



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

Poznań, Data publikacji: 24 maja 2023 r.

Spis treści

1. Podsumowanie operacyjne I kwartału 2023 r.....	4
2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA.....	6
3. Zarządzanie ryzykiem.....	23
4. Otoczenie rynkowe.....	25
5. Sytuacja finansowa.....	29
6. Akcje i akcjonariat.....	43
7. Władze.....	44
8. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta.....	46
9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu.....	70
10. Raportowanie niefinansowe.....	71
11. Załączniki.....	72
12. Słownik pojęć i skrótów.....	75

Grupa ENEA w liczbach



ENEA to 17,6 tys. Pracowników



WYDOBYCIE

WYTWARZANIE

DYSTRYBUCJA

OBRÓT

17,7 %

udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce

6,3 GW

całkowitej mocy zainstalowanej

2,8 mln

odbiorców usług dystrybucyjnych

2,7 mln

Klientów

432 mln ton

potencjału wydobywczego 4 obszarów koncesyjnych

449 MW

mocy zainstalowanej w OZE

123,4 tys. km

linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami

6,0 TWh

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

1,6 mln ton

produkcji netto węgla w I kw. 2023 r.

5,3 TWh

całkowitego wytwarzania energii netto w I kw. 2023 r.

5,2 TWh

dostarczonej energii w I kw. 2023 r.

33

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

1. Podsumowanie operacyjne I kwartału 2023 r.

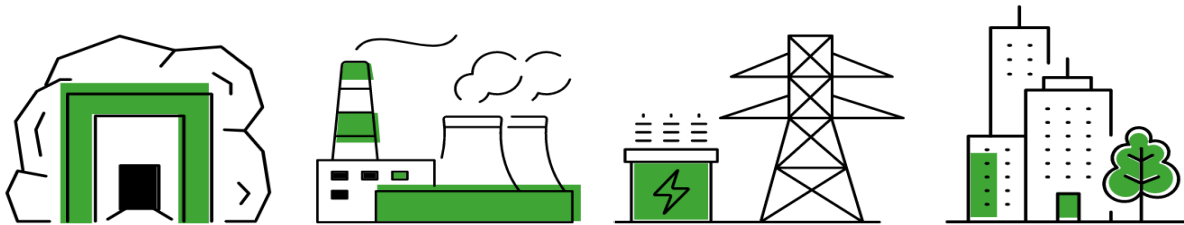
W I kwartale 2023 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wynik EBITDA na poziomie 1 044,3 mln zł (wzrost r/r o 91,6 mln zł).

Obszar Wytwarzania odnotował wynik EBITDA na poziomie 490,3 mln zł (spadek r/r o 129,8 mln zł). Niższy wynik EBITDA wynika głównie ze spadku wyniku EBITDA w Segmencie Elektrowni Systemowych (w efekcie wystąpienia nowej pozycji kosztowej tj. kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, przy jednoczesnym wzroście jednostkowej marży na wytwarzaniu, marży na odkupie i na Rynku Bilansującym). Jednocześnie, odnotowano wzrost wyniku EBITDA w Segmencie OZE (głównie wyższa cena energii elektrycznej, przy jednoczesnym wzroście kosztów biomasy oraz wystąpieniu kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny).

W obszarze Wydobywania osiągnięta została EBITDA na poziomie 289,5 mln zł (wzrost r/r o 15,1 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze wzrostu przychodów ze sprzedaży węgla (spadek wolumenu wydobywania i sprzedaży węgla skompensowany wyższą ceną sprzedaży), przy jednoczesnym wzroście kosztów działalności operacyjnej (wzrost jednostkowego kosztu wydobywania).

Obszar Dystrybucji odnotował wynik EBITDA na poziomie 426,5 mln zł (wzrost r/r o 116,0 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 0,4 mln zł (wzrost r/r o 193,2 mln zł). Wzrost wyniku EBITDA wynika głównie z wykorzystania rezerw dotyczących umów rodzających obciążenia oraz wyższego wyniku z tytułu aktualizacji wyceny kontraktów CO₂. Jednocześnie, pomimo rozpoznania przychodów z tytułu rekompensat, odnotowano spadek marżowości na rynku detalicznym.



- GK ENEA wydała na inwestycje 580 mln zł.
- Produkcja węgla handlowego wyniosła 1,6 mln t.
- Sprzedaż węgla handlowego wyniosła 1,6 mln t.
- Grupa wytworzyła 5,3 TWh energii elektrycznej.
- Sprzedaż ciepła w segmencie Wytwarzania wyniosła 2,4 PJ.
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła 5,2 TWh.
- Wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wyniósł 6,0 TWh.

+

Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej
Przychody z tytułu rekompensat
Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych
Zmiana rezerw dotyczących umów rodzających 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

1.1. Najważniejsze wydarzenia w 2023 r.

Pierwszy kwartał

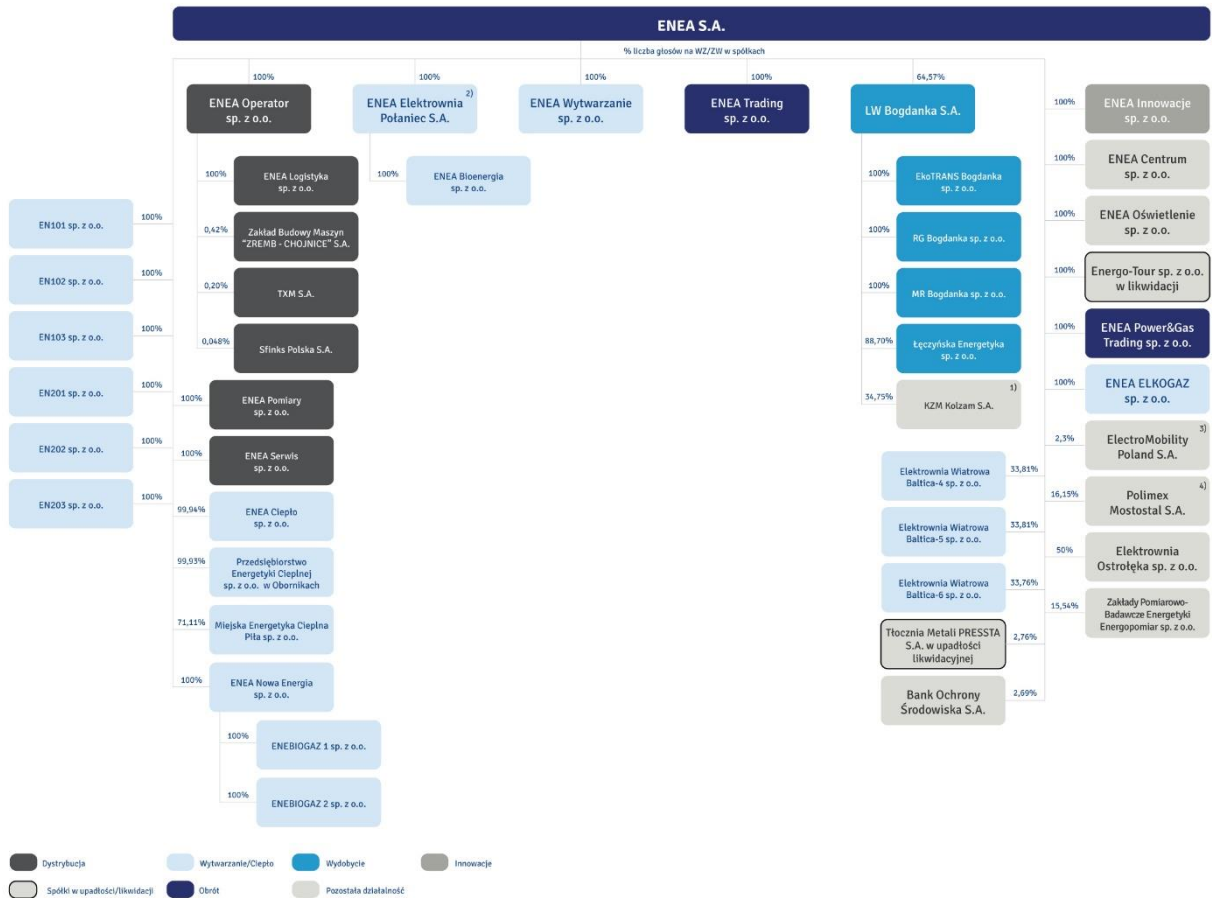
- 4 stycznia 2023 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Rafała Włodarskiego z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej ENEA S.A., w tym z funkcji Przewodniczącego Rady Nadzorczej Spółki, ze skutkiem na dzień 4 stycznia 2023 r.
- 27 stycznia 2023 r., ENEA S.A. podpisała umowę finansowania z konsorcjum 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.

1.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym

- 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 proponuje 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.
- 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".

2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA

2.1. Struktura Grupy Kapitałowej ENEA – stan na dzień 31 marca 2023 r.



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

²⁾ 16 stycznia 2023 r. nastąpiło połączenie ENEA Połaniec Serwis z ENEA Elektrownia Połaniec S.A.

³⁾ 16 stycznia 2023 r. sąd rejestrowy zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego. Obecnie ENEA S.A. posiada 2,30% akcji w kapitale zakładowym

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 obrębie GK ENEA funkcjonuje 7 wiodących podmiotów, tj. ENEA S.A. (obróć energią elektryczną), ENEA Operator sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej), ENEA Wytwarzanie sp. z o.o., ENEA Elektrownia Połaniec S.A. i ENEA Nowa Energia sp. z o.o. (produkcja i sprzedaż energii elektrycznej), ENEA Trading sp. z o.o. (handel hurtowy energią elektryczną) oraz LW Bogdanka S.A. (wydobycie węgla). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek. W strukturze Grupy uwzględniono również udziały mniejszościowe w podmiotach posiadane przez ENEA S.A. oraz spółki zależne od ENEA S.A. oraz LW Bogdanka S.A.⁵⁾

⁵⁾ 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 kwartale 2023 r. GK ENEA poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

Dezinwestycje kapitałowe

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

Zmiany w organizacji

W I kwartale 2023 r. GK ENEA kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Rozwoju GK ENEA.

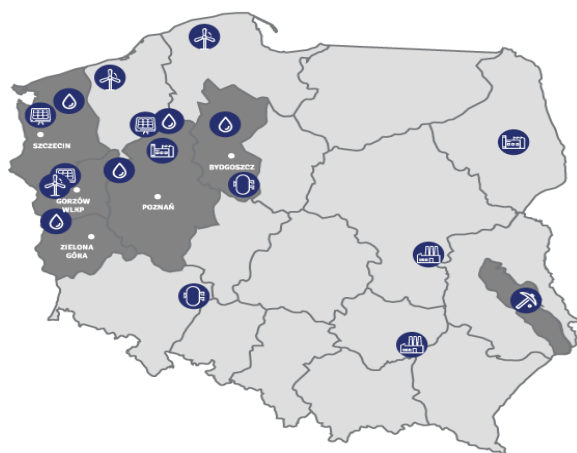
Inwestycje kapitałowe

Szczegółowy opis procesów związanych z inwestycjami kapitałowymi został zamieszczony w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za I kwartał 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%.
- 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.

2.3. Obszary biznesowe GK ENEA



- Elektrownie:**
Kozienice, Połaniec
- Biogazownie:**
Gorzestaw, Liszkowo
- ENEA Ciepło, MEC Piła, PEC Oborniki**
- Farmy wiatrowe:** Bardy, Darżyno, Baczyna
- LW Bogdanka**
- 21 elektrowni wodnych**
- Obszar dystrybucyjny ENEA Operator**
- Elektrownie fotowoltaiczne:**
PV Jastrowie I, PV Likowo, PV Lubno I, PV Lubno II i PV FW Lubno I
- Lubelskie Zagłębie Węglowe**

Dystrybucja

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

Wytwarzanie

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

Wydobycie

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

Obrót hurtowy

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

Obrót detaliczny

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

2.3.1. Wydobycie

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

Wyszczególnienie	I kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	2 809	1 623	-42,2%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	2 716	1 582	-41,8%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	113	62	-45,1%
Roboty chodnikowe [km]	8,6	8,5	-1,2%

2.3.2. Wytwarzanie

2.3.2.1. Aktywa wytwórcze GK ENEA

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW _e]	Moc osiągnięta elektryczna [MW _e]	Moc zainstalowana cieplna [MW _t]	Moc zainstalowana w OZE [MW _e]
Elektrownia 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

2.3.2.2. Wytwarzanie – zestawienie mocy zainstalowanych

Elektrownia Kozienice

Blok	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
Moc zainstalowana [MW]	230	230	230	230	230	230	230	230	560	560	1 112
Planowany rok wyłączenia z produkcji	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 odstawię 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 odstawię 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 kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	6 494	5 319	-18,1%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	5 936	4 743	-20,1%
Produkcja z OZE [GWh]	558	577	3,4%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	2 820	2 624	-7,0%
ENEA Wytwarzanie			
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	4 107	3 464	-15,7%
Blok 11 Elektrowni Kozienice			
Produkcja energii elektrycznej netto [GWh]	1 423	1 127	-20,8%
Średnie miesięczne obciążenie netto [MW]	751	691	-8,0%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	265	204	-23,0%
ENEA Nowa Energia			
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej OZE (netto) [GWh]	102	92	-9,8%
elektrownie wodne	38	33	-13,2%
farmy wiatrowe	62	56	-9,7%
biogazownie	3	2	-33,3%
farma PV	0,1	0,9	800,0%
ENEA Elektrownia Połaniec			
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	2 138	1 606	-24,9%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	1 739	1 177	-32,3%
Produkcja z OZE (spalanie biomasy – Zielony Blok) [GWh]	361	395	9,4%
Produkcja z OZE (współspalanie biomasy) [GWh]	38	35	-7,9%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	640	599	-6,4%
ENEA Ciepło			
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	136	125	-8,1%
Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych [GWh]	79	69	-12,7%
– z wyłączeniem spalania biomasy			
Produkcja z OZE – spalanie biomasy [GWh]	57	56	-1,8%
Produkcja ciepła brutto [TJ] (razem z Ciepłownią Zachód)	1 552	1 470	-5,3%
PEC Oborniki			
Produkcja ciepła brutto [TJ]	49	49	-
MEC Piła			
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh]	11	32	190,9%
Produkcja ciepła brutto [TJ]	314	301	-4,1%

