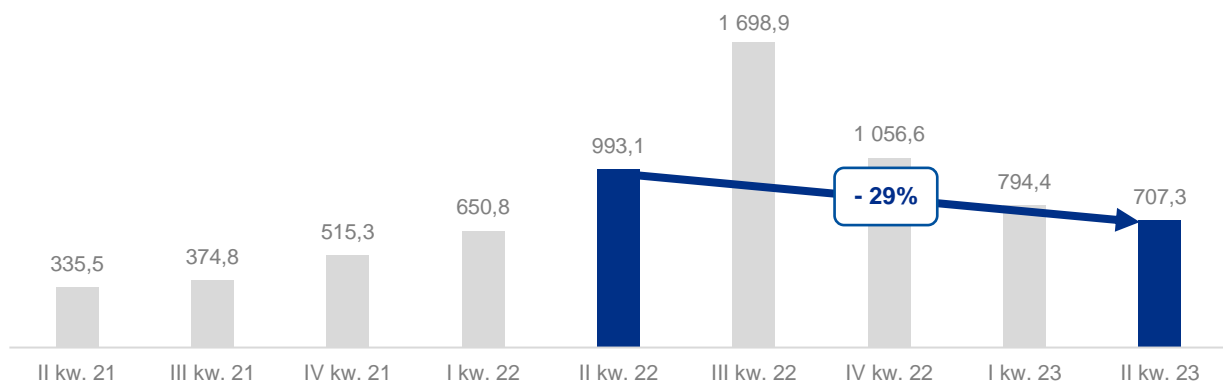
Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Spadki krajowej podaży oraz zapotrzebowania udziału węgla w produkcji energii przy jednoczesnych wzrostach zapasów i importu stanowiły główne trendy makroekonomiczne na polskim rynku węgla w I półroczu 2023 r. Średnia cena węgla kamiennego w portach ARA spadła o blisko 50% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen mialów energetycznych PSCMI 1 wzrósł w tym samym okresie średnio o 141,1%.

Trwają prace legislacyjne związane z ukończeniem procesu utworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) jako rządowej agencji węglowej skupiającej około 60% mocy wytwórczych w kraju. Transformacja skutkować będzie reorganizacją branży górniczej w kwestiach udziału aktywów węglowych w miksie energetycznym oraz formach ich finansowania.

Ceny energii na rynku polskim

BASE_Y_22/23/24 (zł/MWh)



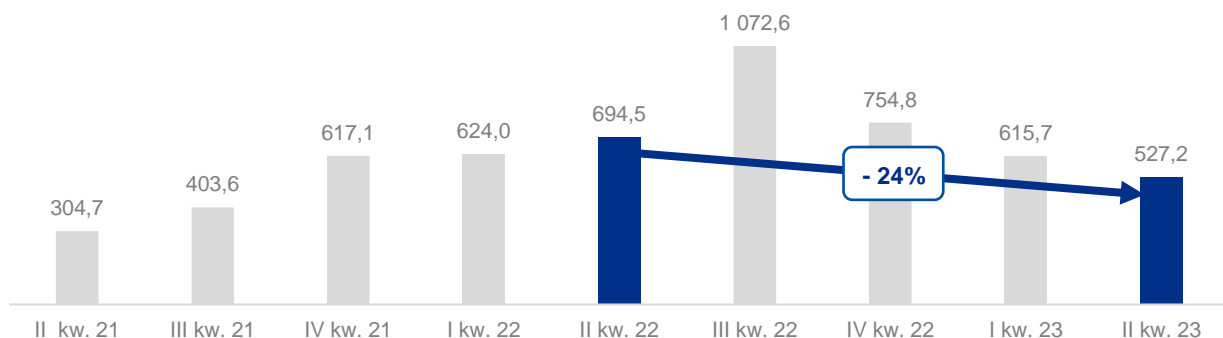
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe.

Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej, cena produktu BASE Y-24 spadła w II kwartale 2023 r. o 29%, do średniego poziomu 707,28 zł/MWh w stosunku do analogicznego produktu (tj. BASE Y-23) w II kwartale 2022 r.

Rynkowa cena BASE Y-24 w I półroczu 2023 r. charakteryzowała się dużą zmiennością. Na początku roku kształtowała się na poziomie 1 029,00 zł/MWh, by w końcowym okresie I półrocza 2023 r. spaść do poziomu 679,30 zł/MWh. Na kształtowanie się ceny BASE Y-24 w I półroczu 2023 r. wpływ miały m.in. zmiany cen na rynku paliw i uprawnień do emisji CO₂ oraz zmiany legislacyjne dotyczące rynku energii.

W I półroczu 2023 r. wolumen obrotu frontowym produktem rocznym tj. BASE Y-24 wyniósł 1 300 MW, co oznacza bardzo istotny spadek w porównaniu do I półrocza 2022 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE Y-23 zawarto transakcje opiewające łącznie na 3 911 MW (spadek o 67% r/r). Co ważne dysproporcja w zakresie płynności dla analizowanych produktów pogłębiała się, tj. średni wolumen kontraktowany na każdej sesji w I półroczu 2022 r. wyniósł 31 MW, a w I półroczu 2023 r. spadł do poziomu 10 MW.

RDN BASE (zł/MWh)



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

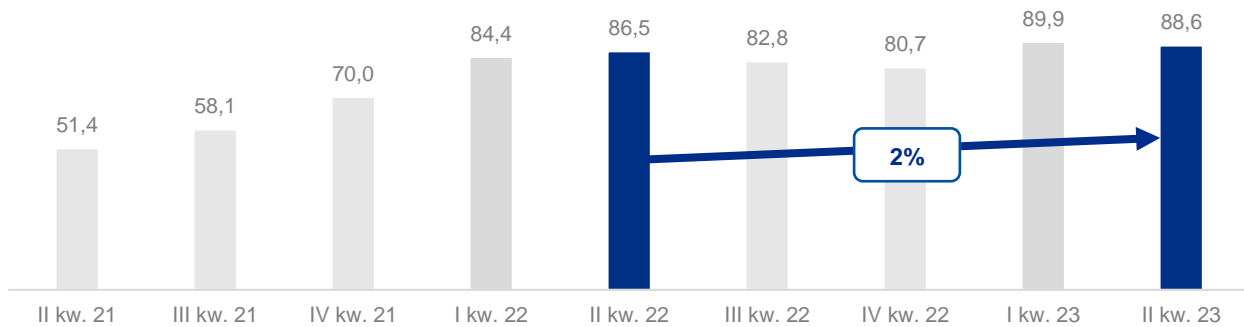
Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w II kwartale 2023 r. była niższa o 24% w porównaniu do tego samego okresu w 2022 r. Od IV kwartału 2022 r. czynnikiem ograniczającym poziom cen na rynku bilansującym, a przez to również na giełdowym rynku SPOT, było wprowadzenie zmian w zasadach składania 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 II kwartale 2023 r. wpływ miały następujące czynniki:

- niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (czynnik pro-spadkowy),
- stosunkowo wysokie temperatury powietrza (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)

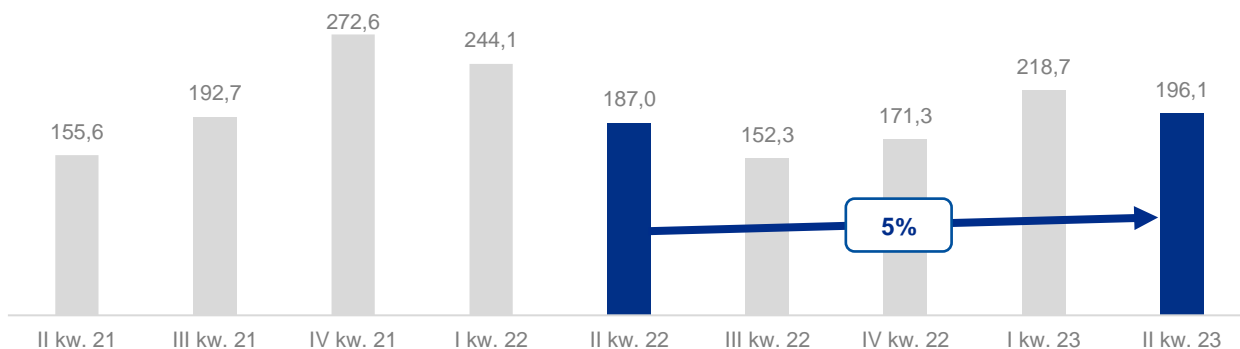


Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe. Wprowadzono korektę danych dla okresów II, III, IV kw. 21 r. oraz I, II kw 22 r. wynikającą ze zmiany produktu frontowego z DEC-22 na DEC-23.

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. Średnia cena DEC-23 w II kwartale 2023 r. była o 2% 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%²⁾.

W II kwartale 2023 r. zostało wystawione 4,1 TWh oraz umorzone 7,3 TWh zielonych świadectw pochodzenia, pozostawiając w rejestrze 14 TWh aktywnych uprawnień na koniec czerwca br. Średnia cena w II kwartale 2023 r. była o 5% wyższa, niż średnia cena w analogicznym okresie 2022 r.

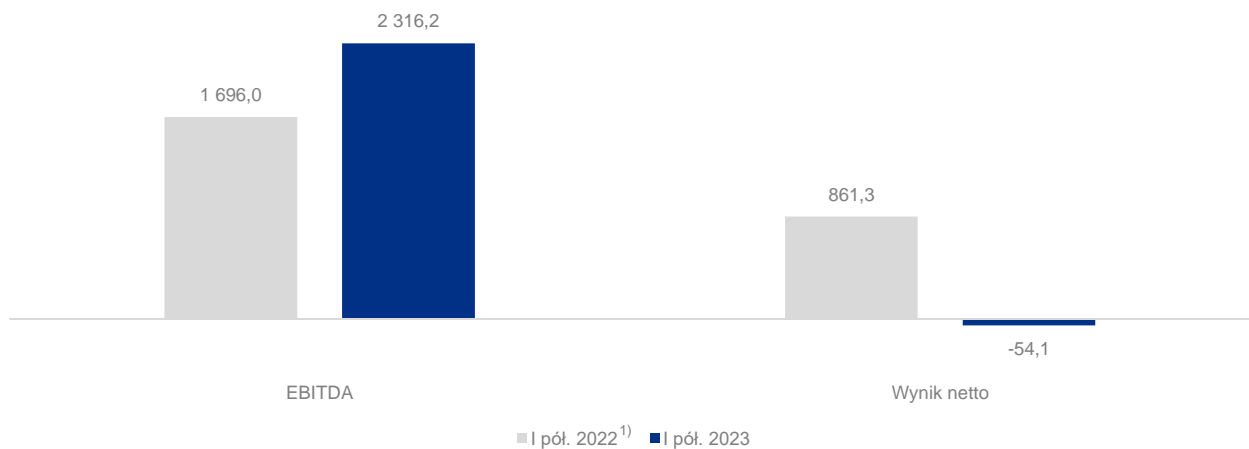
²⁾ W sierpniu 2023 r. miała miejsce aktualizacja projektu rozporządzenia zmieniająca poziom obowiązku na rok 2024 z poprzednio proponowanych 11% na 5%, natomiast na lata 2025-2026 nie wskazano propozycji poziomu obowiązku. Na pierwszej sesji po jej publikacji średnia cena PMOZE_A spadła do 82,50 zł/MWh.