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 kw. 2022	3 648 607	3 079 ¹⁾	847 562
I kw. 2023	3 164 563	2 997 ²⁾	1 400 352
MEC Piła			
I kw. 2022	22 516	6 923 ¹⁾	6 792
I kw. 2023	18 657	6 836 ²⁾	6 006
Białystok – Elektrociepłownia			
I kw. 2022	123 578	44 415 ¹⁾	24 160
I kw. 2023	109 380	43 244 ²⁾	29 754
Białystok – Ciepłownia Zachód			
I kw. 2022	3 887	2 923 ¹⁾	850
I kw. 2023	7 817	2 923 ²⁾	2 124
Elektrownia Połaniec			
I kw. 2022	1 787 654	87 646 ¹⁾	391 813
I kw. 2023	1 218 406	85 334 ²⁾	490 673
Łęczyńska Energetyka ³⁾			
I kw. 2022	19 059	11 809 ¹⁾	6 208
I kw. 2023	17 340	11 809 ²⁾	5 963
Razem I kw. 2022	5 605 302	156 795	1 277 385
Razem I kw. 2023	4 536 163	153 143	1 934 872

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 kwartale 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 kw. 2023 r.	LW Bogdanka (57%) kilku pozostałych dostawców (poniżej 20% każdy)	PGG (ok. 37%) PGE (ok. 28%) LW Bogdanka (ok. 23%), pozostali dostawcy (ok.12%)	LW Bogdanka (88%) PGG (12%)
Główny przewoźnik realizujący dostawy w okresie I kw. 2023 r.	PKP Cargo (ok. 57%) FPL (ok. 23%) Inni: DB Cargo, CTL (ok. 20%)	Transport własny (ok.28%) PKP Cargo (ok. 54%) LW Bogdanka (ok.18%)	LW Bogdanka (ok. 88%) PKP CARGO (ok. 12%)

Zakup paliwa

Typ paliwa	Obszar Wytwarzania			
	I kw. 2022		I kw. 2023	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	3 094	870	2 967	2 774
Biomasa	547	198	575	376
Olej opałowy (ciężki) ¹⁾	5	14	3	7
Olej opałowy (lekki) ²⁾	2	9	2	13
Gaz [tys. m ³] ³⁾⁴⁾	3 222	7	8 460	24
Razem		1 098		3 194

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

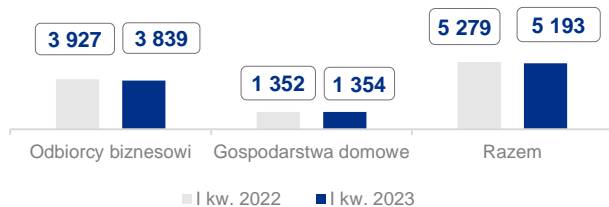
²⁾ Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice, B9 Elektrowni Połaniec, MEC Piła (kotłownia KO Staszycze, w której jest możliwość zasilania paliwem gazowym i olejem opałowym)

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

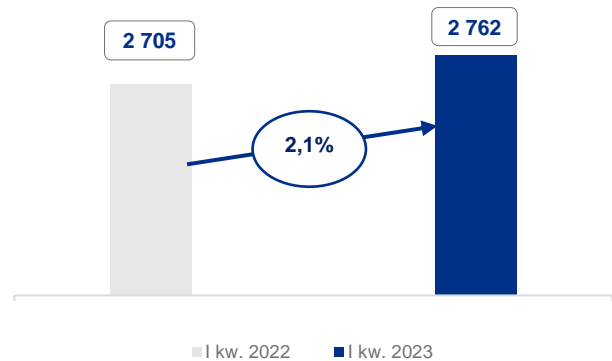
⁴⁾ Używany do produkcji ciepła w Ciepłowni Zachód: jednostka objętości gazu w tys. Nm³

2.3.3. Dystrybucja

Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



Liczba odbiorców [w tys.]



109,9 tys. km – Długość linii dystrybucyjnych

13,5 tys. km – Długość przyłączy

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

1 008,3 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 kwartał 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 kw. 2023	1 483 ¹⁾	156 446	3 077 ¹⁾	1 339

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 (8,453 MW)

Liczba i długość przyłączy

Wyszczególnienie	I kw. 2022		I kw. 2023	
	Liczba [szt.]	Długość [km]	Liczba [szt.]	Długość [km]
Napowietrzne	318 702	6 988	323 102	6 990
Kablowe	667 642	6 273	685 188	6 540
Razem	986 344	13 261	1 008 290	13 530

Liczba stacji elektroenergetycznych

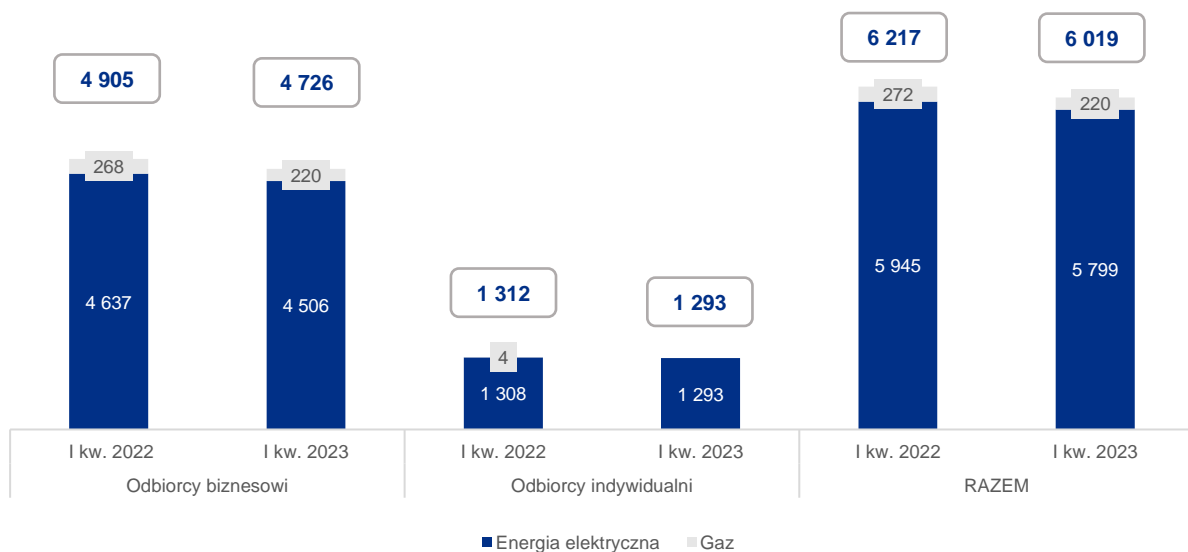
Wyszczególnienie	I kw. 2022 Liczba [szt.]	I kw. 2023 Liczba [szt.]
110 kV	249	255
SN	38 726	39 310
Razem	38 975	39 565

2.3.4. Obrót

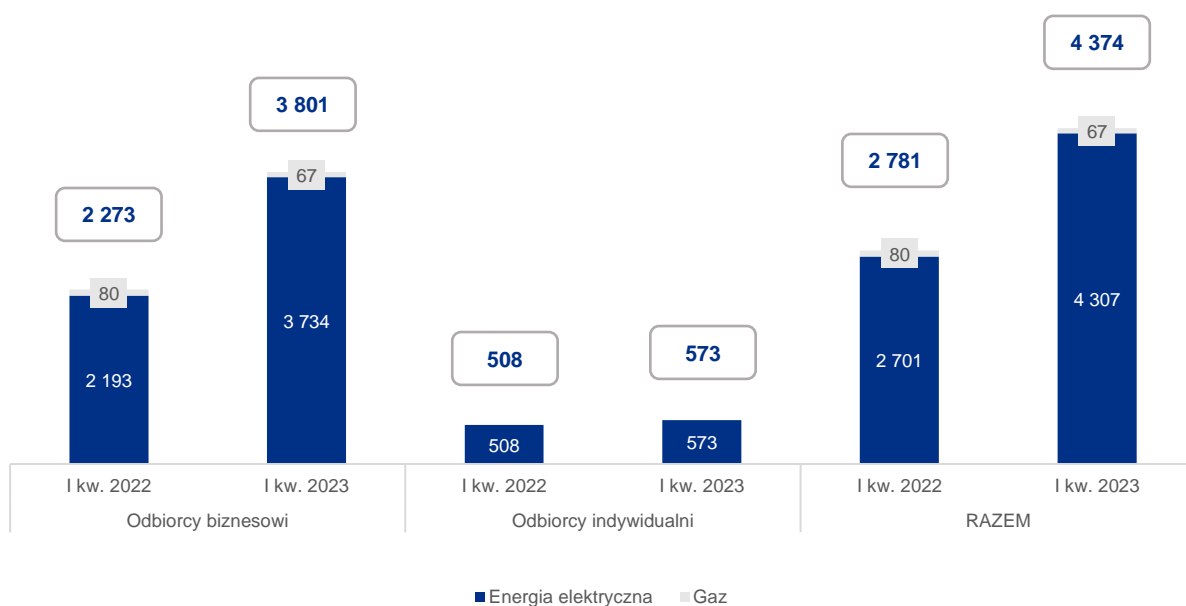
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym zrealizowana przez ENEA S.A.

W I kwartale 2023 r. w stosunku do I kwartału 2022 r. łączny wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego był niższy o 198 GWh, tj. o 3,2%. Spadek spowodowany był zmianą portfela klientów. W segmencie odbiorców biznesowych odnotowano spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 131 GWh, tj. o 2,8% i spadek wolumenu sprzedaży paliwa gazowego o 48 GWh, tj. o 17,9%. Z kolei w segmencie odbiorców indywidualnych odnotowano spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 15 GWh, tj. o 1,1% oraz niewielki spadek wolumenu sprzedaży paliwa gazowego. Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w I kwartale 2023 r. wzrosły w stosunku do analogicznego okresu 2022 r. o 1 593 mln zł, tj. o 57,3%, co jest odzwierciedleniem gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej i paliwa gazowego na rynku hurtowym. Zwiększeniu uległy przychody zarówno w segmencie odbiorców biznesowych, jak również w segmencie odbiorców indywidualnych.

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. 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.

Ponadto, Polska będzie podejmować wysiłki negocjacyjne w celu reformy mechanizmów polityki klimatycznej Unii Europejskiej, tak aby możliwe było przeprowadzenie niskoemisyjnej i ambitnej transformacji, kontrybuując do realizacji celów UE, przy uwzględnieniu czasowego zwiększonego wykorzystania konwencjonalnych mocy wytwórczych, bez ponoszenia nadmiernych kosztów wynikających z polityki klimatycznej. Powyższe zmiany w otoczeniu GK ENEA mają istotny wpływ na realizację „Strategii Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku” oraz wyznaczone w niej cele strategiczne i kierunki rozwoju. Dlatego przy ewentualnej aktualizacji tego dokumentu powyższe kwestie zostaną w nim odpowiednio odzwierciedlone.

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

MISJA

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

WIZJA

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

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



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

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

W Perspektywie Właściciela:

- Rozwój Odnawialnych Źródeł Energii opartych na nowoczesnych technologiach;
- Trwałe relacje z Klientami, systematycznie spadające koszty dotarcia i utrzymania Klienta;
- Zachowanie bezpieczeństwa finansowego GK ENEA;
- Niezawodność i ciągłość dostaw energii elektrycznej;
- Wdrażanie innowacji i nowych technologii we wszystkich obszarach funkcjonowania GK ENEA.

W Perspektywie Klienta:

- Odpowiedzialny partner w zrównoważonym zarządzaniu relacjami ze społecznościami lokalnymi, środowiskiem i Klientami;
- Zdolność do zaspokajania kompleksowych potrzeb Klienta;
- Atrakcyjna relacja ceny do jakości oferowanych pakietów produktów i usług;
- Rozwój nowych linii biznesowych dla oferowania Klientom nowych produktów nie tylko energetycznych.

W Perspektywie Procesów:

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

W Perspektywie Rozwoju:

- Nowoczesny, transparentny i etyczny Ład Organizacyjny na wszystkich szczeblach w całej GK ENEA;
- Efektywny model operacyjny GK ENEA dostosowany do zmieniającej się Grupy;
- Postępowa edukacja uwzględniająca wyzwania transformacji.

ENEA zakłada, że w wyniku realizacji Strategii osiągnie:

1. wzrost mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii (brutto) o 1 510 MW do 2030 r. i 3 580 MW w 2040 r., liczony względem roku 2020 (nie uwzględniając przy tym mocy istniejącego już tzw. „Zielonego Bloku” należącego do ENEA Elektrownia Połaniec);
2. redukcję wartości wskaźnika jednostkowej emisji CO₂ do 254 kg CO₂/MWh w 2030 r., z dążeniem do osiągnięcia wskaźnika na poziomie 201 kg CO₂/MWh w perspektywie 2040 r., a do 2050 r. GK ENEA planuje osiągnąć neutralność klimatyczną;
3. udział w sprzedaży energii elektrycznej do Klientów GK ENEA w całkowitym rynku sprzedaży energii elektrycznej w Polsce do poziomu 16% w roku 2030 oraz co najmniej 17% w 2040 r.;
4. wartość wskaźnika SAIDI na poziomie 74,59 minut w 2030 r. oraz 70 minut w 2040 r.;
5. wartość wskaźnika SAIFI na poziomie 2,02 w 2030 r. oraz 1,93 w 2040 r.;
6. wartość wskaźnika strat sieciowych w dystrybucji na poziomie 5,14% w 2030 r. oraz 5,0% w 2040 r.;
7. wskaźnik ROE GK ENEA na poziomie 6,4% w 2030 r. oraz 7,1% w 2040 r.;
8. wskaźnik ROA GK ENEA na poziomie 2,9% w 2030 r. oraz 4,6% w 2040 r.;
9. udział EBITDA GK ENEA z Nowych Linii Biznesowych na poziomie 7-12% w 2030 r. oraz 10-15% w roku 2040, w relacji do całości EBITDA GK ENEA.

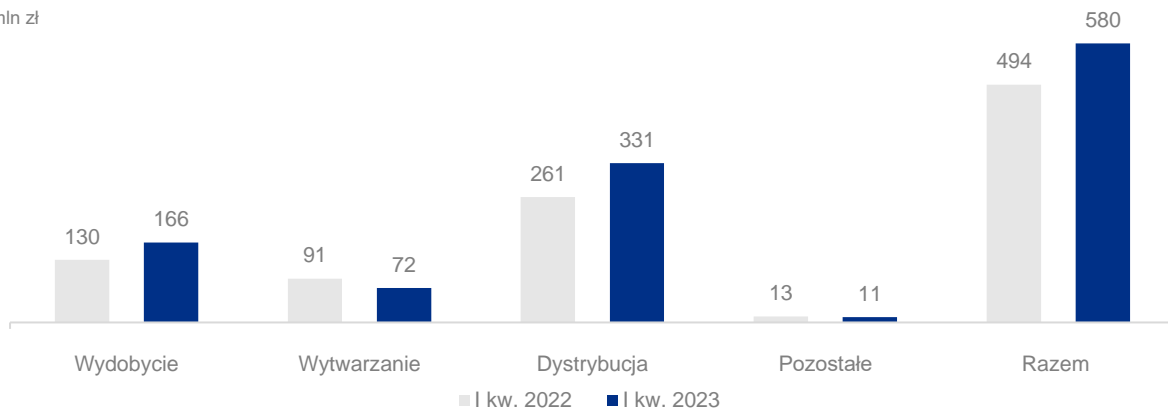
Szacowane do osiągnięcia miary realizacji celów strategicznych w perspektywie 2040 r., o których mowa w punktach 1.-2. oraz 7.-9. powyżej zostały wyznaczone przy założeniu wydzielenia aktywów węglowych poza GK ENEA.

Wskaźnik	Oczekiwana wartość wskaźnika w roku:	
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

mln zł



CAPEX - Nakłady inwestycyjne [mln zł]	I kw. 2022	I kw. 2023	Wykonanie I kw. 2023 / Plan I kw. 2023	Plan 2023
Wydobycie	129,9	166,4	98,6%	861,5
Wytwarzanie	91,1	71,6	48,0%	791,6
Dystrybucja	260,5	330,8	82,7%	1 877,5
Pozostałe	12,6	11,3	4,2%	595,6
Razem	494,1	580,1	58,7%	4 126,2

Inwestycje związane z ochroną środowiska

Wyszczególnienie	Wykonanie I kw. 2023 [mln zł]
Grupa Kapitałowa Lubelski Węgiel „Bogdanka”	6,2
Pozostałe	2,3
Łącznie inwestycje związane z ochroną środowiska	8,5

2.5.2. Realizacje kluczowych projektów

Obszar Wydobycie

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I kw. 2023 r.:	
Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących – w I kw. 2023 r. wykonano 8,5 km chodników	123,0
Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń, zakup i montaż kompleksu ścianowego	28,7
Pozostałe inwestycje	14,7
Inwestycje planowane do realizacji w 2023 r.:	
Inwestycje operacyjne - nowe wyrobiska i modernizacja istniejących	334,0
Inwestycje rozwojowe - zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń, zakup i montaż kompleksu ścianowego	274,1
Pozostałe inwestycje	87,0

Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Kozenice

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I kw. 2023 r.:	
- Modernizacja bloku nr 7	28,9
- Modernizacja bloku nr 2	5,7
- Wykonanie innych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2023 r.	3,8
- Remonty cykliczne	3,1
- Modernizacja bloku nr 8	1,3
Inwestycje planowane do realizacji w 2023 r.:	
- Modernizacja bloku Nr 9	63,8
- Modernizacja bloku Nr 7	53,2
- Pozostałe inwestycje	39,8
- Modernizacja bloku Nr 2	24,3
- Połączenie kolektora pary technologicznej bloków 1-10 z kolektorem parowym bloku 11	19,7
- Remonty cykliczne	18,5
- Dostosowanie obszaru IT do funkcjonowania w NABE	12,0
- Pozostałe inwestycje związane z blokiem 11	6,4
- Modernizacja dachów maszynowni bloków 200 MW	5,7
- Modernizacja młynów węglowych MKM-33	5,2
- Modernizację pomp PC bloków 500 MW	5,0
- Modernizacja rurociągów żużla	4,1
- Połączenie układu elektrycznego potrzeb ogólnych bloków 1 - 10 oraz bloku nr 11 wraz z wymianą rozd. 6kV PR4	4,0
- Zakupy gotowych środków trwałych	3,4

Obszar Wytwarzanie – ENEA Nowa Energia

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I kw. 2023 r.:	
- PV Krzęcin	13,6
- Pozostałe	1,7
Inwestycje planowane do realizacji w 2023 r.:	
- Pozostałe projekty rozwojowe, modernizacyjno-odtworzeniowe, remontowe	40,6
- PV Dygowo I – moc 8 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecona na zewnątrz	27,6
- PV Jastrowie II	25,0
- PV Krzęcin – moc 6,6 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecona na zewnątrz	23,5
- Modernizacja Biogazowni Gorzesław	11,5
- Budowa farm fotowoltaicznych	10,0
- Rozwój projektów własnych, akwizycyjnych	10,0
- PV-FW Lubno I – 3 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecona na zewnątrz	7,4
- PV Darżyno – moc 2 MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecona na zewnątrz	7,1
- PV Gryfice	6,0
- Program rozwoju dla obszaru wiatr	6,0
- PV Lubno I i II – 2x1MW, projekt samodzielny, realizacja budowy zlecona na zewnątrz	5,7
- PV Darżynko	1,8

Obszar Wytwarzanie – Miejska Energetyka Ciepła Piła

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I kw. 2023 r.:	
- Przebudowa sieci ciepłowniczych	0,5
- Zakup środków trwałych	0,2
Inwestycje planowane do realizacji w 2023 r.:	
- Przebudowa sieci ciepłowniczych/ infrastruktura węzłów	8,7
- Optymalizacja źródeł wytwarzania	1,8
- Zakup środków trwałych	0,7

Obszar Wytwarzanie – ENEA Ciepło

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I kw. 2023 r.:	
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali	2,1
- Modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska	1,6
- Odtworzenie turbozespołu TZ4	1,5
- Wymiana silników na energooszczędne	1,5
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	0,6
- Inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych	0,1
- Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego	0,1
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	0,1
Inwestycje planowane do realizacji w 2023 r.:	
- Odtworzenie generatora TZ3	27,1
- Inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych	24,6
- Inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria	16,6
- Pozostałe inwestycje w obszarze Centrali	8,1
- Pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok	6,3
- Modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska	4,0
- Odtworzenie turbozespołu TZ4	3,3
- Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego	2,3
- Odtworzenie układów magazynowania chemikaliów i układów regeneracji ciągów SUW2	1,5
- Wymiana silników na energooszczędne	1,2
- Modernizacja awaryjnego układu zasilania (z agregatu)	0,9
- Modernizacja pomiarów fizykochemicznych blokowych obiegów wodno – parowych	0,7

Obszar Wytwarzanie – ENEA ELKOGAZ

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycja zrealizowana w I kw. 2023 r.:	
- Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW w Elektrowni Kozienice w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego	1,0
Inwestycja planowana do realizacji w 2023 r.:	
- Odtworzenie mocy wytwórczych bloków węglowych klasy 200 MW w Elektrowni Kozienice w oparciu o technologię spalania paliwa gazowego	21,1

Obszar Wytwarzanie – Elektrownia Połaniec

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I kw. 2023 r.:	
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/ rozwojowe	3,5
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	0,5
Inwestycje planowane do realizacji w 2023 r.:	
- Pozostałe inwestycje modernizacyjne/ rozwojowe na blokach 1-7 i GU (B9)	98,0
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do wymagań Rynku Mocy po 1 lipca 2025 r.	77,1
- Pozostałe, w tym m.in.: teleinformatyka, administracja, zakup środków trwałych	12,8
- Dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do konkluzji BAT	5,6

Obszar Dystrybucja – ENEA Operator

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w I kw. 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”	315,0
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi	9,8
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	2,8
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu	2,8
Inwestycje planowane do realizacji w 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”	1 397,6
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji	95,5
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu	27,2
- Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi	9,2

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 sprzedaży: zawieranie umów on-line, e-Wnioski, chatboty i voiceboty, marketplace. Program rozszerzono o projekt dot. aplikacji mobilnej, czyli oprogramowania Enei do zainstalowania na urządzenia mobilne (smartfon lub tablet) odpowiadające na najważniejsze potrzeby informacyjne Klientów. Zgodnie z harmonogramem aplikacja ma być udostępniona Klientom w połowie przyszłego roku.
- 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.
- Kontynuacja prac nad przystosowaniem systemów bilingowych do rozliczania prosumentów zgodnie z nowelizacją ustawy OZE.
- W związku z wejściem w życie ustaw dotyczących ceny energii elektrycznej tj. Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, Spółka kontynuuje działania w celu praktycznego wdrożenia i stosowania w 2023 r. mechanizmów cenowych wynikających z przedmiotowych regulacji prawnych oraz pozyskania środków finansowych od Zarządcy Rozliczeń.
- W związku z wejściem w życie ustawy z dnia 4 listopada 2022 r. o zmianie ustawy o prawach konsumenta, ustawy – Kodeks cywilny oraz ustawy – Prawo prywatne międzynarodowe oraz ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o zmianie ustawy o prawach konsumenta oraz niektórych innych ustaw Spółka wdrożyła działania mające na celu dostosowanie procesów Obsługi Klienta do wymagań przedmiotowych regulacji.
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 kwartale 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 dystrybuje je do spółek zależnych. W dalszych działaniach ENEA S.A. będzie koncentrować się na zapewnieniu odpowiedniej dywersyfikacji zewnętrznych źródeł finansowania dla inwestycji zaplanowanych w "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 rewalwingowy 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 służących finansowaniu programu inwestycyjnego obligacji oraz kredytów na dzień 31 marca 2023 r. wyniosło łącznie 5 815 mln zł, w tym z tytułu zaciągniętych kredytów długoterminowych 2 953 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 31 marca 2023 r. wynosiła 35 mln zł.

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

2.5.5. Udzielone poręczenia i gwarancje

W okresie I kwartału 2023 r. na zlecenie ENEA S.A. wystawiono gwarancje bankowe, których łączna wartość wynosiła 388 tys. 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 [tys. zł]
20 marca 2023 r.	20 marca 2025 r.	Strabag sp. z o.o.	Gwarancja jakości i rękojmi	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 000 zł	50
31 marca 2023 r.	31 marca 2025 r.	ENEA Nowa Energia	Gwarancja rękojmi	w ramach linii gwarancyjnej do kwoty 110 000 000 zł	288

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 31 marca 2023 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań Spółek z GK ENEA wyniosła 18 698 mln zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań Spółek z GK ENEA wyniosła 65 132 tys zł.

2.5.6. Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W okresie I kwartału 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 31 marca 2023 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez ENEA S.A. obligacji wewnątrzgrupowych wynosiło 1 453 mln zł.

2.5.8. Finansowanie wewnątrzgrupowe - pożyczki

W I kwartale 2023 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych umów pożyczek ze spółkami GK ENEA oraz innymi spółkami, w których posiada udziały. 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. Stan zadłużenia nominalnego spółek na 31 marca 2023 r. wynosił 5 231 mln zł. Szczegółowe informacje nt. obowiązujących w I kwartale 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 kw. 2023 r. w mln zł	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczek na 31 marca 2023 r. w mln zł
marzec 2020 r.	lipiec 2028 r.	ENEA Operator	3 340	100	Stawka bazowa + marża	2 778
grudzień 2019 r.	kwiecień 2023 r.	Elektrownia Ostrołęka	170	0	Stale	162
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	9

Kwoty zaprezentowane w powyższej tabeli w kolumnach „Wartość umów w mln zł” oraz „Zadłużenie z tyt. pożyczek na 31 marca 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 31 marca 2023 r.

2.5.9. Transakcje z podmiotami powiązanymi

W okresie I kwartału 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 31 marca 2023 r.”.

3. Zarządzanie ryzykiem

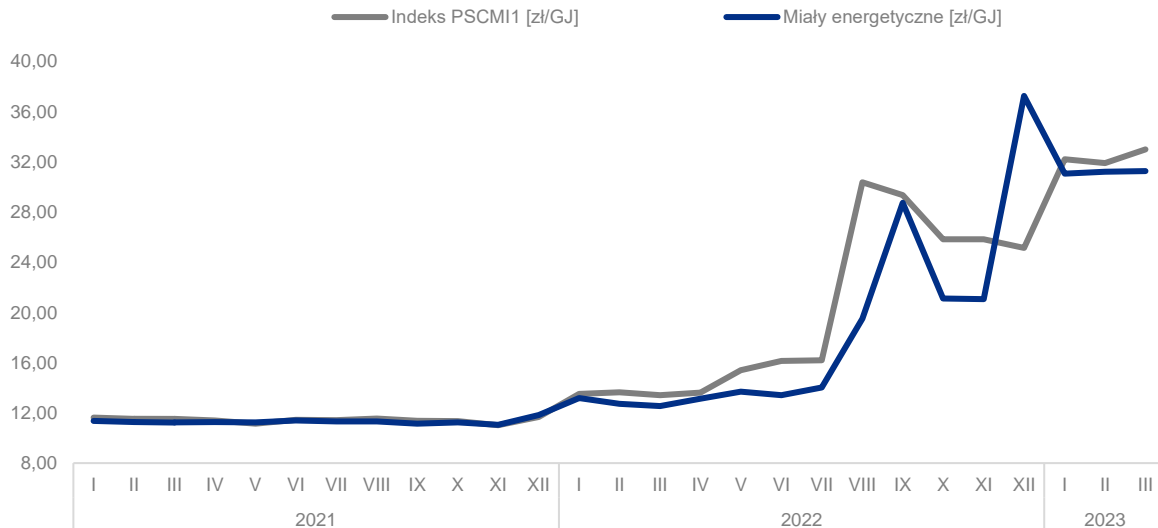
Model ryzyk Grupy ENEA

Lp.	Istotne ryzyka, na które narażona była Grupa ENEA w określonych kategoriach	Działania mitygujące
1	Ryzyko przegrania toczących się spraw sądowych	Udzielanie pełnomocnictw profesjonalnym pełnomocnikom
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
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 wahania stóp procentowych	Bieżący monitoring ekspozycji oraz narażenia na ryzyko niekorzystnych zmian stóp procentowych z uwzględnieniem aktualnych limitów wyznaczonych dla tego ryzyka.
11	Ryzyko wolumetryczne związane z zabezpieczeniem otwartej pozycji energii elektrycznej lub paliwa gazowego	Prognozowanie i monitorowanie wolumenów na portfelach hedgingowych oraz bieżąca analiza czynników wpływających na proces zabezpieczania tych portfeli.
12	Ryzyko niezbilansowania przychodów i kosztów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej	- Uzgadnianie pozycji Grupy ENEA na Rynku Bilansującym - Weryfikacja spójności informacji i danych - Analiza wpływu rozliczeń prosumentów
13	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
14	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
15	Ryzyko niekorzystnego otoczenia rynku ubezpieczeniowego	Prowadzenie dialogu z rynkiem ubezpieczeniowym i reasekuracyjnym
16	Ryzyko naruszenia giełdowych obowiązków informacyjnych	Bieżąca weryfikacja informacji i zdarzeń pod kątem obowiązków informacyjnych
17	Ryzyko regulacyjne związane z niepewnością decyzji Prezesa URE dotyczących przychodu regulowanego	Monitoring zmian regulacyjnych dotyczących procesu zatwierdzania Taryfy
18	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
19	Ryzyko niespełnienia obowiązków i utraty poniesionych nakładów związanych z budową ogólnodostępnych stacji ładowania	Monitorowanie postępu prac w zakresie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania wraz z realizacją obowiązków wynikających z nowelizacji Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych
20	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
21	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
22	Ryzyko utraty ciągłości działania środowisk i infrastruktury teleinformatycznej	- Prowadzenie przeglądów infrastruktury teleinformatycznej - Optymalizacja wykorzystywanych zasobów
23	Ryzyko naruszenia bezpieczeństwa teleinformatycznego	- Bieżąca analiza bezpieczeństwa teleinformatycznego i reagowanie na incydenty bezpieczeństwa teleinformatycznego - Przeprowadzanie kampanii informacyjnej wśród pracowników dot. zasad bezpieczeństwa teleinformatycznego