5. Sytuacja finansowa

5.1. Skonsolidowane wybrane dane finansowe

[tys. zł]	I pół. 2022 ¹⁾	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	14 711 061	24 021 583	9 310 522	63,3%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	921 745	723 627	-198 118	-21,5%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	1 054 988	(123 565)	-1 178 553	-111,7%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	861 328	(54 149)	-915 477	-106,3%
EBITDA	1 696 002	2 316 196	620 194	36,6%
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	4 162 493	1 163 580	-2 998 913	-72,0%
działalności inwestycyjnej	(1 524 953)	(1 220 997)	303 956	19,9%
działalności finansowej	(1 352 313)	1 321 751	2 674 064	197,7%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu	5 438 780	2 828 050	-2 610 730	-48,0%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	739 055	(144 252)	-883 307	-119,5%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	472 660 616	529 731 093	57 070 477	12,1%
Zysk / (strata) netto na akcję [zł]	1,56	(0,27)	-1,83	-117,3%
Rozwodniony zysk / (strata) na akcję [zł]	1,56	(0,27)	-1,83	-117,3%

mln zł

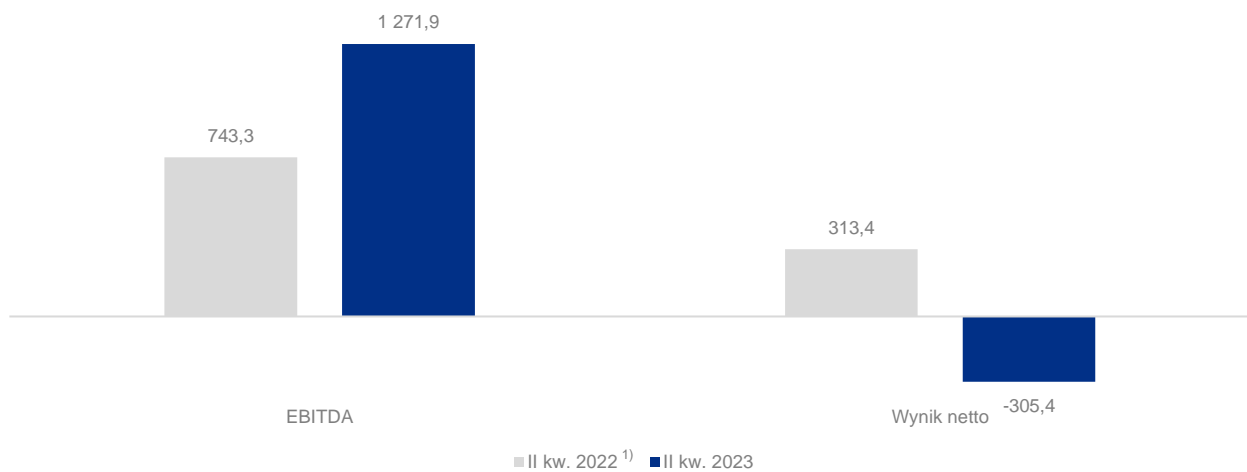


¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

[tys. zł]	31 grudnia 2022	30 czerwca 2023	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	37 434 972	36 091 533	-1 343 439	-3,6%
Zobowiązania razem	21 288 861	20 176 919	-1 111 942	-5,2%
Zobowiązania długoterminowe	7 699 793	7 308 534	-391 259	-5,1%
Zobowiązania krótkoterminowe	13 589 068	12 868 385	-720 683	-5,3%
Kapitał własny	16 146 111	15 914 614	-231 497	-1,4%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Wartość księgową na akcję [zł]	30,48	30,04	-0,44	-1,4%
Rozwodniona wartość księgową na akcję [zł]	30,48	30,04	-0,44	-1,4%

[tys. zł]	II kw. 2022 ¹⁾	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	7 464 695	11 490 641	4 025 946	53,9%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	348 440	112 135	-236 305	-67,8%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	396 152	(486 458)	-882 610	-222,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	313 433	(305 425)	-618 858	-197,4%
EBITDA	743 322	1 271 887	528 565	71,1%
Zysk/ (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	244 073	(346 465)	-590 538	-242,0%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	503 535 600	529 731 093	26 195 493	5,2%
Zysk/ (strata) netto na akcję [zł]	0,48	(0,65)	-1,13	-235,4%
Rozwodniony zysk/ (strata) na akcję [zł]	0,48	(0,65)	-1,13	-235,4%

mln zł



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

5.2. Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki dla GK ENEA

	J.m.	I pół. 2022 ¹⁾	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %	II kw. 2022 ¹⁾	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	tys. zł	14 711 061	24 021 583	9 310 522	63,3%	7 464 695	11 490 641	4 025 946	53,9%
EBITDA	tys. zł	1 696 002	2 316 196	620 194	36,6%	743 322	1 271 887	528 565	71,1%
EBIT	tys. zł	921 745	723 627	-198 118	-21,5%	348 440	112 135	-236 305	-67,8%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	tys. zł	861 328	(54 149)	-915 477	-106,3%	313 433	(305 425)	-618 858	-197,4%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	739 055	(144 252)	-883 307	-119,5%	244 073	(346 465)	-590 538	-242,0%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	4 162 493	1 163 580	-2 998 913	-72,0%	3 560 122	2 947 208	-612 914	-17,2%
CAPEX	tys. zł	1 077 663	1 466 587	388 924	36,1%	583 610	886 531	302 921	51,9%
Dług netto	tys. zł	-1 059 867	4 843 611	5 903 478	557,0%	-1 059 867	4 843 611	5 903 478	557,0%
Dług netto / EBITDA ²⁾	-	-0,30	1,71	2,01	670,0%	-0,30	1,71	2,01	670,0%
Rentowność aktywów (ROA) ²⁾³⁾	%	4,8%	-0,3%	-5,1 p.p.	-	3,5%	-3,4%	-6,9 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ²⁾³⁾	%	10,1%	-0,7%	-10,8 p.p.	-	7,3%	-7,7%	-15,0 p.p.	-
Obrót									
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	12 019	11 551	-468	-3,9%	5 802	5 532	-270	-4,7%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 639	2 714	75	2,8%	2 639	2 714	75	2,8%
Dystrybucja									
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	10 174	10 066	-108	-1,1%	4 895	4 873	-22	-0,4%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 713	2 771	58	2,1%	2 713	2 771	58	2,1%
Wytwarzanie									
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	13 303	10 513	-2 790	-21,0%	6 809	5 193	-1 616	-23,7%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	12 152	9 433	-2 719	-22,4%	6 216	4 690	-1 526	-24,5%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	1 151	1 080	-71	-6,2%	593	503	-90	-15,1%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	4 305	4 030	-275	-6,4%	1 485	1 407	-78	-5,3%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	15 090	11 840	-3 250	-21,5%	7 628	5 978	-1 650	-21,6%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	12 152	9 433	-2 719	-22,4%	6 216	4 690	-1 526	-24,5%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	1 151	1 080	-71	-6,2%	593	503	-90	-15,1%
z zakupu	GWh	1 787	1 327	-460	-25,7%	819	785	-34	-4,1%
Sprzedaż ciepła	TJ	3 947	3 651	-296	-7,5%	1 353	1 268	-85	-6,3%
Wydobycie									
Produkcja netto	tys. t	5 570	3 266	-2 304	-41,4%	2 761	1 643	-1 118	-40,5%
Sprzedaż węgla	tys. t	5 237	3 062	-2 175	-41,5%	2 521	1 480	-1 041	-41,3%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	354	226	-128	-36,2%	354	226	-128	-36,2%
Roboty chodnikowe	km	18,40	16,66	-1,74	-9,5%	9,78	8,11	-1,67	-17,1%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 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 półroczu 2023 r. oraz II kwartale 2023 r.

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w I półroczu 2023 r.

[tys. zł]	I pół. 2022 ¹⁾	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	11 530 592	18 271 692	6 741 100	58,5%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	253 897	319 486	65 589	25,8%
Przychody ze sprzedaży gazu	170 955	75 239	-95 716	-56,0%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 645 899	2 317 490	671 591	40,8%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	36 914	64 449	27 535	74,6%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	438	14 395	13 957	3 186,5%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	108 387	88 188	-20 199	-18,6%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	108 368	84 166	-24 202	-22,3%
Przychody ze sprzedaży węgla	400 845	191 127	-209 718	-52,3%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	447 632	472 638	25 006	5,6%
Przychody ze sprzedaży netto	14 703 927	21 898 870	7 194 943	48,9%
Rekompensaty	0	2 114 940	2 114 940	100,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	7 134	7 773	639	9,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	14 711 061	24 021 583	9 310 522	63,3%
Amortyzacja	771 680	800 260	28 580	3,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	1 139 277	1 475 147	335 870	29,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	4 210 108	7 508 078	3 297 970	78,3%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	6 001 699	10 145 981	4 144 282	69,1%
Usługi przesyłowe	256 269	335 486	79 217	30,9%
Inne usługi obce	478 235	542 804	64 569	13,5%
Podatki i opłaty	258 945	1 836 281	1 577 336	609,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	13 116 213	22 644 037	9 527 824	72,6%
Pozostałe przychody operacyjne	88 916	133 058	44 142	49,6%
Pozostałe koszty operacyjne	178 694	141 154	-37 540	-21,0%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-556 042	184 148	740 190	133,1%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(24 706)	(37 662)	-12 956	-52,4%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	2 577	792 309	789 732	30 645,4%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	921 745	723 627	-198 118	-21,5%
Koszty finansowe	142 639	266 985	124 346	87,2%
Przychody finansowe	87 297	76 907	-10 390	-11,9%
Zyski/(straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	142 658	(657 600)	-800 258	-561,0%
Przychody z tytułu dywidend	1 163	93	-1 070	-92,0%
Odpisy/ (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	7 133	0	-7 133	-100,0%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	51 897	4 714	-47 183	-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	1 054 988	(123 565)	-1 178 553	-111,7%
Podatek dochodowy	193 660	-69 416	-263 076	-135,8%
Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego	861 328	(54 149)	-915 477	-106,3%
EBITDA	1 696 002	2 316 196	620 194	36,6%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w I półroczu 2023 r. (wzrost o 620,2 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 6 741 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 66 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 96 mln zł głównie w wyniku niższego wolumenu sprzedaży, przy jednocześnie wyższej średniej cenie sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 672 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 28 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 210 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu sprzedaży węgla, przy jednocześnie wyższej średniej cenie sprzedaży
- (+) w wykonaniu I pół. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 2 115 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 roku [ustawa o limitach cen]
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 336 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 3 298 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 4 144 mln zł wynika głównie z wyższych średnich cen zakupu, przy niższym wolumenie zakupu
- (-) wzrost kosztów usług przesyłowych o 79 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 65 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 1 577 mln zł wynika głównie z kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny
- (+) zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek rezerw o 740 mln zł):
 - (+) w I pół. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia w Obszarze Wytwarzania w wysokości 446,9 mln zł
 - (+) w I pół. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 184,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów Ustawy z dnia 7 października 2022 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 pół. 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 pół. 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 8,7 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
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 69 mln zł:
 - (+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 94 mln zł, w tym niższe koszty rezerw z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 84 mln zł
 - (+) wzrost nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 21 mln zł, m. in. w wyniku większej ilości umów dotyczących kolizji na majątku sieciowym
 - (-) wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 30 mln zł
 - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 13 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

- (-) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 800,3 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 789,1 mln zł, wpływ zmiany skutkuje pogorszeniem wyniku netto o 639,2 mln zł - głównie wpływ utworzonego 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 pół. 2022 r. ujęto częściowe rozwiązanie rezerwy na przyszłe zobowiązania inwestycyjne wobec spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. w wysokości 41,6 mln zł

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w II kwartale 2023 r.

[tys. zł]	II kw. 2022 ¹⁾	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 929 596	8 878 261	2 948 665	49,7%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	92 506	120 264	27 758	30,0%
Przychody ze sprzedaży gazu	62 940	23 843	-39 097	-62,1%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	804 256	1 126 467	322 211	40,1%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	21 852	32 095	10 243	46,9%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	96	6 691	6 595	6 869,8%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	58 420	44 773	-13 647	-23,4%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	52 382	46 668	-5 714	-10,9%
Przychody ze sprzedaży węgla	219 176	84 837	-134 339	-61,3%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	221 240	229 225	7 985	3,6%
Przychody ze sprzedaży netto	7 462 464	10 593 124	3 130 660	42,0%
Rekompensaty	0	893 832	893 832	100,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 231	3 685	1 454	65,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	7 464 695	11 490 641	4 025 946	53,9%
Amortyzacja	392 355	396 112	3 757	1,0%
Koszty świadczeń pracowniczych	552 837	760 886	208 049	37,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 247 713	3 545 317	1 297 604	57,7%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	2 880 279	4 791 321	1 911 042	66,3%
Usługi przesyłowe	142 764	143 412	648	0,5%
Inne usługi obce	241 384	286 307	44 923	18,6%
Podatki i opłaty	128 658	775 912	647 254	503,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	6 585 990	10 699 267	4 113 277	62,5%
Pozostałe przychody operacyjne	78 500	30 188	-48 312	-61,5%
Pozostałe koszty operacyjne	93 615	17 293	-76 322	-81,5%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-505 048	92 074	597 122	118,2%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(7 575)	(20 568)	-12 993	-171,5%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	2 527	763 640	761 113	30 119,2%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	348 440	112 135	-236 305	-67,8%
Koszty finansowe	73 524	129 215	55 691	75,7%
Przychody finansowe	71 537	41 522	-30 015	-42,0%
Zyski/(straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	36 009	(514 133)	-550 142	-1 527,8%
Przychody z tytułu dywidend	1 163	93	-1 070	-92,0%
Odpisy/ (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	3 468	0	-3 468	-100,0%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	15 995	4 187	-11 808	-73,8%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości inwestycji w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych	0	1 047	1 047	100,0%
Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem	396 152	(486 458)	-882 610	-222,8%
Podatek dochodowy	82 719	-181 033	-263 752	-318,9%
Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego	313 433	(305 425)	-618 858	-197,4%
EBITDA	743 322	1 271 887	528 565	71,1%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w II kwartale 2023 r. (wzrost o 528,6 mln zł):

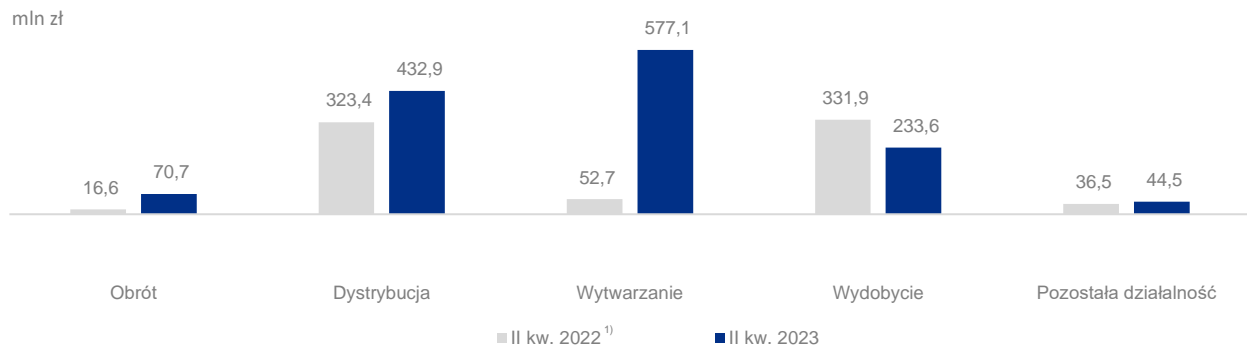
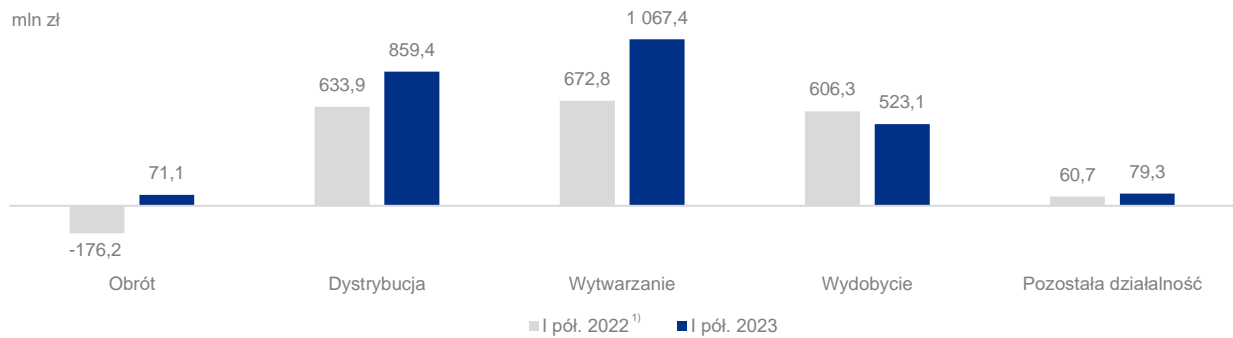
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 2 949 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 28 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 39 mln zł głównie w wyniku niższego wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 322 mln zł wynika głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok, przy jednocześnie niższym wolumenie dystrybucji energii
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży węgla o 134 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu sprzedaży węgla, przy jednocześnie wyższej średniej cenie sprzedaży
- (+) w wykonaniu II kw. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 893,8 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 roku [ustawa o limitach cen]
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 208 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 1 298 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 1 911 mln zł wynika głównie z wyższych średnich cen zakupu, przy niższym wolumenie zakupu
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 45 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 647 mln zł wynika głównie z kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny
- (+) zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek rezerw o 597 mln zł):
 - (+) w II kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia w Obszarze Wytwarzania w wysokości 446,9 mln zł
 - (+) w II kw. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów Ustawy z dnia 7 października 2022 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 II 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 II 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 6,1 mln zł
- (+) wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 15 mln zł:
 - (+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 66 mln zł, w tym niższe koszty rezerw z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 74 mln zł
 - (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu o 27 mln zł
 - (-) wyższa strata na likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 13 mln zł
 - (-) wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 6 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

- (-) wzrost odpisu z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych w segmencie Wydobycie o 760,5 mln zł, wpływ zmiany skutkuje pogorszeniem wyniku netto o 616,0 mln zł - głównie wpływ utworzonego 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.”
- (-) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 550,1 mln zł wynikająca ze zmian wycen kontraktów walutowych oraz zrealizowanych różnic kursowych powiązanych z tymi kontraktami
- (-) w II kw. 2022 r. ujęto częściowe rozwiązanie rezerwy na przyszłe zobowiązania inwestycyjne wobec spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. w wysokości 10,5 mln zł

Wyniki finansowe GK ENEA w I półroczu 2023 r. oraz II kwartale 2023 r.

EBITDA [tys. zł]	I pół. 2022 ¹⁾	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %	II kw. 2022 ¹⁾	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Obrót	-176 249	71 078	247 327	140,3%	16 578	70 659	54 081	326,2%
Dystrybucja	633 882	859 398	225 516	35,6%	323 362	432 863	109 501	33,9%
Wytwarzanie	672 759	1 067 358	394 599	58,7%	52 697	577 105	524 408	995,1%
Wydobycie	606 289	523 062	-83 227	-13,7%	331 865	233 589	-98 276	-29,6%
Pozostała działalność	60 673	79 275	18 602	30,7%	36 528	44 520	7 992	21,9%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-101 352	-283 975	-182 623	-180,2%	-17 708	-86 849	-69 141	-390,5%
EBITDA Razem	1 696 002	2 316 196	620 194	36,6%	743 322	1 271 887	528 565	71,1%



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

Obszar Obrotu w I półroczu 2023 r. oraz II kwartale 2023 r.

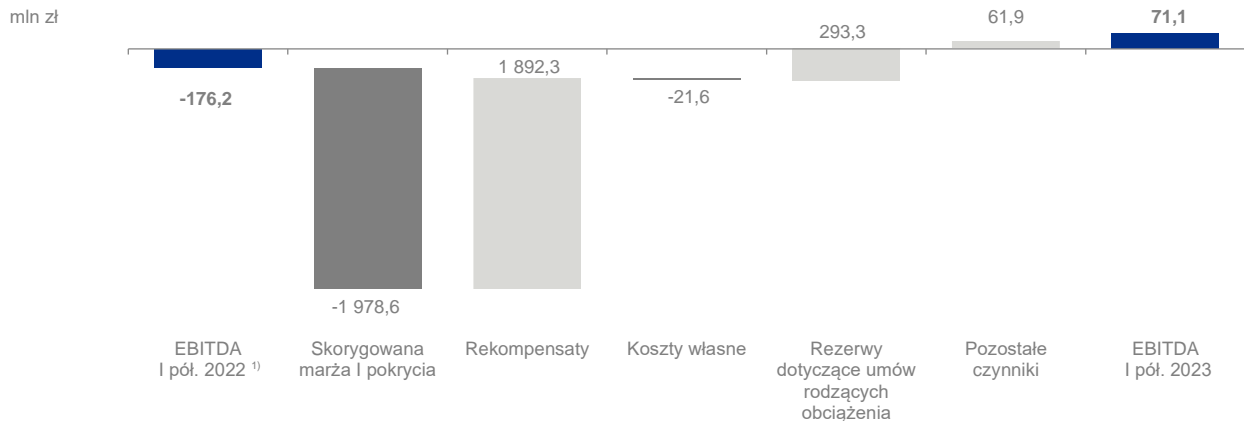
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej realizowana jest przez ENEA S.A.

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 pół. 2022 ¹⁾	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %	II kw. 2022 ¹⁾	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	6 599 987	10 915 596	4 315 609	65,4%	3 216 174	4 475 409	1 259 235	39,2%
Rekompensaty	0	1 892 333	1 892 333	100,0%	0	792 855	792 855	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	6 599 987	12 807 929	6 207 942	94,1%	3 216 174	5 268 264	2 052 090	63,8%
EBIT	-177 593	70 003	247 596	139,4%	15 919	70 173	54 254	340,8%
Amortyzacja	1 344	1 075	-269	-20,0%	659	486	-173	-26,3%
EBITDA	-176 249	71 078	247 327	140,3%	16 578	70 659	54 081	326,2%
CAPEX ²⁾	1 375	26	-1 349	-98,1%	433	26	-407	-94,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	38%	42%	4 p.p.	-	37%	38%	1 p.p.	-

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

²⁾ Bez inwestycji kapitałowych ENEA S.A.



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA w I półroczu 2023 r. (wzrost o 247,3 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (spadek o 1 978,6 mln zł)

- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 109,9%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 3,2%
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 55,4%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 44,0%
- (+) wzrost wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty (wzrost o 1 892,3 mln zł)

w wykonaniu I pół. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 1 892,3 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 roku (ustawa o limitach cen)

Koszty własne (wzrost o 21,6 mln zł)

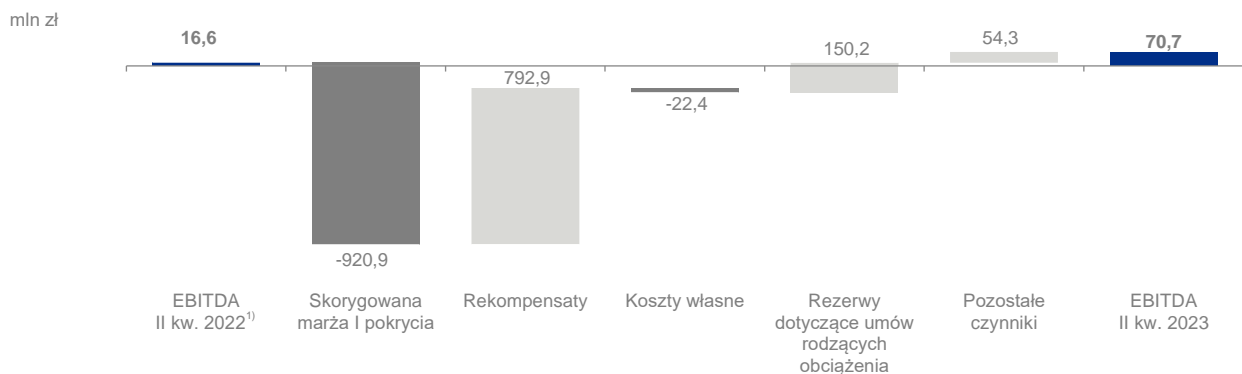
- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 16,2 mln zł
- (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 3,0 mln zł
- (-) wyższe koszty usług wspólnych o 2,4 mln zł

Zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek o 293,3 mln zł)

- (+) w I pół. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 184,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów Ustawy z dnia 7 października 2022 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 pół. 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 pół. 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 8,7 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

Pozostałe czynniki (wzrost o 61,9 mln zł)

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług o 25,5 mln zł
- (+) niższe koszty rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 83,5 mln zł
- (+) niższe koszty postępowań sądowych o 2,9 mln zł
- (+) niższe odpisane należności w koszty o 2,5 mln zł
- (+) wyższe przychody z tyt. licencji związanych z marką ENEA o 4,3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 53,2 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn o 2,0 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 5,4 mln zł



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 miesięcy 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA w II kwartale 2023 r. (wzrost o 54,1 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (spadek o 920,9 mln zł)

- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 98,6%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 4,0%
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 47,2%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 41,7%
- (+) wzrost wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty (wzrost o 792,9 mln zł)

w wykonaniu II kw. 2023 r. ujęto wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 792,9 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 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 roku (ustawa o limitach cen)

Koszty własne (wzrost o 22,4 mln zł)

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 15,5 mln zł

(-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 3,8 mln zł
 (-) wyższe koszty usług wspólnych o 3,1 mln zł

Zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek o 150,2 mln zł)

(+) w II kw. 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną stratę na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów Ustawy z dnia 7 października 2022 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 II 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 II 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 6,1 mln zł

Pozostałe czynniki (wzrost o 54,3 mln zł)

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług o 3,5 mln zł

(+) niższe koszty rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 73,6 mln zł

(+) niższe odpisane należności w koszty o 1,0 mln zł

(+) wyższe przychody z tyt. licencji związanych z marką ENEA o 2,0 mln zł

(+) niższe koszty darowizn o 3,0 mln zł

(-) wyższe koszty usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 27,6 mln zł

(-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 4,2 mln zł

Obszar Wytwarzania w I półroczu 2023 r. oraz II kwartale 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.

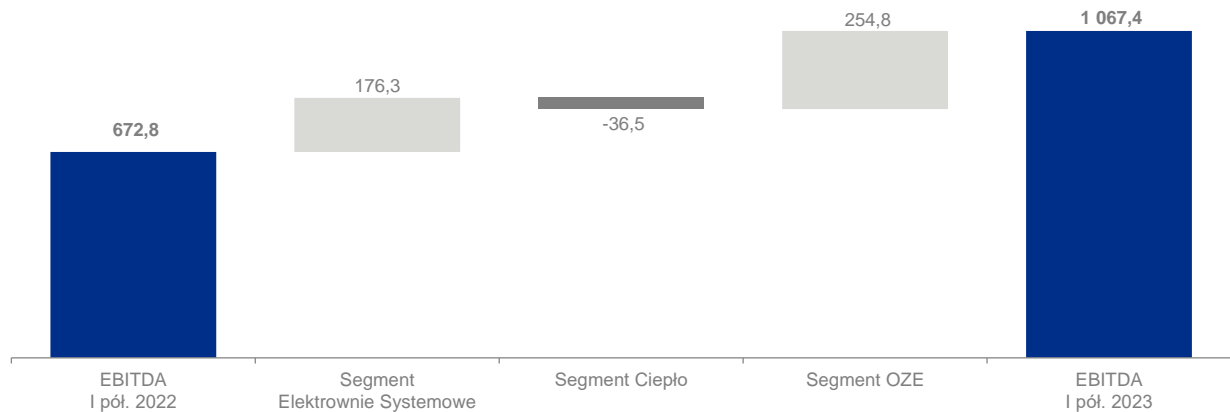
Spółka ENEA Połaniec Serwis została przejęta przez ENEA Elektrownia Połaniec w dniu 16 stycznia 2023 r.