24	Ryzyko utraty dostępności systemów bilingowych	- Umowy utrzymaniowe z dostawcą - Zapewnienie wydajności i jakości infrastruktury oraz jej monitoring - Tworzenie kopii bezpieczeństwa
25	Ryzyko wystąpienia błędów związanych z raportowaniem OSD na rynek bilansujący.	Cykliczne monitorowanie zabezpieczenia na Rynku Bilansującym
26	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
27	Ryzyko pogorszenia się wartości wskaźnika niezawodności pracy sieci	Utrzymanie wysokiej jakości przeglądów eksploatacyjnych i zabiegów prewencyjnych na sieci
28	Ryzyko ubytków mocy spowodowanych warunkami hydrologicznymi	Monitoring warunków atmosferycznych i hydrologicznych
29	Ryzyko katastrof i awarii przemysłowych	- Utrzymywanie we właściwym stanie infrastruktury technicznej zabezpieczającej przed awariami - Przestrzeganie procedur i instrukcji - Remonty kapitalne i bieżące
30	Ryzyko niedotrzymania ciągłości dostaw paliw	Dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i realizacji usług
31	Ryzyko wolumetryczne paliwa i transportu	- Optymalizacja dostaw węgla w ramach GK ENEA - Monitoring stanu zapasów
32	Ryzyko braku dostępnych kanałów zakupu uprawnień do emisji CO ₂ w kontraktach terminowych	- Zwiększenie limitów lub pozyskanie nowych umów z bankami rozliczeniowymi - Dywersyfikacja kontrahentów

4. Otoczenie rynkowe

Ceny węgla na rynku polskim



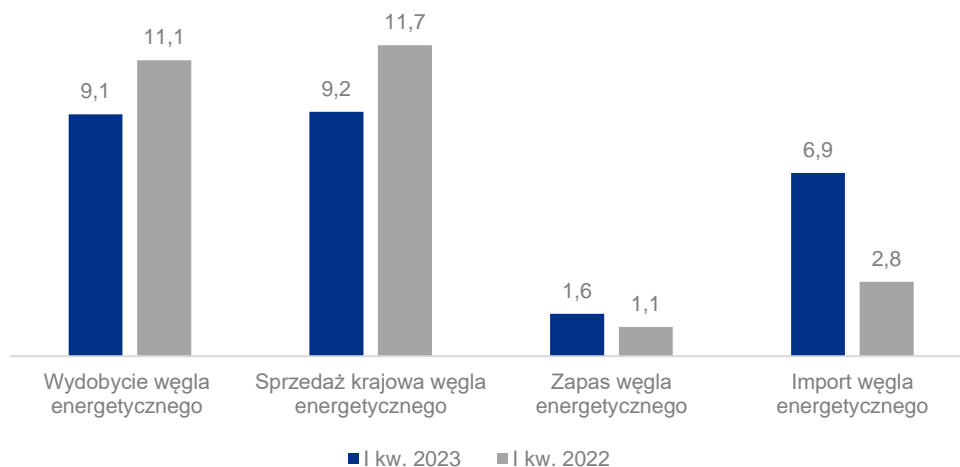
Dane: ARP

PSCMI1: Średnia cena z notowań Indeksu PSCMI1 w I kwartale 2023 r. wyniosła 32,36 zł/GJ, co w porównaniu do średniej ceny w I kwartale 2022 r. (13,52 zł/GJ) oznacza rekordowy wzrost o 139,3% r/r.

Miały: Średnia cena mialów energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej w I kwartale 2023 r. wyniosła 31,18 zł/GJ, co odpowiada rekordowej podwyżce o 143,3% r/r. W marcu 2023 r. koszt zakupu 1 tony mialów energetycznych wyniósł 31,27 zł/GJ odnotowując marginalną zmianę względem notowań w lutym br. na poziomie 31,21 zł/GJ.

Spadek wydobycia i sprzedaży węgla energetycznego, niski zapas, import na poziomie 6,9 mln ton.

[mln t]



Dane: ARP

W I kwartale 2023 r. polskie kopalnie wydobły 9,1 mln ton węgla odnotowując spadek na poziomie 18,0% w skali roku. Wydobycie węgla w miesiącach styczeń i luty br. było historycznie na najniższym poziomie. Krajowa sprzedaż surowca obniżyła się o 21,4% r/r i wyniosła 9,2 mln ton węgla. Na koniec I kwartału 2023 r. zapas węgla energetycznego wyniósł 1,6 mln ton, co w porównaniu do I kwartału 2022 r. oznacza wzrost o 45,5% r/r. W I kwartale 2023 r. zaimportowano łącznie 6,9 mln ton węgla energetycznego tj.: o 146,4% więcej aniżeli w analogicznym okresie roku 2022. Wysoki import jest min. wynikiem realizacji zeszłorocznych kontraktów zakupu węgla z kierunków takich jak RPA, Kazachstan czy Australia.

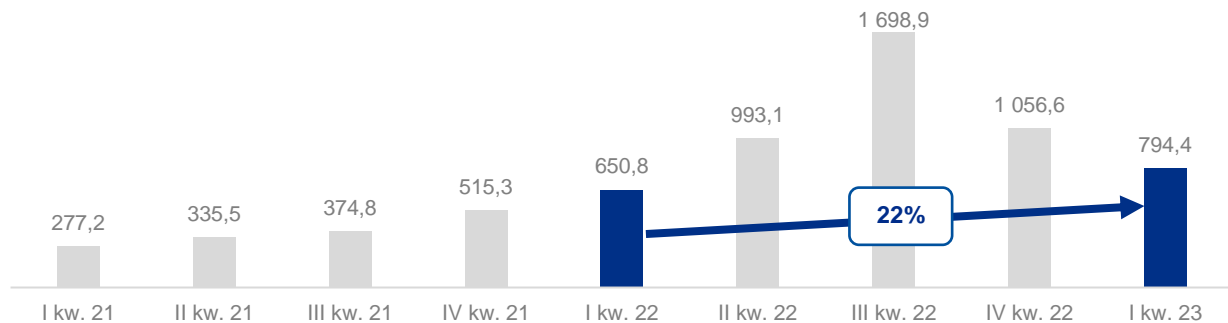
Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Ciepła zima oraz rekordowo wysoki import węgla na rynek krajowy skutkowały spadkami zapotrzebowania na surowiec zmniejszając ryzyko kryzysu elektroenergetycznego i stabilizując tymczasowo sytuację podaży-popytu w tym obszarze. Pomimo konsekwentnych spadków cen węgla na rynku międzynarodowym w pierwszym kwartale 2023 r., ceny węgla na rynku krajowym utrzymywały się na relatywnie wysokim poziomie około 30 zł/GJ.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w kopalniach i konieczność dużych inwestycji w technologii wychwytywania tego gazu oraz oczekiwana aktualizacja strategii energetycznej PEP2040, która ma wyznaczać tempo odejścia energetyki od węgla, pozostają kluczowymi wyzwaniami dla branży polskiego górnictwa węgla kamiennego w najbliższych latach.

Ceny energii na rynku polskim

BASE_Y_22/23/24 (zł/MWh)



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

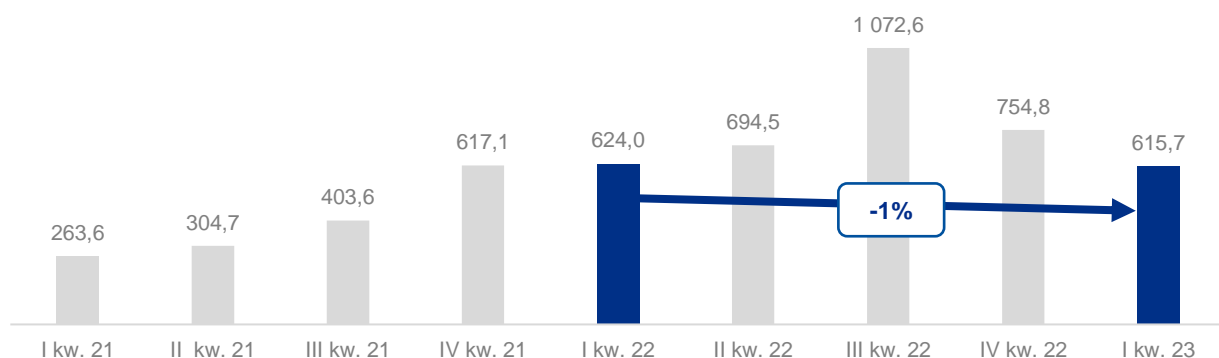
Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej cena produktu BASE Y-24 wzrosła w I kwartale 2023 r. o 22%, w stosunku do analogicznego produktu w I kwartale 2022 r., do średniego poziomu ok. 794,44 zł/MWh.

Rynkowa cena BASE Y-24 w I kwartale 2023 r. charakteryzowała się dużą zmiennością. Na początku roku kształtowała się na poziomie 1 029,00 zł/MWh, następnie cena zaczęła spadać do poziomu 707,75 zł/MWh, by w końcowym okresie kwartału wzrosnąć do poziomu 760,00 zł/MWh.

Na kształtowanie się ceny BASE Y-24 w I kwartale 2023 r. wpływ miały m.in. zmiany cen na rynku paliw i uprawnień do emisji CO₂ oraz zmiany legislacyjne dotyczące rynku energii.

W I kwartale 2023 r. wolumen obrotu frontowym produktem rocznym tj. BASE Y-24 wyniósł 458 MW, co oznacza istotny spadek w porównaniu do I kwartału 2022 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE Y-23 zawarto transakcje opiewające łącznie na 1 977 MW (spadek o 77% r/r). Co ważne dysproporcja w zakresie płynności dla analizowanych produktów pogłębiała się, tj. średni wolumen kontraktowany na każdej sesji w I kwartale 2022 r. wynosił 31 MW, a w I kwartale 2023 r. spadł do poziomu 7 MW.

RDN BASE (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w I kwartale 2023 r. była niższa o 1% 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

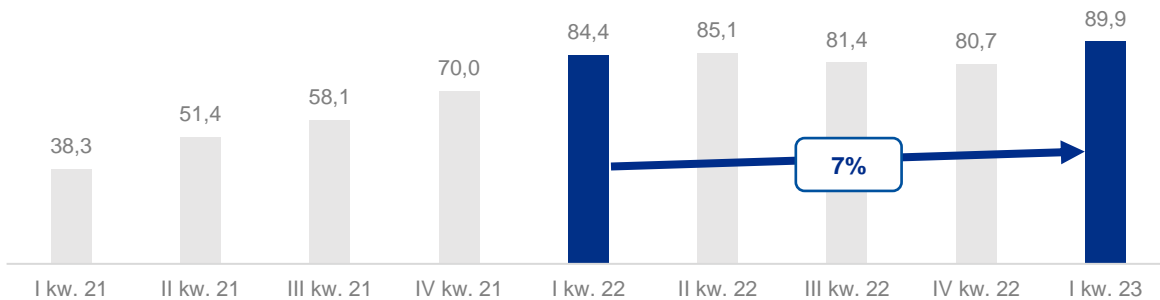
rynku SPOT, było wprowadzenie zmian w zasadach składania ofert na rynku bilansującym. Zgodnie z *Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, od wejścia w życie tego 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 I kwartale 2023 r. wpływ miały następujące czynniki:

- niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (czynnik pro-sпадkowy),
- wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ (czynnik pro-wzrostowy),
- kryzys paliwowy (czynnik pro-wzrostowy),
- wysoka generacja wiatrowa (czynnik pro-sпадkowy).

Ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz praw majątkowych „zielonych”

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

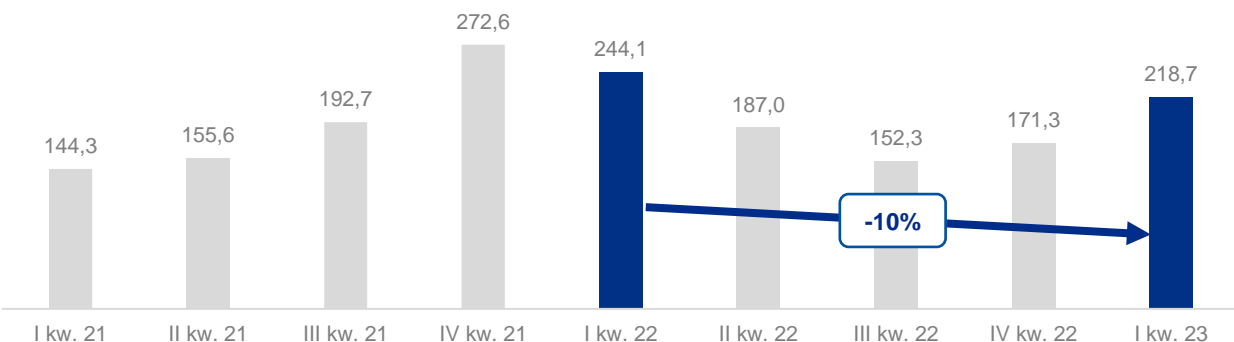


Źródło: Opracowanie własne w oparciu o powszechnie dostępne dane giełdowe

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.

Średnia cena DEC-23 w I kwartale 2023 r. była o 7% 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 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 zł/MWh. Średnie ceny dzienne na następujących 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 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 zł/MWh - tego dnia cena wyniosła 199,39 zł/MWh.