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 pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	7 400 068	12 724 246	5 324 178	71,9%	3 809 222	6 178 990	2 369 768	62,2%
energia elektryczna	6 390 399	11 673 705	5 283 306	82,7%	3 328 233	5 704 258	2 376 025	71,4%
Rynek Mocy	447 632	472 638	25 006	5,6%	221 240	229 225	7 985	3,6%
świadczenia pochodzenia	262 227	224 509	-37 718	-14,4%	141 066	104 305	-36 761	-26,1%
ciepło	248 065	310 317	62 252	25,1%	90 232	116 879	26 647	29,5%
pozostałe	51 745	43 077	-8 668	-16,8%	28 451	24 323	-4 128	-14,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	437	485	48	11,0%	237	246	9	3,8%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	7 400 505	12 724 731	5 324 226	71,9%	3 809 459	6 179 236	2 369 777	62,2%
EBIT	453 366	836 759	383 393	84,6%	-55 731	460 912	516 643	927,0%
Amortyzacja	221 130	231 733	10 603	4,8%	110 165	117 327	7 162	6,5%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(1 737)	(1 134)	603	34,7%	(1 737)	(1 134)	603	34,7%
EBITDA	672 759	1 067 358	394 599	58,7%	52 697	577 105	524 408	995,1%
CAPEX	167 169	204 482	37 313	22,3%	76 034	132 886	56 852	74,8%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	42%	42%	-	-	43%	45%	2 p.p.	-

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w I półroczu 2023 r. (wzrost o 394,6 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe - wzrost o 176,3 mln zł

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 718,4 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującym o 462,4 mln zł
- (+) w I pół. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 388,7 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 93,6 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 29,9 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 24,0 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 1 407,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 100,9 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 32,6 mln zł

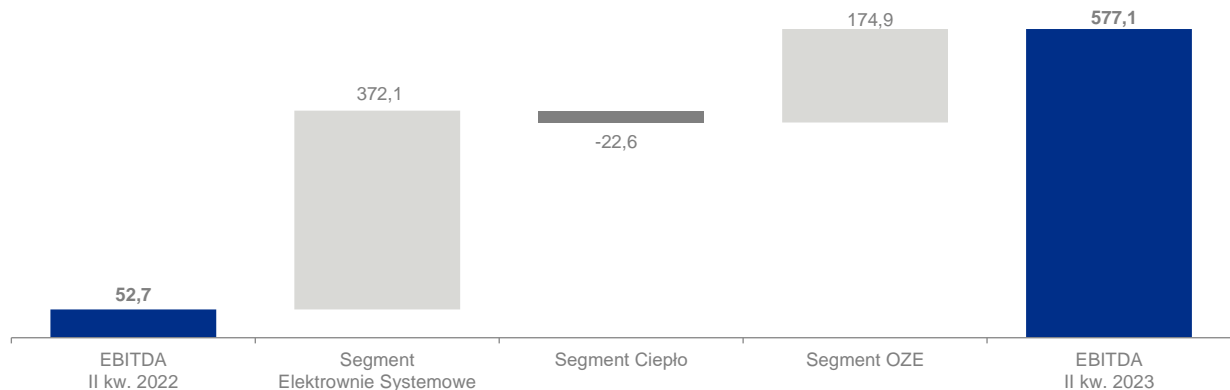
Segment Ciepło - spadek o 36,5 mln zł

- (-) wzrost kosztów stałych o 16,1 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 12,3 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 10,5 mln zł
- (+) wzrost marży na ciepłe o 1,6 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 0,8 mln zł

Segment OZE (wzrost o 254,8 mln zł)

- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) 275,0 mln zł (w tym -1,3 mln zł ENEA Bioenergia sp. z o.o.): +305,9 mln zł wzrost marży na produkcji energii z OZE, +58,2 mln zł utworzenie w I pół. 2022 r. rezerwy na umowy rodzące obciążenia, -59,2 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -21,6 mln zł spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, -5,2 mln zł wzrost kosztów stałych, -1,8 mln zł wzrost pozostałych kosztów zmiennych
- (+) Obszar Fotowoltaika (+2,1 mln zł): +2,0 mln zł wynik na pozostałej działalności operacyjnej, +0,8 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii, -0,7 mln zł wzrost kosztów stałych
- (-) Obszar Woda (-11,8 mln zł): -50,0 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, +39,2 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii
- (-) Obszar Wiatr (-9,1 mln zł): -53,1 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -5,7 mln zł spadek przychodów z tytułu świadectw pochodzenia, -1,2 mln zł wzrost kosztów usług obcych, +51,4 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii
- (-) Obszar Biogaz (-0,5 mln zł)

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w II kwartale 2023 r. (wzrost o 524,4 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe - wzrost o 372,1 mln zł

- (+) w II kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 388,7 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującym o 309,9 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 302,4 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 15,9 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 12,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 8,7 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 584,8 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 57,9 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 22,9 mln zł

Segment Ciepło - spadek o 22,6 mln zł

- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 6,5 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 6,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 6,1 mln zł
- (-) spadek marży na ciepłe o 2,7 mln zł
- (-) spadek przychodów z Rynku Mocy o 0,8 mln zł

Segment OZE - wzrost o 174,9 mln zł

- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) 180,0 mln zł (w tym +0,2 mln zł ENEA Bioenergia sp. z o.o.): +166,6 mln zł wzrost marży na produkcji energii z OZE, +58,2 mln zł utworzenie w II kw. 2022 r. rezerwy na umowy rodzące obciążenia, -30,9 mln zł spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, -10,6 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -3,2 mln zł wzrost kosztów stałych, -0,4 mln zł wzrost pozostałych kosztów zmiennych
- (+) Obszar Fotowoltaika (+2,1 mln zł): +2,0 mln zł wynik na pozostałej działalności operacyjnej, +0,4 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii, -0,4 mln zł wzrost kosztów stałych
- (-) Obszar Woda (-4,3 mln zł): -21,5 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, +17,1 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii
- (-) Obszar Wiatr (-2,4 mln zł): -23,4 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -0,9 mln zł spadek przychodów z tytułu świadectw pochodzenia, +22,7 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii

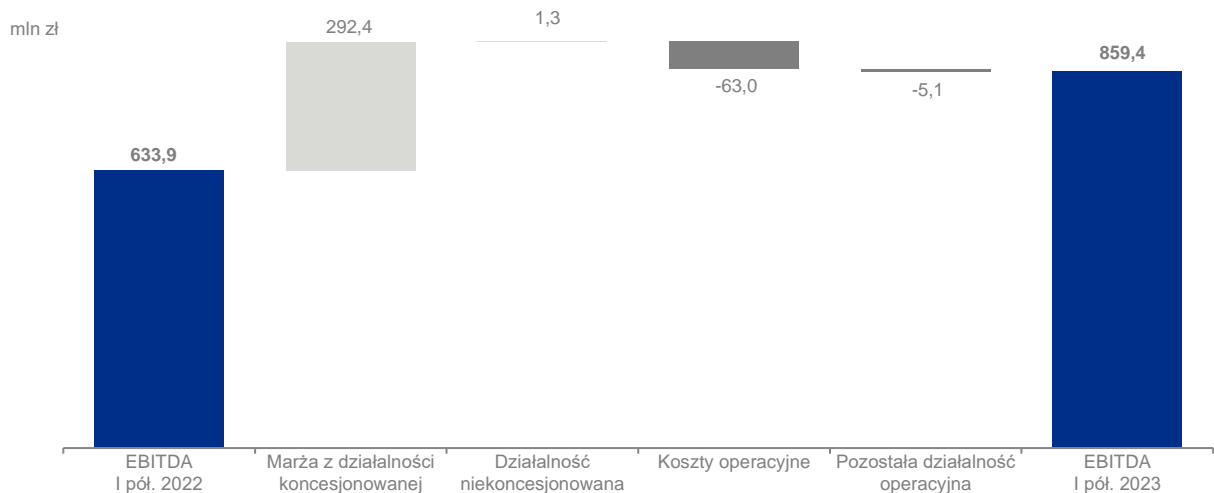
Obszar Dystrybucji w I półroczu 2023 r. oraz w II kwartale 2023 r.

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 pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	1 790 399	2 452 841	662 442	37,0%	881 522	1 194 444	312 922	35,5%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	1 628 988	2 250 532	621 544	38,2%	795 779	1 081 049	285 270	35,8%
opłaty za przyłączenie do sieci	36 150	64 065	27 915	77,2%	21 852	32 095	10 243	46,9%
pozostałe	125 261	138 244	12 983	10,4%	63 891	81 300	17 409	27,2%
Rekompensaty	0	222 607	222 607	100,0%	0	100 977	100 977	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 790 399	2 675 448	885 049	49,4%	881 522	1 295 421	413 899	47,0%
EBIT	286 333	499 976	213 643	74,6%	146 379	251 389	105 010	71,7%
Amortyzacja	347 549	359 422	11 873	3,4%	176 983	181 474	4 491	2,5%
EBITDA	633 882	859 398	225 516	35,6%	323 362	432 863	109 501	33,9%
CAPEX	607 523	681 234	73 711	12,1%	347 053	350 476	3 423	1,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	10%	8%	-2 p.p.	-	10%	9%	-1 p.p.	-



Główne czynniki zmiany EBITDA w I półroczu 2023 r. (wzrost o 225,5 mln zł):

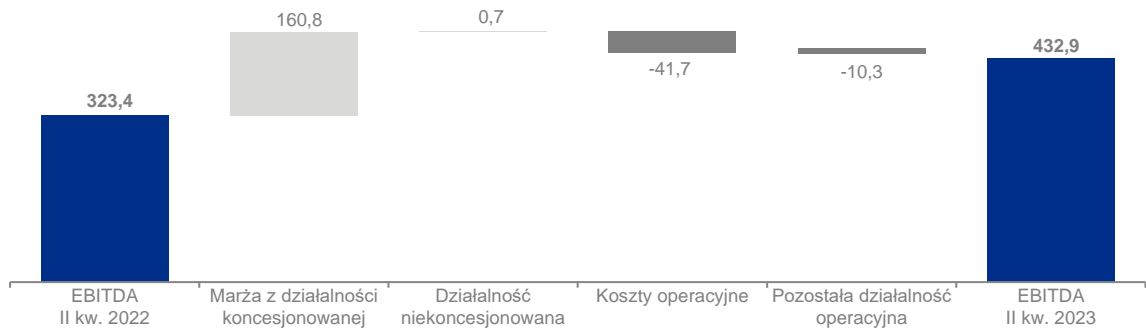
Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 292,4 mln zł)

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 844 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 28 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 495 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 84 mln zł

Koszty operacyjne (wzrost o 63,0 mln zł)

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 36 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 21 mln zł
- (-) wyższe pozostałe koszty o 6 mln zł

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w II kwartale 2023 r. (wzrost o 109,5 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 160,8 mln zł)

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 386 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 10 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 20 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 215 mln zł

Koszty operacyjne (wzrost o 41,7 mln zł)

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 23 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 19 mln zł

Pozostała działalność operacyjna (spadek o 10,3 mln zł)

- (-) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 15 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej o 6 mln zł

Obszar Wydobycia w I półroczu 2023 r. oraz II kwartale 2023 r.

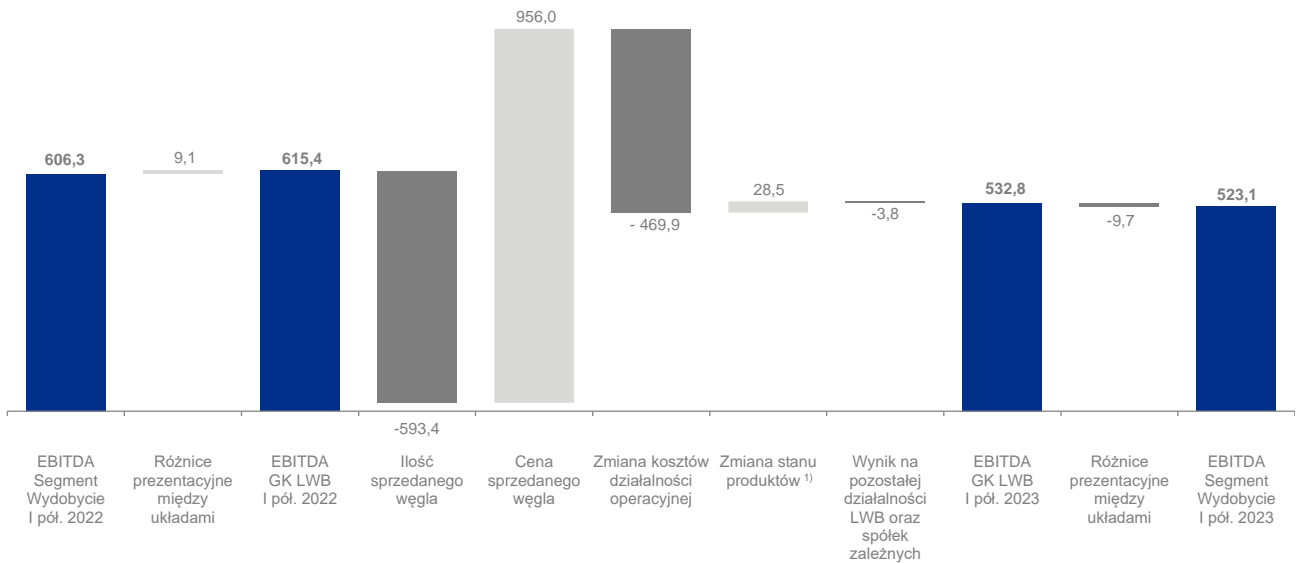
W obszarze Wydobycia prezentowane są wyniki finansowe GK LW Bogdanka z jednostką dominującą – Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. oraz jej spółkami zależnymi.