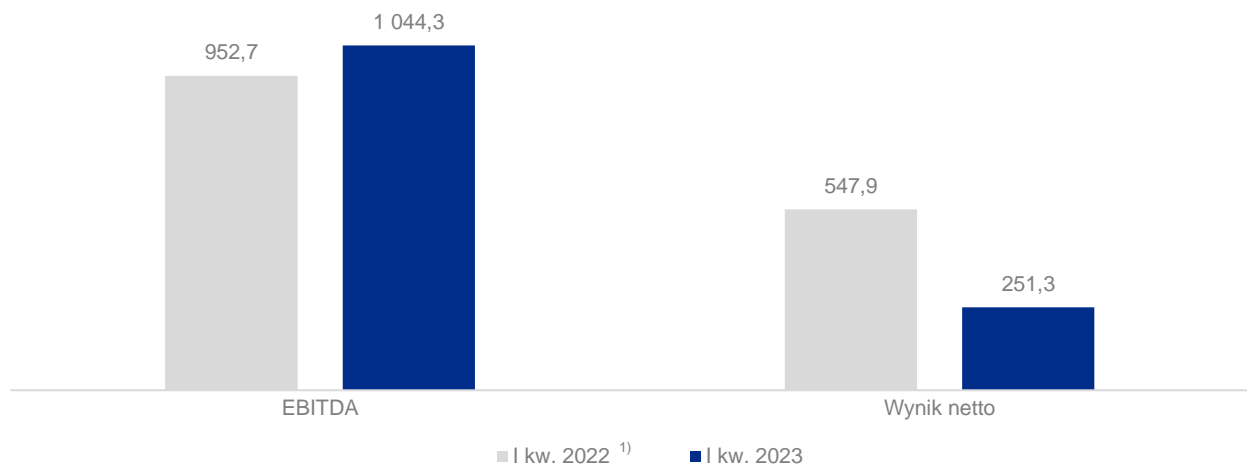
W I kwartale 2023 zostało wystawione 5,6 TWh oraz umorzone 6,7 TWh zielonych świadectw pochodzenia, pozostawiając w rejestrze 17,2 TWh aktywnych uprawnień, co stanowi najniższą wartość dla tego okresu od roku 2015. Średnia cena w I kwartale 2023 r. była o 10% niższa, niż średnia cena w analogicznym okresie 2022 r.

5. Sytuacja finansowa

5.1. Skonsolidowane wybrane dane finansowe

[tys. zł]	I kw. 2022 ¹⁾	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	7 246 366	12 530 942	5 284 576	72,9%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	573 305	611 492	38 187	6,7%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	658 836	362 893	-295 943	-44,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	547 895	251 276	-296 619	-54,1%
EBITDA	952 680	1 044 309	91 629	9,6%
Przepływy pieniężne netto z:				
działalności operacyjnej	602 371	(1 783 628)	-2 385 999	-396,1%
działalności inwestycyjnej	(923 291)	(578 003)	345 288	37,4%
działalności finansowej	(158 309)	2 553 133	2 711 442	1 712,8%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu	3 674 324	1 755 218	-1 919 106	-52,2%
Zysk/ (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	494 982	202 213	-292 769	-59,1%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	529 731 093	88 288 515	20,0%
Zysk/ (strata) netto na akcję [zł]	1,12	0,38	-0,74	-66,1%
Rozwodniony zysk/ (strata) na akcję [zł]	1,12	0,38	-0,74	-66,1%

mln zł



[tys. zł]	31 grudnia 2022	31 marca 2023	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	37 434 972	35 325 292	-2 109 680	-5,6%
Zobowiązania razem	21 288 861	18 966 228	-2 322 633	-10,9%
Zobowiązania długoterminowe	7 699 793	9 152 873	1 453 080	18,9%
Zobowiązania krótkoterminowe	13 589 068	9 813 355	-3 775 713	-27,8%
Kapitał własny	16 146 111	16 359 064	212 953	1,3%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Wartość księgową na akcję [zł]	30,48	30,88	0,40	1,3%
Rozwodniona wartość księgową na akcję [zł]	30,48	30,88	0,40	1,3%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 3 miesiące 2023 r.

5.2. Kluczowe dane operacyjne i wskaźniki dla GK ENEA

	J.m.	I kw. 2022 ¹⁾	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	tys. zł	7 246 366	12 530 942	5 284 576	72,9%
EBITDA	tys. zł	952 680	1 044 309	91 629	9,6%
EBIT	tys. zł	573 305	611 492	38 187	6,7%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	tys. zł	547 895	251 276	-296 619	-54,1%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	494 982	202 213	-292 769	-59,1%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	602 371	-1 783 628	-2 385 999	-396,1%
CAPEX ²⁾	tys. zł	494 053	580 055	86 002	17,4%
Dług netto	tys. zł	2 717 717	6 535 497	3 817 780	140,5%
Dług netto / EBITDA ³⁾	-	0,76	2,83	2,07	272,4%
Rentowność aktywów (ROA) ³⁾⁴⁾	%	6,0%	2,8%	-3,2 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) ³⁾⁴⁾	%	13,8%	6,1%	-7,7 p.p.	-
Obrót					
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	6 217	6 019	-198	-3,2%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 630	2 704	74	2,8%
Dystrybucja					
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	5 279	5 193	-86	-1,6%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 705	2 762	57	2,1%
Wytwarzanie					
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	6 494	5 319	-1 175	-18,1%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	5 936	4 743	-1 193	-20,1%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	558	577	19	3,4%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	2 820	2 624	-196	-7,0%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	7 462	5 862	-1 600	-21,4%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	5 936	4 743	-1 193	-20,1%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	558	577	19	3,4%
z zakupu	GWh	968	542	-426	-44,0%
Sprzedaż ciepła	TJ	2 594	2 383	-211	-8,1%
Wydobycie					
Produkcja netto	tys. t	2 809	1 623	-1 186	-42,2%
Sprzedaż węgla	tys. t	2 716	1 582	-1 134	-41,8%
Zapasy na koniec okresu	tys. t	113	62	-51	-45,1%
Roboty chodnikowe	km	8,6	8,5	-0,1	-1,2%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 3 miesiące 2023 r.

²⁾ Zmiana prezentacyjna danych za I kw. 2022 r.

³⁾ Definicje wskaźników zamieszczone zostały w rozdziale 12 pt. „Słownik pojęć i skrótów”

⁴⁾ Licznik wskaźnika tj. zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego podlega annualizacji

5.3. Wyniki finansowe GK ENEA w I kwartale 2023 r.

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w I kwartale 2023 r.

[tys. zł]	I kw. 2022 ¹⁾	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 600 996	9 393 431	3 792 435	67,7%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	161 391	199 222	37 831	23,4%
Przychody ze sprzedaży gazu	108 015	51 396	-56 619	-52,4%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	841 643	1 191 023	349 380	41,5%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	15 062	32 354	17 292	114,8%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	342	7 704	7 362	2 152,6%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	49 967	43 415	-6 552	-13,1%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	55 986	37 498	-18 488	-33,0%
Przychody ze sprzedaży węgla	181 669	106 290	-75 379	-41,5%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	226 392	243 413	17 021	7,5%
Przychody ze sprzedaży netto	7 241 463	11 305 746	4 064 283	56,1%
Rekompensaty	0	1 221 108	1 221 108	100,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	4 903	4 088	-815	-16,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	7 246 366	12 530 942	5 284 576	72,9%
Amortyzacja	379 325	404 148	24 823	6,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	586 440	714 261	127 821	21,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 962 395	3 962 761	2 000 366	101,9%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	3 121 420	5 354 660	2 233 240	71,5%
Usługi przesyłowe	113 505	192 074	78 569	69,2%
Inne usługi obce	236 851	256 497	19 646	8,3%
Podatki i opłaty	130 287	1 060 369	930 082	713,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	6 530 223	11 944 770	5 414 547	82,9%
Pozostałe przychody operacyjne	10 416	102 870	92 454	887,6%
Pozostałe koszty operacyjne	85 079	123 861	38 782	45,6%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	-50 994	92 074	143 068	280,6%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(17 131)	(17 094)	37	0,2%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	50	28 669	28 619	57 238%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	573 305	611 492	38 187	6,7%
Koszty finansowe	69 115	137 770	68 655	99,3%
Przychody finansowe	15 760	35 385	19 625	124,5%
Zyski/(straty) z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń	106 649	(143 467)	-250 116	-234,5%
Odpisy/ (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	3 665	3 274	-391	-10,7%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	35 902	527	-35 375	-98,5%
Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem	658 836	362 893	-295 943	-44,9%
Podatek dochodowy	110 941	111 617	676	0,6%
Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego	547 895	251 276	-296 619	-54,1%
EBITDA	952 680	1 044 309	91 629	9,6%

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 3 miesiące 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w I kwartale 2023 r. (wzrost o 91,6 mln zł):

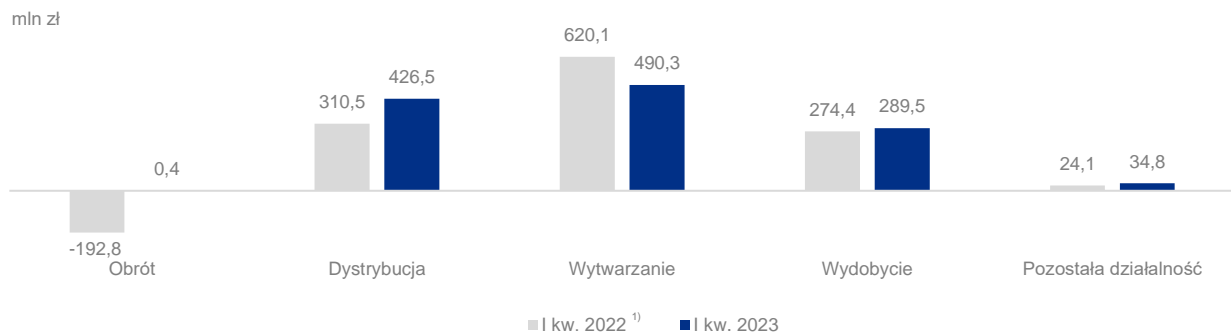
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 3 792 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 38 mln zł wynika głównie ze wzrostu średniej ceny sprzedaży, przy jednoczesnym spadku wolumenu sprzedaży
- (-) spadek przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 57 mln zł głównie w wyniku niższego wolumenu sprzedaży, przy jednocześnie wyższej średniej cenie sprzedaży
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 349 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 75 mln zł wynika głównie z niższego wolumenu sprzedaży węgla, przy jednocześnie wyższej średniej cenie sprzedaży
- (+) w wykonaniu I kwartału 2023 r. ujęto wartość rekompensaty energii elektrycznej w wysokości 1 221 mln zł, o której mowa w art. 12 ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (ustawa o limitach zużycia) oraz w art. 8 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. (ustawa o limitach cen)
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 128 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 2 000 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 2 233 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 20 mln zł wynika głównie z wyższych kosztów usług remontowych i innych zadań zleczanych firmom zewnętrznym przy zmiennych stawkach za realizację tych usług
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 930 mln zł wynika głównie z kosztów z tytułu odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny
- (+) zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek rezerw o 143 mln zł):
 - (+) w I kwartale 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł.
 - (+) w I kwartale 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 2,6 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 54 mln zł:
 - (+) spadek rezerw na potencjalne roszczenia o 28 mln zł
 - (+) wzrost wyniku na niezrealizowanych różnicach kursowych dotyczących operacji zabezpieczających o 23 mln zł
 - (+) wzrost nieodpłatnie przyjętych środków trwałych o 14 mln zł, m. in. w wyniku większej ilości umów dotyczących kolizji na majątku sieciowym
 - (+) wyższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 8 mln zł
 - (-) wzrost rezerw na bezumowne korzystanie z korytarzy przesyłowych o 24 mln zł

Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

- (-) zmiana wyniku z pochodnych instrumentów walutowych niewykorzystywanych w rachunkowości zabezpieczeń o 250,1 mln zł wynikająca ze zmian wycen kontraktów walutowych oraz zrealizowanych różnic kursowych powiązanych z tymi kontraktami
- (-) w I kwartale 2022 r. ujęto częściowe rozwiązanie rezerwy na przyszłe zobowiązania inwestycyjne wobec spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w wysokości 31,1 mln zł

Wyniki finansowe GK ENEA w I kwartale 2023 r.

EBITDA [tys. zł]	I kw. 2022 ¹⁾	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Obrót	-192 827	419	193 246	100,2%
Dystrybucja	310 520	426 535	116 015	37,4%
Wytwarzanie	620 062	490 253	-129 809	-20,9%
Wydobycie	274 424	289 473	15 049	5,5%
Pozostała działalność	24 145	34 755	10 610	43,9%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-83 644	-197 126	-113 482	-135,7%
EBITDA Razem	952 680	1 044 309	91 629	9,6%



Obszar Obrotu w I kwartale 2023 r.

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

Handel hurtowy realizowany jest przez ENEA Trading.

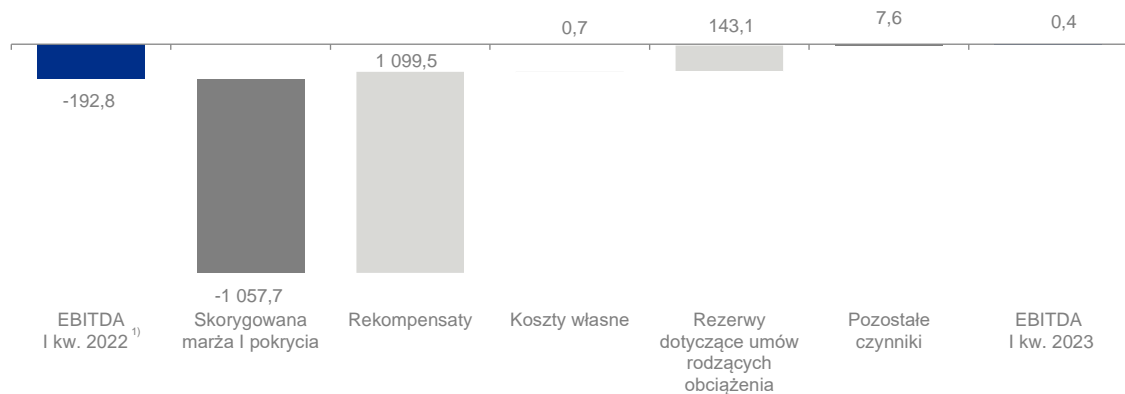
[tys. zł]	I kw. 2022 ¹⁾	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	3 383 813	6 440 187	3 056 374	90,3%
Rekompensaty	0	1 099 478	1 099 478	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 383 813	7 539 665	4 155 852	122,8%
EBIT	-193 512	-170	193 342	99,9%
Amortyzacja	685	589	-96	-14,0%
EBITDA	-192 827	419	193 246	100,2%
CAPEX ²⁾	942 ³⁾	0	-942	-100,0%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	39%	46%	7 p.p.	-

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 3 miesiące 2023 r.