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

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.

[tys. zł]	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	1 458 405	1 819 720	361 315	24,8%	728 638	881 237	152 599	20,9%
węgiel	1 423 729	1 780 993	357 264	25,1%	712 118	865 433	153 315	21,5%
pozostałe produkty i usługi	22 559	32 004	9 445	41,9%	10 481	12 144	1 663	15,9%
towary i materiały	12 117	6 723	-5 394	-44,5%	6 039	3 660	-2 379	-39,4%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	3 926	5 327	1 401	35,7%	1 954	3 126	1 172	60,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 462 331	1 825 047	362 716	24,8%	730 592	884 363	153 771	21,0%
EBIT	427 493	(453 649)	-881 142	-206,1%	239 840	(616 500)	-856 340	-357,0%
Amortyzacja	174 482	183 268	8 786	5,0%	87 761	85 315	-2 446	-2,8%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	4 314	793 443	789 129	18 292,3%	4 264	764 774	760 510	17 835,6%
EBITDA	606 289	523 062	-83 227	-13,7%	331 865	233 589	-98 276	-29,6%
CAPEX	271 577	344 882	73 305	27,0%	141 704	178 507	36 803	26,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	8%	6%	-2 p.p.	-	8%	6%	-2 p.p.	-

mln zł



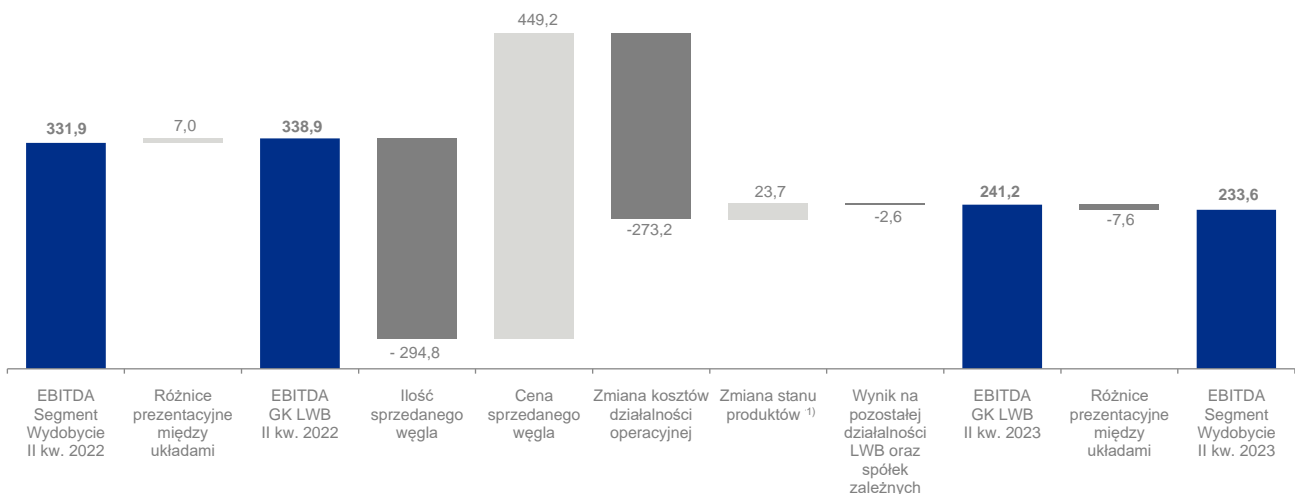
¹⁾ wpływ na prezentowane koszty = techniczny koszt wytworzenia węgla rozdzielony wg aktualnej struktury * ilościowa zmiana zapasu węgla w analizowanym okresie.

Główne czynniki zmiany EBITDA w I półroczu 2023 r. (spadek o 83,2 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: niższa ilościowa sprzedaż węgla (-2 175 tys. t), przy jednocześnie wyższych cenach węgla energetycznego w kontraktach
- (-) 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 I pół. 2023 r. wartość zapasów w stosunku do początku roku wzrosła o 86 mln zł, tj. 204 tys. t (nastąpiło zmniejszenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie I pół. 2022 r. wartość zapasów w stosunku do początku roku wzrosła o 57 mln zł, tj. 333 tys. t (nastąpiło zmniejszenie kosztów operacyjnych okresu)

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 II kwartale 2023 r. (spadek o 98,3 mln zł):

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: niższa ilościowa sprzedaż węgla (-1 040 tys. t), przy jednocześnie wyższych cenach węgla energetycznego w kontraktach

(-) 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 II kw. 2023 r. wartość zapasów wzrosła o 66 mln zł, tj. 164 tys. t (nastąpiło zmniejszenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie II kw. 2022 r. wartość zapasów wzrosła o 42 mln zł, tj. 240 tys. t (nastąpiło zmniejszenie kosztów operacyjnych okresu)

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

Obszar Pozostałej działalności w I półroczu 2023 r. oraz II kwartale 2023 r.

[tys. zł]	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	270 198	319 467	49 269	18,2%	133 712	165 129	31 417	23,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 800	2 110	-690	-24,6%	64	387	323	504,7%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	272 998	321 577	48 579	17,8%	133 776	165 516	31 740	23,7%
EBIT	23 782	42 634	18 852	79,3%	18 484	26 619	8 135	44,0%
Amortyzacja	36 891	36 641	-250	-0,7%	18 044	17 901	-143	-0,8%
EBITDA	60 673	79 275	18 602	30,7%	36 528	44 520	7 992	21,9%
CAPEX	29 505	32 122	2 617	8,9%	18 252	21 472	3 220	17,6%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w 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 pół. 2022 ¹⁾	I pół. 2023	II kw. 2022 ¹⁾	II kw. 2023
Wskaźniki rentowności				
ROE - rentowność kapitału własnego ²⁾	10,1%	-0,7%	7,3%	-7,7%
ROA - rentowność aktywów ²⁾	4,8%	-0,3%	3,5%	-3,4%
Rentowność netto	5,9%	-0,2%	4,2%	-2,7%
Rentowność operacyjna	6,3%	3,0%	4,7%	1,0%
Rentowność EBITDA	11,5%	9,6%	10,0%	11,1%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej				
Wskaźnik bieżącej płynności	1,2	1,0	1,2	1,0
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	73,6%	68,1%	73,6%	68,1%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	52,4%	55,9%	52,4%	55,9%
Dług netto / EBITDA	-0,30	1,71	-0,30	1,71
Wskaźniki aktywności gospodarczej				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach ³⁾	46	43	45	45
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach ⁴⁾	73	41	72	44
Cykl rotacji zapasów w dniach	21	17	21	18

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 6 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.

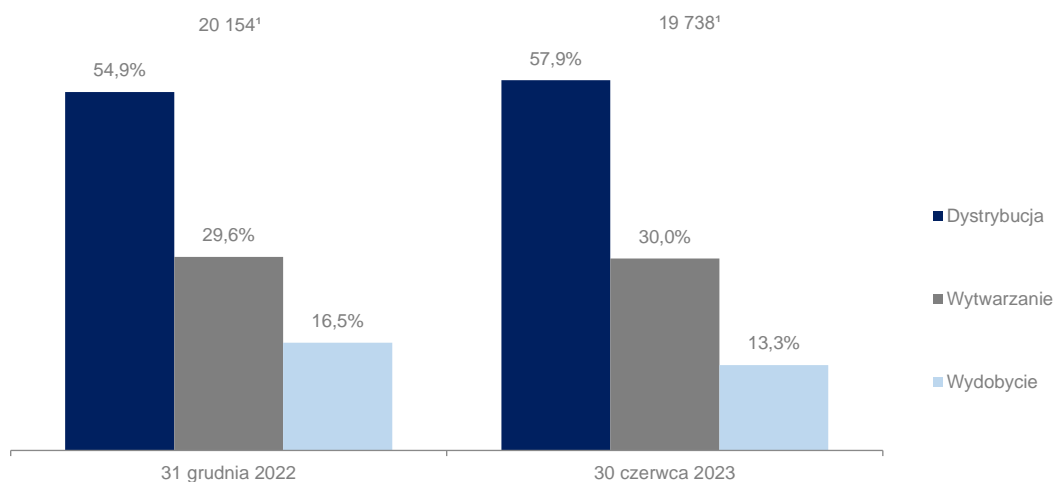
⁴⁾ Zobowiązania z tytułu dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tytułu umów z klientami.

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów GK ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2022	30 czerwca 2023		
Aktywa trwałe	23 161 620	23 371 747	210 127	0,9%
Rzeczowe aktywa trwałe	20 154 134	19 738 147	-415 987	-2,1%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	827 430	817 368	-10 062	-1,2%
Wartości niematerialne	351 922	345 817	-6 105	-1,7%
Nieruchomości inwestycyjne	18 042	28 641	10 599	58,7%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	163 317	168 485	5 168	3,2%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1 315 108	1 987 621	672 513	51,1%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	161 391	70 963	-90 428	-56,0%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	12 213	48 950	36 737	300,8%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	8 970	9 549	579	6,5%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 168	1 002	-166	-14,2%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	147 925	155 204	7 279	4,9%
Aktywa obrotowe	14 273 352	12 719 786	-1 553 566	-10,9%
Prawa do emisji CO ₂	4 093 130	58 570	-4 034 560	-98,6%
Zapasy	1 979 850	2 481 352	501 502	25,3%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	5 260 383	6 016 107	755 724	14,4%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	11 006	10 579	-427	-3,9%
Aktywa z tytułu umów z klientami	623 900	686 882	62 982	10,1%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 304	1 209	-95	-7,3%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	315 513	271 060	-44 453	-14,1%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	382 546	365 977	-16 569	-4,3%
Dłużne aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie	42 004	0	-42 004	-100,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 563 716	2 828 050	1 264 334	80,9%
Razem aktywa	37 434 972	36 091 533	-1 343 439	-3,6%

mln zł

Struktura rzeczowych aktywów trwałych



¹⁾ w tym wyłączenia.

Główne czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 210 mln zł):

- 673 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
- 37 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost wartości depozytów na transakcje terminowe na prawa do emisji CO₂
- 416 mln zł spadek rzeczowych aktywów trwałych - w tym: wzrost wartości umorzenia i odpisów o 1 385 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości środków trwałych o 969 mln zł
- 90 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 1 554 mln zł):

- 4 035 mln zł spadek wartości praw do emisji CO₂ - w tym: 1 529 mln zł nabycie uprawnień w 2023 r., -5 563 mln zł umorzenie praw
- 44 mln zł spadek pozycji należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego - rozliczenie nadpłaconego podatku dochodowego w 2023 r.
- 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.
- 17 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
- 1 264 mln zł wzrost pozycji 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
- 756 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost należności handlowych, przy jednoczesnym spadku należności z tytułu podatków (z wyłączeniem podatku dochodowego) oraz spadku wartości depozytów na transakcje terminowe na prawa do emisji CO₂
- 502 mln zł wzrost wartości zapasów - w tym głównie: wzrost zapasów węgla, świadectw pochodzenia energii, biomasy i pozostałych materiałów
- 63 mln zł wzrost pozycji aktywów z tytułu umów z klientami - wynika głównie z wyższego poziomu niezafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej

Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana %
	31 grudnia 2022	30 czerwca 2023		
Razem kapitał własny	16 146 111	15 914 614	-231 497	-1,4%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 348 670	3 348 670	-	-
Kapitał rezerwowý z wyceny instrumentów zabezpieczających	185 744	108 396	-77 348	-41,6%
Zyski zatrzymane	10 663 950	10 451 968	-211 982	-2,0%
Udziały niekontrolujące	1 271 441	1 329 274	57 833	4,5%
Razem zobowiązania	21 288 861	20 176 919	-1 111 942	-5,2%
Zobowiązania długoterminowe	7 699 793	7 308 534	-391 259	-5,1%
Zobowiązania krótkoterminowe	13 589 068	12 868 385	-720 683	-5,3%
Razem pasywa	37 434 972	36 091 533	-1 343 439	-3,6%

mln zł

Struktura zobowiązań długoterminowych

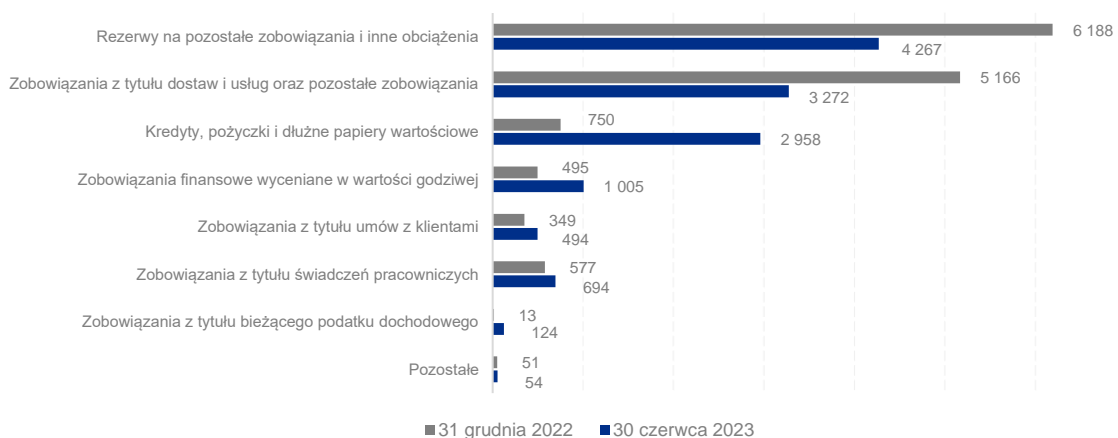


Główne czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (spadek o 391 mln zł)

- 695 mln zł spadek pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - reklasyfikacja części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe, przy jednoczesnym pozyskaniu finansowania w postaci kredytu konsorcjalnego
- 124 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych - głównie aktualizacja rezerw
- 121 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej oraz gazu
- 52 mln zł wzrost pozycji rozliczeń dochodu z tytułu dotacji oraz usług modernizacji oświetlenia drogowego - głównie rozliczenie międzyokresowe przychodów z tytułu dotacji
- 20 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

mln zł

Struktura zobowiązań krótkoterminowych



Główne czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 721 mln zł)

- 1 921 mln zł spadek rezerw na zobowiązania i inne obciążenia - w tym: spadek rezerw na zakup uprawnień do emisji CO₂ oraz wykorzystanie części rezerwy, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty na Taryfie G, przy jednoczesnym wzroście rezerw na świadectwa pochodzenia energii
- 1 894 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 27.10.2022 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
- 2 208 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

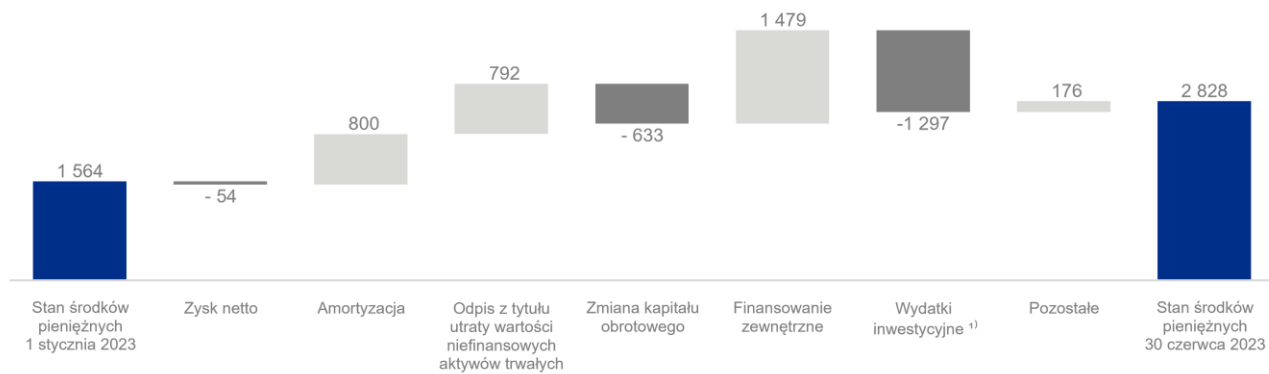
- 510 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie aktualizacja wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej oraz gazu
- 376 mln zł wzrost pozostałych zobowiązań krótkoterminowych - w tym głównie: wzrost zobowiązań z tytułu umów z klientami, wzrost zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, wzrost zobowiązań z tytułu bieżącego podatku dochodowego

Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 162 493	1 163 580	-2 998 913	-72,0%
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 524 953)	(1 220 997)	303 956	19,9%
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 352 313)	1 321 751	2 674 064	197,7%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	1 285 227	1 264 334	-20 893	-1,6%
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	5 438 780	2 828 050	-2 610 730	-48,0%

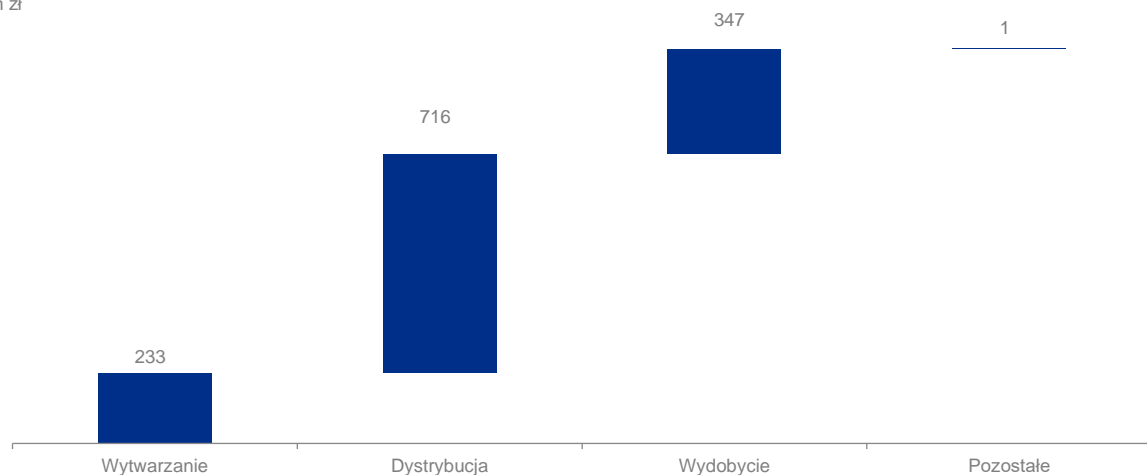
mln zł

Przeplwy pieniężne w I pół. 2023 r.



Wydatki inwestycyjne¹⁾ GK ENEA w I pół. 2023 r.

mln zł



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

6. Akcje i akcjonariat

6.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na 30 czerwca 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 I półrocze 2023 r.

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

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 półroczu 2023 r. kurs akcji ENEA S.A. wzrósł z 6,00 zł do 6,39 zł, tj. o 0,39 zł, czyli o 6,5%. Najwyższy kurs zamknięcia w I półroczu 2023 r. akcje ENEA S.A. osiągnęły 15 maja 2023 r. (7,56 zł), natomiast najniższy – 10 stycznia 2023 r. (5,82 zł).

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



Dane	I półrocze 2023
Liczba akcji [szt.]	529 731 093
Kurs zamknięcia - minimum [zł]	5,82
Kurs zamknięcia - maximum [zł]	7,56
Kurs na koniec okresu [zł]	6,39
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	6,00
Średni wolumen [szt.]	621 017

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 I półrocze 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. Poza ww. zmianami w trakcie okresu sprawozdawczego oraz do dnia publikacji raportu za I półrocze 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 I półrocze 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 I półrocze 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 24 maja 2023 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 13 września 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 cieplarnianychi 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 ujednoczenie 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 rozliczania transakcji przez „Kontrahentów Centralnych” (CCP)³⁾ 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.

³⁾ 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/innowacyjnych 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 ramach rozporządzenia CBAM założono, że ma to być system działający równoległe 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 zweryfikowanego akredytowanego (poziomu 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 uiszczony 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.

Co do zasady, mechanizm zacznie działać od 1 października 2023 r. Do końca 2025 r. CBAM będzie stosowany tylko w formie obowiązku sprawozdawczego. 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 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 elektronicznie 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 importowała 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 zarys 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 spalanego 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%⁴⁾;
- 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.;
- zaostrzenie 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.;

⁴⁾ 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%.

- 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. Ustalono:

- 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;

- 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.

W dniu 14 września 2022 r. po pierwszym czytaniu w PE projekt został przekazany do prac Komisji przedmiotowo właściwej. W dniu 25 lipca 2023 r. Rada zatwierdziła wniosek KE w pierwszym czytaniu. Dokument oczekuje na publikację w Dzienniku Ustaw. 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)⁵⁾.

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.

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.

⁵⁾ Porozumienie polityczne w sprawie zwiększenia wkładu sektora użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa.

- 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.

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 REPowerEU 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 włączenie 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 rozdysponować je wśród odbiorców końcowych. Wprowadzony miałby być 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 będą mogły swobodnie wybrać odpowiednie środki, 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 obowiązujących 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 będą miały możliwość wyjątkowo i tymczasowo ustalać cenę 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). 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).
- W dniu 19 lipca 2023 r. odbyło się głosowanie w ITRE (Committee on Industry, Research and Energy). Trwają przyspieszone prace legislacyjne. Projekt oczekuje na stanowisko Rady UE. Po głosowaniu 19 lipca 2023 r., przyjęto poprawkę z zakresu ochrony konsumenta przed zmiennością rynków krótkoterminowych, wzmacniając niezawodne ramy inwestycyjne i wzmacniając potrzeby w zakresie wystarczalności w celu utrzymania bezpieczeństwa dostaw. Odrzucono poprawkę warunkowo dopuszczającą wsparcie elektrowni węglowych z Rynku Mocy po 2025. Dalsze prace nad projektem odbędą się jesienią.

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].

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.

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 wydobywania,
- 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.

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. W Parlamencie z kolei został skierowany do odpowiednich komisji. Przewiduje się, że dyskusja w jego sprawie na posiedzeniu plenarnym może nastąpić w październiku 2023 r.

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 TWh⁶⁾.

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 zatwierdzony 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,
- aukcje dodatkowe na rok 2024 – 16 marca 2023 r.

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.

⁶⁾ https://www.gov.pl/documents/33372/436746/Wnioski_z_analiz_do_PEP2040_2018-11-23.pdf

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.

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.

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 wejdzie w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia.

8.1.3.6. Ustawa o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego

W dniu 17 sierpnia 2023 r. przez Sejm RP uchwalona została ustawa o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego, niemniej jednak w dniu 7 września 2023 r. Senat RP zawniósł o odrzucenie ustawy w całości. W związku z powyższym oraz wobec faktu, że na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Sejm obecnej kadencji zakończył już zaplanowane posiedzenia, może zaistnieć sytuacja, że przedmiotowa ustawa nie zostanie rozpatrzona w obecnej kadencji Parlamentu. Ustawa określa zasady udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (rodzaje i wysokość zobowiązań, wysokość gwarancji, zasady udzielania i terminy zwrotów) oraz wprowadza zmiany do innych ustaw sektorowych.

8.1.3.7. 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 zrekompensowaniu 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 billingu.

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 nałożyla 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 (obecnie 2 MWh) dla ogółu odbiorców zużywających energię na potrzeby prowadzenia gospodarstw domowych; 3,6 MWh (obecnie 2,6 MWh) dla gospodarstw domowych z osobami niepełnosprawnymi; 4 MWh (obecnie 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 maksymalnych energii elektrycznej na 693 zł/MWh (obecnie 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 Ceny⁷⁾. 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 elektrycznejoraz

- 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.

⁷⁾ 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.

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 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.

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, 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 AMI 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 AMI u co najmniej 15% takich odbiorców, do końca roku 2025 liczników klasy AMI u co najmniej 35% takich odbiorców, do końca roku 2027 liczników klasy AMI u co najmniej 65% takich odbiorców. ENEA Operator 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.

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 przestrzegając 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 półroczu 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 programu 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.

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 pilotażowych oraz innowacyjnych. 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 I półrocza 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, chlorowodór, fluorowodór i amoniak. Konkluzje BAT zaczęły obowiązywać od dnia 18 sierpnia 2021 r., po zakończonym 4-letnim okresie dostosowawczym. Z uwagi na zaskarżenie kBAT przez Rząd Rzeczypospolitej Polskiej w październiku 2017 r. oraz wydanie wyroku przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE) w dniu 28 stycznia 2021 r. unieważniającego kBAT z 31 lipca 2017 r., w dniu 30 grudnia 2021 r. zostały opublikowane „nowe” konkluzje BAT (Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2021/2326 z 30 listopada 2021 r.). Nowe konkluzje co do treści są w pełni tożsame z unieważnioną decyzją, zachowując tym samym ciągłość obowiązujących wymagań prawnych.