²⁾ Bez inwestycji kapitałowych ENEA S.A.

³⁾ Zmiana prezentacyjna

mln zł



¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 3 miesiące 2023 r.

Główne czynniki zmiany EBITDA w I kwartale 2023 r. (wzrost o 193,2 mln zł):

Skorygowana marża I pokrycia (spadek o 1 057,7 mln zł)

- (-) wzrost średniej ceny zakupu energii o 120,5%
- (-) spadek wolumenu sprzedaży energii o 2,4%
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 63,5%
- (+) spadek kosztów obowiązków ekologicznych o 45,8%
- (+) wzrost wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO₂, transakcji terminowych energii i gazu

Rekompensaty (wzrost o 1 099,5 mln zł)

w wykonaniu I kwartału 2023 r. ujęto wartość rekompensaty energii elektrycznej, o której mowa w art. 12 ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (ustawa o limitach zużycia) oraz w art. 8 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. (ustawa o limitach cen).

Koszty własne (spadek o 0,7 mln zł)

- (+) niższe koszty usług wspólnych o 0,8 mln zł
- (+) niższe koszty ogólnego zarządu o 0,7 mln zł
- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 0,8 mln zł

Zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia (spadek o 143,1 mln zł)

(+) w I kwartale 2023 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 92,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty na Taryfie G wynikającą z nieuwzględnienia poniesionych kosztów zakupu energii w zatwierdzonej Taryfie z dnia 17 grudnia 2022 r. przez Prezesa URE i zastosowania zapisów Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej w wysokości 368,3 mln zł.

(-) w I kwartale 2022 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 2,6 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 7,6 mln zł)

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług o 22,0 mln zł
- (+) niższe koszty rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 9,9 mln zł
- (+) niższe koszty postępowań sądowych o 3,1 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu licencji związanych z marką ENEA o 2,4 mln zł
- (+) niższe odpisane należności w koszty o 1,5 mln zł
- (-) wyższe koszty usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 25,7 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn o 5,0 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 1,2 mln zł

Obszar Wytwarzania w I 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.

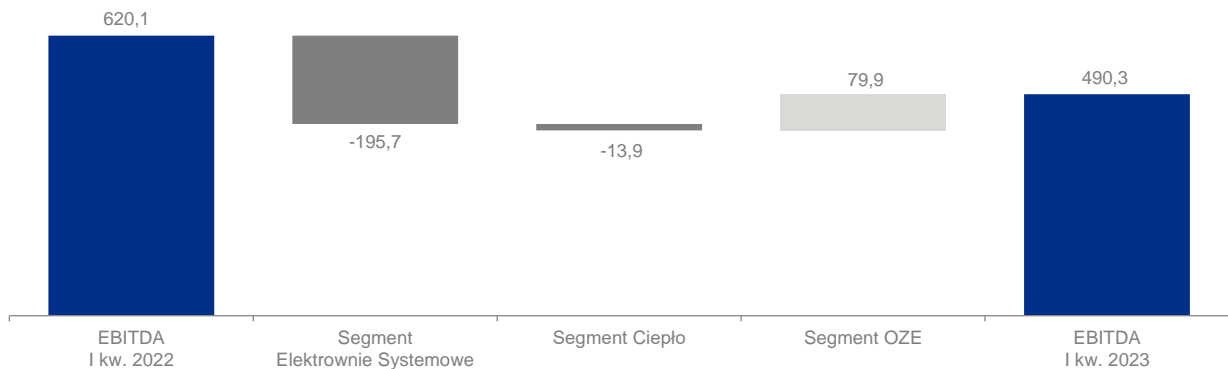
Spółka ENEA Połaniec Serwis została przejęta przez ENEA Elektrownia Połaniec w dniu 16 stycznia 2023 r.

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 kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	3 590 846	6 545 256	2 954 410	82,3%
<i>energia elektryczna</i>	3 062 166	5 969 447	2 907 281	94,9%
<i>Rynek Mocy</i>	226 392	243 413	17 021	7,5%
<i>świadczenia pochodzenia</i>	121 161	120 204	-957	-0,8%
<i>ciepło</i>	157 833	193 438	35 605	22,6%
<i>pozostałe</i>	23 294	18 754	-4 540	-19,5%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	200	239	39	19,5%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	3 591 046	6 545 495	2 954 449	82,3%
EBIT	509 097	375 847	-133 250	-26,2%
Amortyzacja	110 965	114 406	3 441	3,1%
EBITDA	620 062	490 253	-129 809	-20,9%
CAPEX	91 135	71 596	-19 539	-21,4%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	41%	40%	-1 p.p.	-

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w I kwartale 2023 r. (spadek o 129,8 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (spadek o 195,7 mln zł)

- (-) odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny 822,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 43,0 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 9,5 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 416,0 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującym o 152,5 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 81,5 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 15,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 14,0 mln zł

Segment Ciepło (spadek o 13,9 mln zł)

- (-) wzrost kosztów stałych o 10,0 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 5,8 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 4,0 mln zł
- (+) wzrost marży na ciepłe o 4,3 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 1,6 mln zł

Segment OZE (wzrost o 79,9 mln zł)

- (+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) 95,1 mln zł (w tym -1,5 mln zł ENEA Bioenergia): +139,2 mln zł wzrost marży na produkcji energii z OZE, +9,3 mln zł wzrost marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, -48,5 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -2,1 mln zł wzrost kosztów stałych, -1,3 mln zł wzrost pozostałych kosztów zmiennych
- (-) Obszar Woda (-7,5 mln zł): -28,5 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, +22,0 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii
- (-) Obszar Wiatr (-6,7 mln zł): -29,6 mln zł odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, -4,8 mln zł spadek przychodów z tytułu świadectw pochodzenia, +28,6 mln zł wzrost przychodów ze sprzedaży energii
- (-) Obszar Biogaz (-0,5 mln zł)

Obszar Dystrybucji w I 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 kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	908 877	1 258 397	349 520	38,5%
<i>usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych</i>	833 209	1 169 483	336 274	40,4%
<i>opłaty za przyłączenie do sieci</i>	14 298	31 970	17 672	123,6%
<i>pozostałe</i>	61 370	56 944	-4 426	-7,2%
Rekompensaty	0	121 630	121 630	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	908 877	1 380 027	471 150	51,8%
EBIT	139 954	248 587	108 633	77,6%
Amortyzacja	170 566	177 948	7 382	4,3%
EBITDA	310 520	426 535	116 015	37,4%
CAPEX	260 470	330 758	70 288	27,0%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	10%	8%	-2 p.p.	-

mln zł



Główne czynniki zmiany EBITDA w I kwartale 2023 r. (wzrost o 116,0 mln zł):

Marża z działalności koncesjonowanej (wzrost o 131,5 mln zł)

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 458 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci o 18 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 280 mln zł
- (-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 63 mln zł

Koszty operacyjne (wzrost o 21,3 mln zł)

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 13 mln zł
- (-) wyższe koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów o 3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 2 mln zł
- (-) wyższe pozostałe koszty o 3 mln zł

Obszar Wydobywania w I kwartale 2023 r.

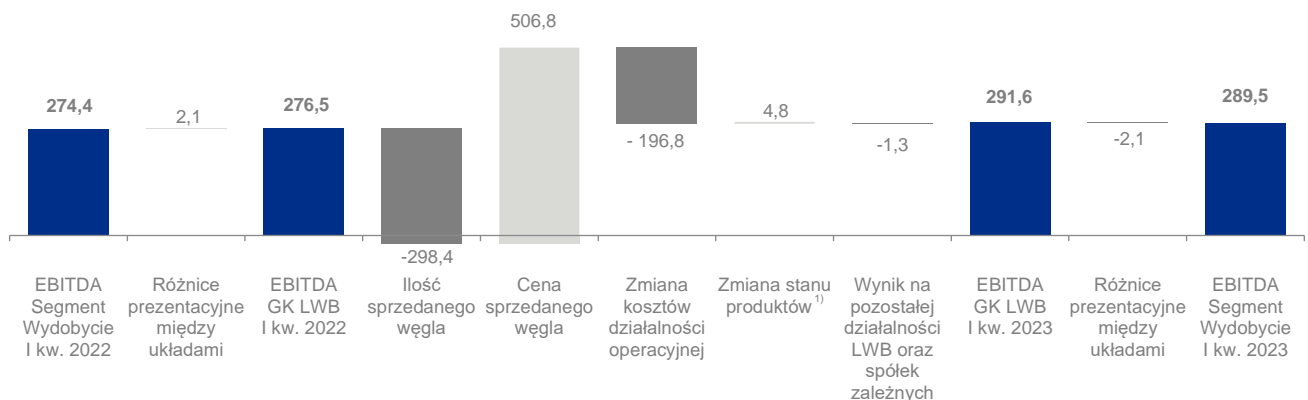
W obszarze Wydobywania prezentowane są wyniki finansowe GK LW Bogdanka z jednostką dominującą – Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. oraz jej spółkami zależnymi.

LW Bogdanka dzieli swój asortyment sprzedaży na miał energetyczny, który stanowi 98% oraz na groszek i orzech.

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.

[tys. zł]	I kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	729 767	938 483	208 716	28,6%
<i>węgiel</i>	711 611	915 560	203 949	28,7%
<i>pozostałe produkty i usługi</i>	12 078	19 860	7 782	64,4%
<i>towary i materiały</i>	6 078	3 063	-3 015	-49,6%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	1 972	2 201	229	11,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	731 739	940 684	208 945	28,6%
EBIT	187 653	162 851	-24 802	-13,2%
Amortyzacja	86 721	97 953	11 232	13,0%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	50	28 669	28 619	57 238%
EBITDA	274 424	289 473	15 049	5,5%
CAPEX	129 873	166 375	36 502	28,1%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży Grupy	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 kwartale 2023 r. (wzrost o 15,1 mln zł):

(+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla: niższa ilościowa sprzedaż węgla (-1.134 tys. t), przy jednocześnie wyższych cenach węgla energetycznego w kontraktach

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

(+) w trakcie I kwartału 2023 r. wartość zapasów w stosunku do początku roku wzrosła o 19,9 mln zł, tj. 41 tys. t (nastąpiło zmniejszenie kosztów operacyjnych okresu), podczas gdy w trakcie I kwartału 2022 r. wartość zapasów w stosunku do początku roku wzrosła o 15,1 mln zł, tj. 92 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 kwartale 2023 r.

[tys. zł]	I kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	136 486	154 338	17 852	13,1%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 736	1 723	-1 013	-37,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	139 222	156 061	16 839	12,1%
EBIT	5 298	16 015	10 717	202,3%
Amortyzacja	18 847	18 740	-107	-0,6%
EBITDA	24 145	34 755	10 610	43,9%
CAPEX	11 253	10 650	-603	-5,4%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	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, a także świadczy usługi budowy i kompleksowej obsługi elektrowni fotowoltaicznych

Analiza wskaźnikowa

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

	I kw. 2022 ¹⁾	I kw. 2023
Wskaźniki rentowności		
ROE - rentowność kapitału własnego ²⁾	13,8%	6,1%
ROA - rentowność aktywów ²⁾	6,0%	2,8%
Rentowność netto	7,6%	2,0%
Rentowność operacyjna	7,9%	4,9%
Rentowność EBITDA	13,1%	8,3%
Wskaźniki płynności i struktury finansowej		
Wskaźnik bieżącej płynności	1,0	1,2
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	68,6%	70,5%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	56,5%	53,7%
Dług netto / EBITDA	0,76	2,83
Wskaźniki aktywności gospodarczej		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach ³⁾	45	40
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach ⁴⁾	58	35
Cykl rotacji zapasów w dniach	21	17

¹⁾ Zmiana prezentacyjna zgodnie ze skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 3 miesiące 2023 r.

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

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

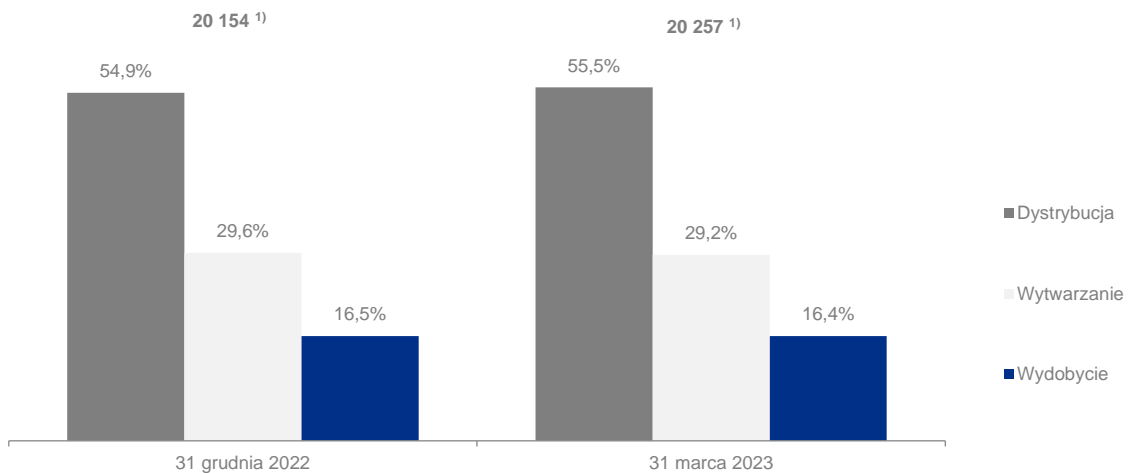
⁴⁾ Zobowiązania z tytułu dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tytułu umów z klientami

Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów GK ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:			
	31 grudnia 2022	31 marca 2023	Zmiana	Zmiana %
Aktywa trwale	23 161 620	23 192 964	31 344	0,1%
Rzeczowe aktywa trwale	20 154 134	20 256 478	102 344	0,5%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	827 430	822 758	-4 672	-0,6%
Wartości niematerialne	351 922	349 366	-2 556	-0,7%
Nieruchomości inwestycyjne	18 042	28 916	10 874	60,3%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	163 317	163 825	508	0,3%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1 315 108	1 263 093	-52 015	-4,0%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	161 391	132 998	-28 393	-17,6%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	12 213	12 239	26	0,2%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	8 970	9 237	267	3,0%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 168	1 074	-94	-8,0%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	147 925	152 980	5 055	3,4%
Aktywa obrotowe	14 273 352	12 132 328	-2 141 024	-15,0%
Prawa do emisji CO ₂	4 093 130	64 125	-4 029 005	-98,4%
Zapasy	1 979 850	2 749 126	769 276	38,9%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	5 260 383	5 705 625	445 242	8,5%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	11 006	10 566	-440	-4,0%
Aktywa z tytułu umów z klientami	623 900	843 081	219 181	35,1%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	1 304	1 232	-72	-5,5%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	315 513	580 904	265 391	84,1%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	382 546	422 451	39 905	10,4%
Dłużne aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie	42 004	0	-42 004	-100,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 563 716	1 755 218	191 502	12,2%
Razem aktywa	37 434 972	35 325 292	-2 109 680	-5,6%

mln zł

Struktura rzeczowych aktywów trwałych



¹⁾ w tym wyłączenia

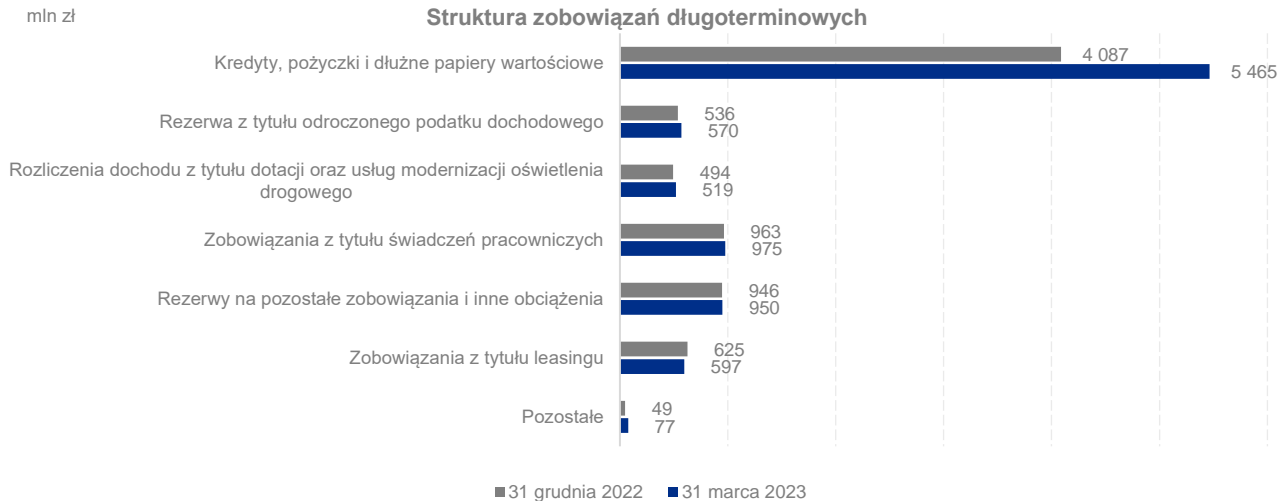
Główne czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 31 mln zł):

- 102 mln zł wzrost rzeczowych aktywów trwałych - w tym: wzrost wartości środków trwałych o 405 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia o 274 mln zł
- 52 mln zł spadek aktywów z tytułu odroczonego podatku - głównie wpływ zmiany rezerw rodzących obciążenia, rezerwa na uprawnienia do emisji CO₂, odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny oraz szacunków przychodowych dotyczących rekompensat energii elektrycznej
- 28 mln zł spadek wartości aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej oraz aktualizacji wyceny instrumentów finansowych IRS zabezpieczających przed wzrostem kosztów z tytułu zmiany stóp procentowych

Główne czynniki zmian aktywów obrotowych (spadek o 2 141 mln zł):

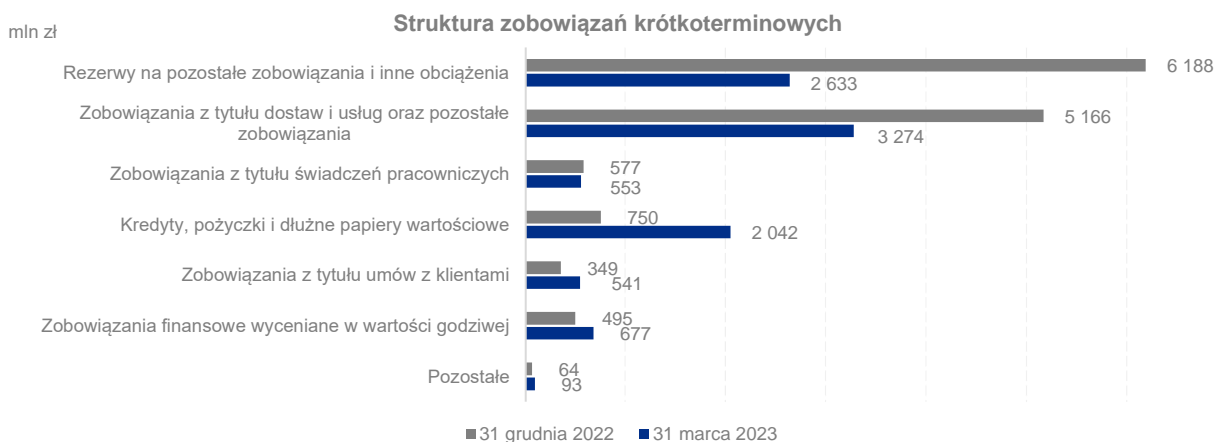
- 4 029 mln zł spadek wartości praw do emisji CO₂ - w tym: 1 480 mln zł nabycie uprawnień w 2023 r., -5 509 mln zł umorzenie praw
- 42 mln zł spadek pozycji dłużne aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie - wartość udzielonej pożyczki dla spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. w 2022 r.
- 769 mln zł wzrost wartości zapasów - w tym głównie wzrost zapasów węgla, świadectw pochodzenia energii, biomasy i pozostałych materiałów
- 445 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost należności handlowych oraz należności z tytułu rekompensat energii elektrycznej (należne rekompensaty i zaliczki wykazywane per saldo, na 31.12.2022 r. wykazane w zobowiązaniach, na 31.03.2023 r. wykazane w należnościach), przy jednoczesnym spadku należności z tytułu podatków (z wyłączeniem podatku dochodowego) oraz spadku wartości depozytów zabezpieczających transakcje futures zakupu uprawnień do emisji CO₂
- 265 mln zł wzrost należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego - wartość zapłaconych zaliczek na podatek dochodowy w 2023 r.
- 219 mln zł wzrost pozycji aktywów z tytułu umów z klientami - wynika głównie z wyższego poziomu niezafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej
- 192 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 energii elektrycznej zgodnie z ustawą cenową, zmiana wysokości środków celowych z tytułu handlu prawami do emisji CO₂, spadek depozytów zabezpieczających rozliczenia IRGiT oraz spadek środków z bieżącej działalności
- 40 mln zł wzrost wartości aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej oraz gazu

Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana%
	31 grudnia 2022	31 marca 2023		
Razem kapitał własny	16 146 111	16 359 064	212 953	1,3%
Kapitał zakładowy	676 306	676 306	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 348 670	3 348 670	-	-
Kapitał rezerwowo z wyceny instrumentów zabezpieczających	185 744	147 421	-38 323	-20,6%
Zyski zatrzymane	10 663 950	10 866 163	202 213	1,9%
Udziały niekontrolujące	1 271 441	1 320 504	49 063	3,9%
Razem zobowiązania	21 288 861	18 966 228	-2 322 633	-10,9%
Zobowiązania długoterminowe	7 699 793	9 152 873	1 453 080	18,9%
Zobowiązania krótkoterminowe	13 589 068	9 813 355	-3 775 713	-27,8%
Razem pasywa	37 434 972	35 325 292	-2 109 680	-5,6%



Główne czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (wzrost o 1 453 mln zł)

- 1 378 mln zł wzrost pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - pozyskanie finansowania w postaci kredytu konsorcjalnego, przy jednoczesnej reklasyfikacji części zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe
- 32 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie w wyniku aktualizacji wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej, gazu i praw majątkowych
- 25 mln zł wzrost pozycji rozliczeń dochodu z tytułu dotacji oraz usług modernizacji oświetlenia drogowego - głównie rozliczenie międzyokresowe przychodów z tytułu dotacji
- 18 mln zł wzrost pozostałych zobowiązań długoterminowych - w tym głównie: wzrost rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego, wzrost zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, spadek zobowiązań z tytułu leasingu



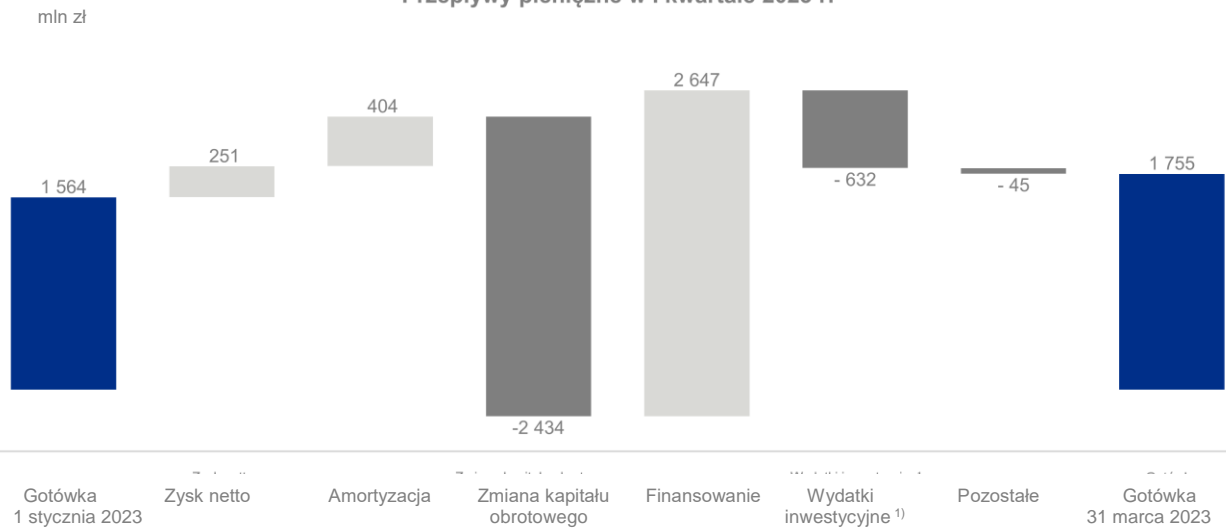
Główne czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (spadek o 3 776 mln zł)

- 3 555 mln zł spadek rezerw na zobowiązania i inne obciążenia - w tym: spadek rezerw na zakup uprawnień do emisji CO₂ oraz wykorzystanie części rezerwy, zawiązanej w kosztach w grudniu 2022 r. na szacowaną rezerwę z tytułu straty na Taryfie G, przy jednoczesnym wzroście rezerw na świadectwa pochodzenia energii
- 1 892 mln zł spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług - spadek zobowiązań handlowych, spadek zobowiązań inwestycyjnych, spadek zobowiązań dotyczących depozytów na transakcje terminowe na prawa do emisji CO₂, spadek zobowiązań z tytułu zaliczek na poczet rekompensat (zaliczki i należne rekompensaty wykazywane per saldo, na 31.12.2022 r. wykazane w zobowiązaniach, na 31.03.2023 r. wykazane w należnościach), przy jednoczesnym wzroście zobowiązań z tytułu podatków
- 1 291 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
- 193 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu umów z klientami - głównie zaliczki na opłaty przyłączeniowe
- 182 mln zł wzrost zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej - głównie aktualizacja wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej, gazu i praw majątkowych

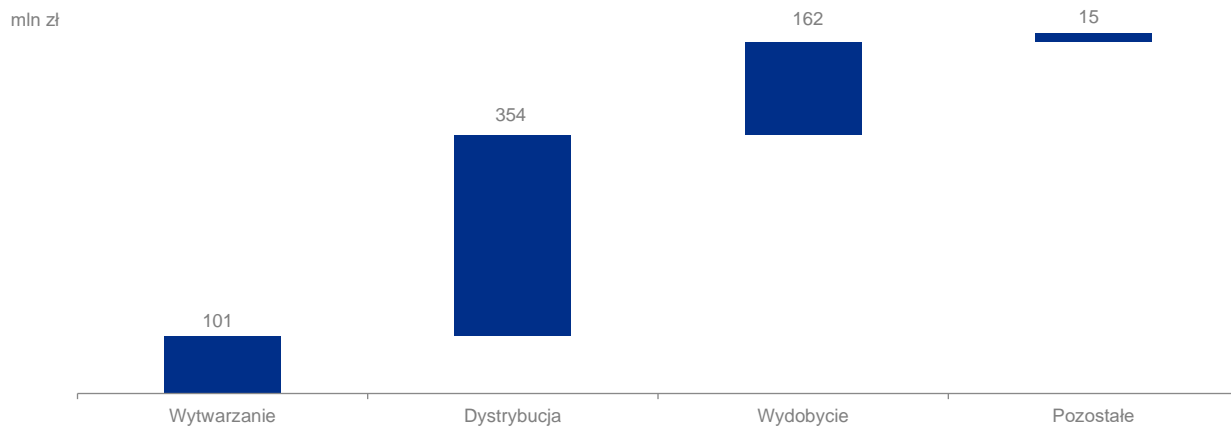
Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	602 371	(1 783 628)	-2 385 999	-396,1%
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(923 291)	(578 003)	345 288	37,4%
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	(158 309)	2 553 133	2 711 442	1 712,8%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(479 229)	191 502	670 731	140,0%
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	3 674 324	1 755 218	-1 919 106	-52,2%

Przeplwy pieniężne w I kwartale 2023 r.



Wydatki inwestycyjne ¹⁾ GK ENEA w I kwartale 2023 r.



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 31 marca 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 kwartał 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 kwartale 2023 r. kurs akcji ENEA S.A. wzrósł z 6,00 zł do 6,32 zł, tj. o 0,32 zł, czyli o 5%. Najwyższy kurs zamknięcia w I kwartale 2023 r. akcje ENEA S.A. osiągnęły 31 stycznia 2023 r. (6,75 zł), natomiast najniższy – 10 stycznia 2023 r. (5,82 zł).