W 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 pół. 2022	2 981,5	0,482	1 729,3
I pół. 2023	2 232,9	0,453	1 362,0
Zmiana %	-25,1%	-6,0%	-21,2%
Elektrownia Kozenice blok 11			
I pół. 2022	936,8	0,301	543,3
I pół. 2023	846,3	0,333	516,3
Zmiana %	-9,7%	10,6%	-5,0%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I pół. 2022	2 031,8	0,425	1 178,4
I pół. 2023	1 561,6	0,435	952,6
Zmiana %	-23,1%	2,4%	-19,2%
Elektrociepłownia Białystok			
I pół. 2022	91,1	0,106	52,8
I pół. 2023	79,6	0,102	48,5
Zmiana %	-12,6%	-3,8%	-8,1%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I pół. 2022	11,5	-	6,7
I pół. 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 pół. 2022	3 155,9	0,510	1 830,4
I pół. 2023	2 561,3	0,520	1 562,4
Zmiana %	-18,8%	2,0%	-14,6%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I pół. 2022	1 258,9	0,405	730,2
I pół. 2023	1 112,6	0,438	678,7
Zmiana %	-11,6%	8,1%	-7,1%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I pół. 2022	2 442,0	0,510	1 416,4
I pół. 2023	1 758,8	0,490	1 072,8
Zmiana %	-28,0%	-3,9%	-24,3%
Elektrociepłownia Białystok			
I pół. 2022	214,7	0,250	124,5
I pół. 2023	189,6	0,243	115,7
Zmiana %	-11,7%	-2,8%	-7,1%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I pół. 2022	2,5	-	1,5
I pół. 2023	9,7	-	5,9
Zmiana %	288,0%	-	293,3%

Pył	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
Elektrownia Kozienice bloki 1-10			
I pół. 2022	193,5	0,031	75,5
I pół. 2023	153,9	0,031	63,1
Zmiana %	-20,5%	-	-16,4%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I pół. 2022	39,1	0,013	15,2
I pół. 2023	27,7	0,011	11,4
Zmiana %	-29,2%	-15,4%	-25,0%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I pół. 2022	105,1	0,022	41,0
I pół. 2023	56,6	0,016	23,2
Zmiana %	-46,1%	-27,3%	-43,4%
Elektrociepłownia Białystok			
I pół. 2022	14,4	0,017	5,6
I pół. 2023	9,3	0,012	3,8
Zmiana %	-35,4%	-29,4%	-32,1%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I pół. 2022	0,8	-	0,3
I pół. 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 pół. 2022	5 290 323,9	855	6 190 808,9
I pół. 2023	4 288 839,4	871	4 926 103,6
Zmiana %	-18,9%	1,9%	-20,4%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I pół. 2022	2 364 984,6	761	3 109 264,6
I pół. 2023	1 965 051,4	773	2 541 848,6
Zmiana %	-16,9%	1,6%	-18,2%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I pół. 2022	3 545 487,0	741	4 784 303,6
I pół. 2023	2 488 608,0	694	3 586 340,5
Zmiana %	-29,8%	-6,3%	-25,0%
Elektrociepłownia Białystok			
I pół. 2022	161 104,0	187	262 018,8
I pół. 2023	137 064,0	176	231 700,7
Zmiana %	-14,9%	-5,9%	-11,6%
Ciepłownia Zachód Białystok ¹⁾			
I pół. 2022	8 096,0	-	-
I pół. 2023	9 401,0	-	-
Zmiana %	16,1%	-	-
MEC Piła			
I pół. 2022	27 496,0	1 140	24 120,2
I pół. 2023	26 442,0	438	60 422,6
Zmiana %	-3,8%	-61,6%	150,5%

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 zaostryły 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 półroczu 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 katalizacyjnej 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 16 023 godzin, w tym w I półroczu 2023 r. wykorzystano łącznie 308 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 czerwca 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 czerwca 2023 r. zatrudniały na umowę o pracę 17 905 osób. 30 czerwca 2023 r. ENEA S.A. na umowę o pracę zatrudniała 447 osób.

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

Dystrybucja: 5 426 osób; Obrót: 569 osób; Wydobycie: 5 957 osób; Wytwarzanie: 4 158 osób; Pozostałe: 1 795 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 czerwca 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 całokształt funkcji i zadań 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. Zgodnie z założonym harmonogram realizacji projektu w IV kw. 2023 r. przewiduje się zawarcie umowy z Generalnym Wykonawcą budowy bloków gazowo-parowych. Koncepcja budowy bloków gazowych zakłada, że nowe niskoemisyjne źródła będą stabilizowały rozwijające się OZE w początkowej fazie dążenia Grupy ENEA do neutralności klimatycznej oraz zapewnią bezpieczeństwo dla systemu elektroenergetycznego.

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.

Spółka w I półroczu 2023 r. kontynuowała działania z roku 2022, m.in.:

- 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,
- działania ukierunkowane na ocenę możliwości oraz budowę nowych źródeł energii elektrycznej i ciepła opartych o wykorzystanie technologii małych modułowych reaktorów jądrowych,
- 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 czerwca 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 strukturę 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.

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. W czerwcu 2023 r. uruchomiliśmy kolejną edycję, w której celem programu jest zebranie 50 000 zł. Zaangażowani pracownicy, tak jak w poprzedniej edycji, pokonują kilometry rejestrując je w aplikacji, a zebrane punkty są przeliczane na złotówki. Zebrana suma zostanie przeznaczona na wybrany dom dziecka. Pracownicy Grupy ENEA pokonali w poprzedniej edycji ponad 100 000 km, zarówno podczas codziennych aktywności, jak i zawodów sportowych – triathlonowych, rowerowych czy biegowych. Dodatkowo, punktowane są dojazdy do pracy rowerem oraz wykonanie kilku aktywności sportowych dziennie. Tak jak poprzednia edycja, ta również jest wzbogacona o walory edukacyjne. Uczestnicy, po pokonaniu określonej liczby kilometrów, otrzymują porcję wiedzy o Celach Zrównoważonego Rozwoju (SDGS).

Oszczędzaj energię z Krzysiem Elektrykiem

Od wielu lat nasi pracownicy – wolontariusze odwiedzają szkoły i przedszkola, prowadząc lekcje o energetyce, wytwarzaniu energii i bezpiecznym obchodzeniu się z prądem. Nowy program „Oszczędzaj energię z Krzysiem Elektrykiem” jest rozszerzeniem dotychczasowych działań edukacyjnych z zakresu oszczędzania zasobów energetycznych planety, umożliwiając udział w zajęciach również dzieciom starszym. W ramach nowego programu pn. „Oszczędzaj energię z Krzysiem Elektrykiem”, opracowane zostały materiały merytoryczne dla dzieci młodszych i w wieku wczesnoszkolnym oraz szkolnym (maksymalnie 5 klasa). Z ich pomocą pracownicy naszej Grupy swobodnie poprowadzą zajęcia, dzieląc się z młodymi słuchaczami swoją wiedzą i doświadczeniem. Korzystając z animacji wyjaśnią jak powstaje prąd, jakie są źródła pozyskiwania energii oraz jakie zagrożenia wynikają z nieprawidłowego korzystania z energii elektrycznej. Zapoznają dzieci z zasadami bezpiecznego korzystania z domowych urządzeń elektrycznych oraz utrwala wiedzę o oszczędzaniu energii. Lekcja z Krzysiem Elektrykiem kończy się wspólnym rozwiązywaniem krzyżówki i przekazaniem dzieciom książeczek edukacyjnych. Zajęcia można przeprowadzać dla dzieci przedszkolnych, wczesnoszkolnych oraz szkolnych.

Zwolnieni z teorii

Grupa ENEA po raz czwarty partnerowała Ogólnopolskiej Olimpiadzie dla uczniów i studentów „Zwolnieni z teorii”. Uczestnicy olimpiady - studenci i licealiści, samodzielnie lub w zespołach, działają dla dobra swojego najbliższego otoczenia, realizując swoje pomysły oraz zdobywając praktyczne umiejętności i doświadczenie w planowaniu i zarządzaniu projektami. W tej edycji Grupa ENEA, objęła swoim patronatem projekty z obszaru energetyki oraz promowania nauk ścisłych - „Energia w nauce”, z którego skorzystało blisko 300 000 beneficjentów. Najlepsze z projektów zostały nagrodzone podczas Wielkiego Finału Zwolnionych z Teorii, wydarzenia w którym wzięło udział ponad 4 000 osób.

Na pomoc Ukrainie!

Grupa ENEA kontynuuje działania pomocowe na rzecz uchodźców. Przede wszystkim poprzez wsparcie lokalowe, udostępniając dla obywateli Ukrainy ośrodki należące do spółek Grupy. Ponadto, dzieci i młodzież przebywające w ośrodkach mogą liczyć na wsparcie Fundacji ENEA w zakresie pomocy naukowych i innych artykułów. Fundacja doposaża także każdorazowo, w razie potrzeby w niezbędne artykuły życia codziennego, takie jak odzież i środki czystości lub inne, na które zgłoszą zapotrzebowanie administratorzy ośrodków.

„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. Na zakończenie projektu zostanie zorganizowany konkurs dla uczniów 7 i 8 klas Szkół Podstawowych położonych na terenie całej Polski.

ENEA Akademia Talentów

W lutym zakończyła się IV edycja programu stypendialnego Enea Akademia Talentów. Uczniowie oraz organizacje z inicjatywą po raz kolejny stanęły przed szansą zdobycia dodatkowych środków finansowych na rozwój swoich pomysłów, pasji i zainteresowań. Spośród 700 zgłoszeń, 56 uczniów ze szkół podstawowych i ponadpodstawowych oraz 25 szkół i organizacji znalazło się w finale IV edycji Enei Akademii Talentów. Ich pomysły na rozwój talentów oceniało jury oraz internauci. Stypendia o wartości 3 000 zł wywalczyło 43 uczniów. 20 szkół oraz organizacji otrzyma granty w wysokości 10 000 zł, które przeznaczą na organizację dodatkowych zajęć i projektów wspierających rozwój młodzieży. Łącznie na wspieranie edukacji i młodych talentów przekazano blisko 330 000 zł.

10. Raportowanie niefinansowe

Odpowiedzialne praktyki zarządcze

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 „Wytyczne 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 półroczu 2023 r.

[tys. zł]	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	1 586 393	2 217 785	631 392	39,8%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	2 189	2 570	381	17,4%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucyjnych	42 595	32 747	-9 848	-23,1%
Rozliczenie rynku bilansującego	282	45 485	45 203	16 029,4%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	36 150	64 065	27 915	77,2%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	4 547	3 670	-877	-19,3%
Przychody z tytułu pozostałych usług	14 719	15 836	1 117	7,6%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom	10 657	15 233	4 576	42,9%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	574	747	173	30,1%
Przychody ze sprzedaży netto	1 698 106	2 398 138	700 032	41,2%
Rekompensaty	0	222 607	222 607	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 698 106	2 620 745	922 639	54,3%
Amortyzacja	343 236	354 913	11 677	3,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	287 477	323 412	35 935	12,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	20 711	22 802	2 091	10,1%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	255 769	796 297	540 528	211,3%
Koszty usług przesyłowych	231 586	320 048	88 462	38,2%
Inne usługi obce	141 138	161 844	20 706	14,7%
Podatki i opłaty	138 921	133 544	-5 377	-3,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 418 838	2 112 860	694 022	48,9%
Pozostałe przychody operacyjne	37 571	44 020	6 449	17,2%
Pozostałe koszty operacyjne	45 296	58 293	12 997	28,7%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(1 418)	10	1 428	100,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	270 125	493 622	223 497	82,7%
Koszty finansowe	70 377	180 735	110 358	156,8%
Przychody finansowe	25 765	6 089	-19 676	-76,4%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	225 513	318 976	93 463	41,4%
Podatek dochodowy	45 086	67 949	22 863	50,7%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	180 427	251 027	70 600	39,1%
EBITDA	613 361	848 535	235 174	38,3%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w I półroczu 2023 r. (wzrost o 235,2 mln zł):

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 844 mln zł wynikają głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok

(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 84 mln zł wynikają ze wzrostu stawek opłat stałych i zmiennych w rozliczeniach z PSE S.A. oraz sąsiednimi OSD

(-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 495 mln zł wynikają przede wszystkim ze wzrostu cen hurtowych z realizacją w 2023 roku

(+) wyższe przychody za przyłączenie do sieci o 28 mln zł wynikają głównie z większej liczby przyłączonych w roku bieżącym obiektów OZE w II, III oraz IV grupie przyłączeniowej.

(-) wyższe koszty operacyjne o 53 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych i kosztów usług obcych

(-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 5 mln zł wynika głównie z aktualizacji stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego oraz z wyższych przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej

Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator w II kwartale 2023 r.

[tys. zł]	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	767 318	1 106 773	339 455	44,2%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 163	1 196	33	2,8%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	28 461	-25 724	-54 185	-190,4%
Rozliczenie rynku bilansującego	701	34 893	34 192	4 877,6%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	21 852	32 095	10 243	46,9%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 675	1 676	1	0,1%
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	7 201	7 738	537	7,5%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	4 938	7 653	2 715	55,0%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	261	408	147	56,3%
Przychody ze sprzedaży netto	833 570	1 166 708	333 138	40,0%
Rekompensaty	0	100 977	100 977	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	833 570	1 267 685	434 115	52,1%
Amortyzacja	174 789	179 157	4 368	2,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	140 003	162 794	22 791	16,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	10 655	10 168	-487	-4,6%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	120 959	370 333	249 374	206,2%
Koszty usług przesyłowych	120 591	143 801	23 210	19,2%
Inne usługi obce	71 853	90 375	18 522	25,8%
Podatki i opłaty	70 616	67 189	-3 427	-4,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	709 466	1 023 817	314 351	44,3%
Pozostałe przychody operacyjne	17 119	22 680	5 561	32,5%
Pozostałe koszty operacyjne	4 325	16 399	12 074	279,2%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(1 180)	(4 972)	-3 792	-321,4%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	135 718	245 177	109 459	80,7%
Koszty finansowe	39 654	86 387	46 733	117,9%
Przychody finansowe	25 228	3 210	-22 018	-87,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	121 292	162 000	40 708	33,6%
Podatek dochodowy	24 303	29 311	5 008	20,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	96 989	132 689	35 700	36,8%
EBITDA	310 507	424 334	113 827	36,7%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w II kwartale 2023 r. (wzrost o 113,8 mln zł):

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 386 mln zł wynikają głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 20 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 215 mln zł wynikają przede wszystkim ze wzrostu cen hurtowych z realizacją w 2023 roku
- (+) wyższe przychody za przyłączenie do sieci o 10 mln zł
- (-) wyższe koszty operacyjne o 37 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych i kosztów usług obcych
- (-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 10 mln zł wynika głównie z aktualizacji stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego oraz z wyższych przychodów z tytułu usuwania kolizji infrastruktury sieciowej

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

[tys. zł]	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 959 078	7 875 973	3 916 895	98,9%
koncesja na wytwarzanie	3 810 087	7 721 834	3 911 747	102,7%
koncesja na obrót	123 779	113 749	-10 030	-8,1%
Regulacyjne Usługi Systemowe	25 212	40 390	15 178	60,2%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	316 529	332 845	16 316	5,2%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	7 086	11 891	4 805	67,8%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	2 933	2 070	-863	-29,4%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	16 633	20 862	4 229	25,4%
Przychody ze sprzedaży netto	4 302 259	8 243 641	3 941 382	91,6%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	258	485	227	88,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	4 302 517	8 244 126	3 941 609	91,6%
Amortyzacja	122 493	128 877	6 384	5,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	148 850	192 781	43 931	29,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	3 025 359	5 484 676	2 459 317	81,3%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	454 886	561 820	106 934	23,5%
Usługi przesyłowe	1	0	-1	-100,0%
Inne usługi obce	63 139	91 176	28 037	44,4%
Podatki i opłaty	40 108	1 264 158	1 224 050	3 051,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 854 836	7 723 488	3 868 652	100,4%
Pozostałe przychody operacyjne	12 038	12 910	872	7,2%
Pozostałe koszty operacyjne	8 968	15 270	6 302	70,3%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-193 683	0	193 683	100,0%
Zysk / (strata) na zmianie sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	74	(1 172)	-1 246	-1 683,8%
Odpis / (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(1 737)	(1 134)	603	34,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	258 879	518 240	259 361	100,2%
Koszty finansowe	73 747	112 524	38 777	52,6%
Przychody finansowe	41 134	1 621	-39 513	-96,1%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	226 266	407 337	181 071	80,0%
Podatek dochodowy	72 199	79 834	7 635	10,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	154 067	327 503	173 436	112,6%
EBITDA	379 635	645 983	266 348	70,2%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w I półroczu 2023 r. (wzrost o 266,4 mln zł):

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 868,6 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 402,1 mln zł
- (+) w I pół. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 193,7 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 87,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 16,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 15,2 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 1 224,3 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 76,8 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 15,5 mln zł

Załącznik nr 4 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w II kwartale 2023 r.

[tys. zł]	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 110 405	3 843 538	1 733 133	82,1%
koncesja na wytwarzanie	2 036 271	3 822 781	1 786 510	87,7%
koncesja na obrót	60 211	0	-60 211	-100,0%
Regulacyjne Usługi Systemowe	13 923	20 757	6 834	49,1%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	156 584	162 713	6 129	3,9%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	2 065	5 412	3 347	162,1%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 515	1 279	-236	-15,6%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	9 736	11 594	1 858	19,1%
Przychody ze sprzedaży netto	2 280 305	4 024 536	1 744 231	76,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	142	246	104	73,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 280 447	4 024 782	1 744 335	76,5%
Amortyzacja	59 935	65 120	5 185	8,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	75 343	106 609	31 266	41,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 634 596	2 590 331	955 735	58,5%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	223 101	305 920	82 819	37,1%
Usługi przesyłowe	1	0	-1	-100,0%
Inne usługi obce	41 161	48 141	6 980	17,0%
Podatki i opłaty	20 929	574 765	553 836	2 646,3%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 055 066	3 690 886	1 635 820	79,6%
Pozostałe przychody operacyjne	9 308	5 250	-4 058	-43,6%
Pozostałe koszty operacyjne	6 000	6 840	840	14,0%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-193 683	0	193 683	100,0%
Zysk/(strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	70	(1 182)	-1 252	-1 788,6%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(1 737)	(1 134)	603	34,7%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	36 813	332 258	295 445	802,6%
Koszty finansowe	38 735	57 249	18 514	47,8%
Przychody finansowe	39 230	401	-38 829	-99,0%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	37 308	275 410	238 102	638,2%
Podatek dochodowy	35 917	53 217	17 300	48,2%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	1 391	222 193	220 802	15 873,6%
EBITDA	95 011	396 244	301 233	317,1%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w II kwartale 2023 r. (wzrost o 301,2 mln zł):

- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 426,7 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 260,4 mln zł
- (+) w II kw. 2022 r utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 193,7 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 12,6 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 6,8 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 6,1 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 554,1 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 43,3 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 7,7 mln zł

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

[tys. zł]	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 235 958	3 413 571	1 177 613	52,7%
koncesja na wytwarzanie	1 890 218	3 083 894	1 193 676	63,2%
koncesja na obrót	336 579	305 774	-30 805	-9,2%
Regulacyjne Usługi Systemowe	9 161	23 903	14 742	160,9%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	125 059	132 758	7 699	6,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	200 260	164 269	-35 991	-18,0%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	37 855	37 746	-109	-0,3%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	2 785	3 972	1 187	42,6%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	1 985	11 129	9 144	460,7%
Podatek akcyzowy	24	33	9	37,5%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 603 878	3 763 412	1 159 534	44,5%
Amortyzacja	49 786	53 991	4 205	8,4%
Koszty świadczeń pracowniczych	41 594	69 765	28 171	67,7%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 725 711	2 813 186	1 087 475	63,0%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	345 847	253 620	-92 227	-26,7%
Usługi przesyłowe	182	285	103	56,6%
Inne usługi obce	118 953	138 299	19 346	16,3%
Podatki i opłaty	18 726	262 629	243 903	1 302,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 300 799	3 591 775	1 290 976	56,1%
Pozostałe przychody operacyjne	5 993	14 470	8 477	141,4%
Pozostałe koszty operacyjne	921	2 749	1 828	198,5%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-253 249	0	253 249	100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	54 902	183 358	128 456	234,0%
Koszty finansowe	11 947	30 959	19 012	159,1%
Przychody finansowe	5 587	551	-5 036	-90,1%
Przychody z tytułu dywidend	1 778	172	-1 606	-90,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	50 320	153 122	102 802	204,3%
Podatek dochodowy	9 120	31 425	22 305	244,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	41 200	121 697	80 497	195,4%
EBITDA	104 688	237 349	132 661	126,7%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w I półroczu 2023 r. (wzrost o 132,7 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 85,3 mln zł):

- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 182,9 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 150,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 24,1 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 12,3 mln zł, w tym korekta kosztów dotycząca 2022 r.
- (+) w I pół. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 195,0 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 60,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 14,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 7,7 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 6,5 mln zł

Segment OZE (wzrost EBITDA o 276,3 mln zł):

- (+) wzrost marży na produkcji energii z OZE o 305,9 mln zł
- (+) w I pół. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 58,2 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 59,2 mln zł
- (-) spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 21,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 5,2 mln zł
- (-) wzrost pozostałych kosztów zmiennych o 1,8 mln zł

Segment Ciepło (spadek EBITDA o 58,3 mln zł)

- (-) spadek marży na ciepło o 58,1 mln zł z tytułu: -43,9 mln zł wyższe koszty węgla, -16,0 mln zł wyższy koszt CO₂, +1,9 mln zł wyższa cena sprzedaży ciepła
- (-) spadek pozostałych czynników o 0,2 mln zł

Załącznik nr 6 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w II kwartale 2023 r.

[tys. zł]	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 138 993	1 727 148	588 155	51,6%
koncesja na wytwarzanie	977 889	1 517 502	539 613	55,2%
koncesja na obrót	156 497	195 967	39 470	25,2%
Regulacyjne Usługi Systemowe	4 607	13 679	9 072	196,9%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	62 089	64 680	2 591	4,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	117 264	76 353	-40 911	-34,9%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	18 550	18 688	138	0,7%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 446	2 128	682	47,2%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	1 021	7 042	6 021	589,7%
Podatek akcyzowy	10	15	5	50,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 339 353	1 896 024	556 671	41,6%
Amortyzacja	25 669	27 349	1 680	6,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	21 736	35 437	13 701	63,0%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	931 382	1 465 307	533 925	57,3%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	164 727	150 011	-14 716	-8,9%
Usługi przesyłowe	86	133	47	54,7%
Inne usługi obce	62 404	72 856	10 452	16,7%
Podatki i opłaty	9 910	52 830	42 920	433,1%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 215 914	1 803 923	588 009	48,4%
Pozostałe przychody operacyjne	4 534	5 369	835	18,4%
Pozostałe koszty operacyjne	424	1 745	1 321	311,6%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-253 249	0	253 249	100,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	(125 700)	95 725	221 425	176,2%
Koszty finansowe	6 640	16 494	9 854	148,4%
Przychody finansowe	4 697	203	-4 494	-95,7%
Przychody z tytułu dywidend	1 778	172	-1 606	-90,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	(125 865)	79 606	205 471	163,2%
Podatek dochodowy	-24 706	15 655	40 361	163,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	(101 159)	63 951	165 110	163,2%
EBITDA	-100 031	123 074	223 105	223,0%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w II kwartale 2023 r. (spadek o 223,1 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (wzrost EBITDA o 73,9 mln zł):

- (+) w II kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 195,0 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 49,5 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 9,1 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 2,6 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 124,3 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 30,7 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 14,6 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 12,2 mln zł, w tym korekta kosztów dotycząca 2022 r.
- (-) spadek marży na obrocie o 0,5 mln zł

Segment OZE (wzrost EBITDA o 179,7 mln zł):

- (+) wzrost marży na produkcji energii z OZE o 166,6 mln zł
- (+) w II kw. 2022 r. utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia 58,2 mln zł
- (-) spadek marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 30,9 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 10,6 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 3,2 mln zł
- (-) wzrost pozostałych kosztów zmiennych o 0,4 mln zł

Segment Ciepło (spadek EBITDA o 30,5 mln zł)

- (-) spadek marży na ciepłe o 30,2 mln zł z tytułu: -23,1 mln zł wyższe koszty węgla, -7,9 mln zł wyższy koszt CO₂, +0,9 mln zł wyższa cena sprzedaży ciepła
- (-) spadek pozostałych czynników o 0,3 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) operacyjny + amortyzacja + odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych
EBITDA LTM	EBITDA z ostatnich 12 miesięcy
EBIT	Zysk (strata) operacyjny
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 i przychodami z certyfikatów, 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) operacyjny / 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
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 obowiązków 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
CDS (ang. Clean dark spread)	Różnica pomiędzy osiągniętą ceną ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej, a kosztami zmiennymi dotyczącymi wytworzenia tej energii (jednostkowy koszt CO ₂ i jednostkowy koszt węgla z transportem)
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) CO₂	Komitet Stałych Przedstawicieli (organ, który składa się ze stałych przedstawicieli krajów członkowskich Unii Europejskiej przy Radzie w Brukseli w randze ambasadorów oraz ich zastępców) Dwutlenek węgla
CSR (ang. Corporate Social Responsibility)	Společna 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	Fluorowódór
Hg	Rtęć
ICE	Platforma obrotu umożliwiająca handel uprawnieniami do emisji CO ₂ (EUA) oraz jednostkami poświadczoną redukcji emisji (CER) na rynku futures
ICT	Information and Communication Technologies. Technologie teleinformatyczne.
IRGIT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
Interesariusz	Osoba lub grupa osób zainteresowana decyzjami lub działaniami organizacji. Interesariusz to każdy, kto wpływa na organizację i każdy, na kogo ona wpływa
IOS	Instalacja odsiarczania spalin oraz redukcji metali ciężkich
ITRE (ang. Committee on Industry, Research and Energy)	Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii Parlamentu Europejskiego
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni

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 katalitycznego odazotowania spalin. Zasadą jej działania jest redukcja tlenków azotu do azotu atmosferycznego na powierzchni katalizatora, odbywająca się z wykorzystaniem substancji zawierającej amoniak
SMR	Small Modular Reactors – małe modułowe reaktory jądrowe
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
TGE	Towarowa Giełda Energii
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
WN	Sieć wysokiego napięcia. Elektroenergetyczna sieć przesyłowa, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 60 do 200 kV (w Polsce 110 kV). Sieć do przesyłania energii elektrycznej na duże odległości
WRA	Wartość regulacyjna aktywów

Podpisy Zarządu

Data zatwierdzenia i publikacji „Sprawozdania Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA w I półroczu 2023 r.”
- 13 września 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