Udział akcji Spółki w indeksach na 31 marca 2023 r.:

WIG30	m WIG40	WIGenergia	WIGPoland
0,79	2,26	13,4	0,6

Dane	I kwartał 2023
Liczba akcji [szt.]	529 731 093
Kurs zamknięcia - minimum [zł]	5,82
Kurs zamknięcia - maximum [zł]	6,75
Kurs na koniec okresu [zł]	6,32
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	6,00
Średni wolumen [szt.]	686 219

7. Władze

7.1. Skład osobowy Zarządu ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2023 r. oraz publikacji raportu za I kwartał 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

W trakcie okresu sprawozdawczego oraz do dnia publikacji raportu za I kwartał 2023 r. nie miały miejsca zmiany w składzie Zarządu Spółki.

7.2. Skład osobowy Rady Nadzorczej ENEA S.A.

Na dzień 1 stycznia 2023 r.		Na dzień publikacji raportu za I kwartał 2023 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja	Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Włodarski	Przewodniczący Rady Nadzorczej	Łukasz Ciołko	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Roman Stryjski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	Roman Stryjski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej	Mariusz Pliszka	Sekretarz Rady Nadzorczej
Łukasz Ciołko	Członek Rady Nadzorczej	Aleksandra Agatowska	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej	Mariusz Damasiewicz	Członek Rady Nadzorczej
Aneta Kordowska	Członek Rady Nadzorczej	Aneta Kordowska	Członek Rady Nadzorczej
Tomasz Lis	Członek Rady Nadzorczej	Tomasz Lis	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Łącki	Członek Rady Nadzorczej	Paweł Łącki	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej	Mariusz Romańczuk	Członek Rady Nadzorczej
Piotr Zborowski	Członek Rady Nadzorczej	Piotr Zborowski	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.

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

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

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

Komitet ds. Audytu	
Imię i nazwisko	Funkcja
Tomasz Lis ^{1) 2) 3)}	Przewodniczący
Aneta Kordowska ^{1) 2)}	Członek
Mariusz Damasiewicz ^{1) 3)}	Członek
Mariusz Pliszka ^{1) 3)}	Członek
Roman Stryjski ¹⁾	Członek

1) Członek niezależny w rozumieniu art. 129 ust. 3 Ustawy z 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym i w rozumieniu zasad ładu korporacyjnego ujętych w zbiorze Dobrych 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
Piotr Zborowski 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
Aleksandra Agatowska	Przewodnicząca
Łukasz Ciołko	Członek
Mariusz Damasiewicz	Członek
Tomasz Lis	Członek
Mariusz Pliszka	Członek
Mariusz Romańczuk	Członek
Piotr Zborowski	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 22 marca 2023 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 24 maja 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, jak również szeroko zakrojone działania Komisji Europejskiej zmierzające do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i osiągnięcia neutralności klimatycznej Europy do 2050 r., powoduje to, że ustalenie niektórych skutków, dla prowadzonej działalności gospodarczej bywa niekiedy trudne. Niezależnie od powyższego ENEA S.A. oraz jej spółki zależne („Grupa ENEA”) podlegają regulacjom prawnym w zakresie systemu podatkowego, ochrony konkurencji i konsumentów, prawa pracowniczego czy ochrony środowiska. Nie można wykluczyć, iż zmiany w ww. obszarach tak na gruncie konkretnych aktów prawnych, jak i 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)¹⁾ oraz określiła sankcje za naruszenia jej postanowień.

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 bezwzględnemu zakazowi 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.

8.1.1.3. Europejski system EU ETS

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)

¹⁾ 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.

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 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. aktualna wartość liniowego współczynnika redukcji wynosi 2,2%.

Zgodnie z publikacją Komisji z dnia 12 maja 2022 r., dot. łącznej liczby uprawnień znajdujących się w obiegu w 2021 r. do celów rezerwy stabilności rynkowej oraz liczby nieprzydzielonych uprawnień w latach 2013-2020:

- na dzień 31 grudnia 2021 r. w rezerwie stabilności rynkowej znajdowało się 2 632 682 062 uprawnień,
- od września 2022 r. do września 2023 r. w rezerwie stabilności rynkowej zostanie umieszczone 347 811 404 uprawnień,
- na dzień 31 grudnia 2021 r. uprawnień w obiegu pozostawało 1 449 214 182.

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 styczniu 2023 r. pomimo spadków cen notowań uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w pierwszym tygodniu miesiąca, statystycznie ceny uprawnień EUA wzrosły. Po utrzymaniu się trendu do końca lutego, w marcu odnotowany został spadek wyceny giełdowej produktu.

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 elektrownie kwalifikują się do otrzymywania dotacji w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych. Nałożono również na państwa członkowskie obowiązek przygotowania planów awaryjnych na wypadek kryzysów elektroenergetycznych oraz zwiększono kompetencje ACER 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 obejmie m.in. następujące dokumenty i proponuje wprowadzenie m.in. następujących zmian:

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

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

- rewizja Dyrektywy 2003/87/WE ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych (dalej Projekt Rewizji ETS)²⁾.

- podwyższenie ogólnego celu redukcji emisji w sektorach, które są objęte EU ETS (energetyka, przemysł, wewnątrzunijne lotnictwo) do 62% do 2030 r. w stosunku do roku 2005;
- wyeliminowanie instytucji finansowych z handlu uprawnieniami do emisji;
- rozszerzenie 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 umarzenia uprawnień: 40% dla zweryfikowanych emisji od 2024 r., 70% od 2025 r. i 100% od 2026 r.). (Komisja oceniła możliwość włączenia do EU ETS sektora spalania odpadów komunalnych i do 31 lipca 2026 r. przedstawi sprawozdanie na ten temat z myślą o włączeniu tego sektora, począwszy od 2028 r.);

²⁾ 17 grudnia 2022 r. posłowie do Parlamentu Europejskiego i Rada UE osiągnęli porozumienie ws. reformy unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Zanim reforma wejdzie w życie, Parlament i Rada będą musiały formalnie zatwierdzić zawarte porozumienie. W trakcie negocjacji PE i Rada ustalili również stanowisko ws. utworzenia Społecznego Funduszu Klimatycznego. Fundusz zostanie utworzony na lata 2026-2032, z kwalifikowalnością wydatków od 1 stycznia 2026 r. Będzie częścią budżetu UE i będzie zasilany kwotą 65 mld euro z budżetu UE, 25% finansowania zapewnią natomiast strony państw członkowskich.

- zmiana zasad dot. przyznawania bezpłatnych uprawnień – powiązanie wskaźników referencyjnych z redukcją emisji – zwiększenie wskaźnika do 2,5% rocznie od 2026 r. w miejsce obecnego 1,6% (w celu wspomagania przełomowych / innowacyjnych technologii);
- stopniowe wycofywanie bezpłatnych uprawnień do emisji i stopniowe wprowadzanie mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Carbon Border Adjustment Mechanism - CBAM). Wycofywanie bezpłatnych uprawnień będzie następować stopniowo. 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 będzie stosowany współczynnik CBAM. Zwiększenie Funduszu Innowacyjnego i wprowadzenie w jego ramach, jako dodatkowy instrument wsparcia inwestycji przyjaznych dla klimatu „Kontraktów na transakcje różnicowe dotyczące dwutlenku węgla”;
- wprowadzenie 95% wartości progowej dla spalania biomasy przy współczynniku zero, po przekroczeniu której instalacje ulegąby wyłączeniu z EU ETS.

W dniu 18 kwietnia 2023 r. Parlament Europejski, a następnie w dniu 25 kwietnia 2023 r. Rada UE, w ramach pakietu FIT FOR 55 przyjęły powyższe rozwiązania. Wskazane wyżej zmiany przekazane zostaną do podpisu przez Radę i Parlament Europejski, a następnie opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE.

- decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie zmiany decyzji (UE) 2015/1814 w odniesieniu do liczby uprawnień, które mają zostać umieszczone w rezerwie stabilności rynkowej na potrzeby unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.

W dniu 28 marca 2023 r. Rada UE przyjęła odrębną decyzję „w sprawie zmiany decyzji (UE) 2015/1814 w odniesieniu do liczby uprawnień, które mają zostać umieszczone w rezerwie stabilności rynkowej na potrzeby unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.” zgodnie z którą do dnia 31 grudnia 2030 r. wartości procentowe i liczba 100 mln uprawnień, o których mowa w tych zdaniach, zostają podwojone.

Decyzja w zakresie rezerwy stabilności rynkowej ma zarządzić problemowi nadwyżki uprawnień do emisji, która zgromadziła się w unijnym systemie handlu emisjami (EU ETS) od 2009 r., i zwiększyć odporność systemu na poważniejsze wstrząsy poprzez skorygowanie liczby uprawnień, które są sprzedawane na aukcji.

Decyzja o rezerwie stabilności rynkowej została poddana rewizji w ramach pakietu „Gotowi na 55”, który ma zmniejszyć do 2030 r. unijne emisje gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z 1990 r. i zapewnić UE neutralność klimatyczną do 2050 r.

W dniu 18 kwietnia 2023 r. Parlament Europejski, a następnie w dniu 25 kwietnia 2023 r. Rada UE, w ramach pakietu FIT FOR 55 przyjęły kolejne rozwiązania w zakresie Decyzji (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w sektorze lotnictwa i transportu morskiego.

Decyzja czeka na publikację w Dzienniku Urzędowym UE i ma wejść w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu.

- 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 do OZE z 45%³⁾;
- zwiększony roczny cel zużycia OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa systemowego o 1,1% rocznie do 2030 r.;
- nowy orientacyjny unijny cel, zgodnie z którym udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii w budynkach ma wynosić 49% do 2030 r.;
- zaostrenie obowiązujących kryteriów zrównoważonego rozwoju do produkcji biomasy rolniczej również do biomasy leśnej;
- zastosowanie progów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku produkcji energii elektrycznej, ogrzewania i chłodzenia z paliw z biomasy także dla istniejących instalacji tj. 70% do końca 2025 r. i 80% od początku 2026 r.;
- zobowiązanie państw członkowskich do wspólnego ustalania oraz do wyrażenia zgody na współpracę w kwestii ilości wytwarzanej energii z morskich źródeł odnawialnych, która powinna być generowana w każdym basenie morskim do 2050 r., a także do wyznaczenia etapów pośrednich na 2030 i 2040 r.;
- zaostrenie warunków udziału instalacji wykorzystujących biomasę w systemach wsparcia, w tym poprzez proponowaną hierarchię postępowania z biomasą;

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

- 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 30 marca 2023 roku instytucje unijne osiągnęły i ogłosiły wstępne porozumienie dotyczące *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. Tym samym, zakończyła się faza rozmów trójstronnych (tzw. trilogów) pomiędzy Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą UE w przedmiocie rewizji Dyrektywy RED. Ustalono:

- zwiększenie udziału energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii w UE do 42,5%, a ewentualnie (dzięki dodatkowemu zobowiązaniu w orientacyjnej wysokości 2,5%) zwiększenie może sięgnąć nawet do 45%;
- 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 0,8% rocznie do 2026 r. i o 1,1% w latach 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 albo 14,5% cel redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych w transporcie przy wykorzystaniu OZE albo 29% cel w zakresie udziału OZE w finalnym zużyciu energii w transporcie w 2030 roku;
- 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 0,8% rocznie do 2026 r. i o 1,1% w latach 2026–2030. Minimalny średni wskaźnik roczny mający zastosowanie do wszystkich państw członkowskich zostaje uzupełniony poprzez orientacyjne dodatkowe cele obliczone indywidualnie dla każdego państwa członkowskiego;
- roczne zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej w przemyśle o 1,6%. Uzgodniono również, że do 2030 r. 42% wykorzystywanego w przemyśle wodoru powinno pochodzić z paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, a do 2035 r. ten udział powinien osiągnąć poziom 60%. Porozumienie wprowadza możliwość obniżenia przez państwa członkowskie wkładu paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego w przemyśle o 20% pod dwoma warunkami: jeżeli krajowy wkład państw członkowskich w realizację wiążącego ogólnego celu UE odpowiada oczekiwanemu od nich wkładowi; 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.

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

- wyznaczenie 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;
- zmniejszenie zużycia energii na szczeblu UE do 2030 r. o 36% w przypadku energii końcowej i o 39% w przypadku energii pierwotnej. Cel unijny w wysokości 36% będzie wiążący. Cele te opierają się na nowym scenariuszu bazowym i odpowiadają celowi redukcyjnemu wynoszącemu 13% w porównaniu z 2020 r. stopniowe podwyższanie celu

dotyczącego oszczędności energii w odniesieniu do zużycia energii końcowej. Państwa członkowskie mają ograniczać zużycie energii końcowej o 1,1% rocznie od 1 stycznia 2024 r., o 1,3% od 1 stycznia 2026 r. i o 1,5% od 1 stycznia 2028 r. do 31 grudnia 2030 r., 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;
- skrócenie okresu oszczędności końcowego zużycia energii w każdym roku – z 2023 r. w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej, uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r. (wyjątek Cypr i Malta – 0,24%);
- wdrożenie systemu zarządzania energią przez przedsiębiorstwa, których średnie roczne zużycie energii w ciągu ostatnich trzech lat i przy uwzględnieniu wszystkich nośników energii przekroczyło 100TJ 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 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 dotyczących 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 nierównoważonego 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 nierównoważonej biomasy leśnej od 2023 r. 0,90 EUR/GJ oraz dla zrównoważonej biomasy leśnej od 2023 r. 0,45 EUR/GJ;
- propozycja stawki minimalnego opodatkowania dla energii elektrycznej wynosi 0,15 EUR/GJ od 2023 r.;
- dostosowanie do nowych celów redukcyjnych rozporządzenia w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem (LULUCF)⁴⁾.

Projekt oczekuje na stanowisko komisji przedmiotowo właściwej.

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

- 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 zaostreżenie wartości docelowe w zakresie redukcji emisji w przypadku budynków, transportu drogowego i krajowego transportu morskiego, rolnictwa, odpadów i małych sektorów przemysłu.

- rewizja rozporządzenia ustanawiającego normy emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych

- w dniu 28 marca 2023 r. Rada przyjęła 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.

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

- proponuje ustanowić ogólny cel UE dotyczący usuwania dwutlenku węgla przez naturalne pochłaniacze odpowiadający 310 mln ton emisji CO₂ do 2030 r. Do 2035 r. UE powinna dążyć do osiągnięcia neutralności klimatycznej w sektorach użytkowania gruntów, leśnictwa i rolnictwa, co dotyczy również emisji rolniczych innych niż CO₂.

- rewizja dyrektywy w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych:

- 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.

- Propozycja KE z dnia 16.03.2023 r. - Rozporządzenie w sprawie ustanowienia ram środków mających na celu wzmocnienie europejskiego ekosystemu wytwarzania produktów w technologii zerowej netto (Net Zero Industry Act):

- Ustanowienie ram prawnych wspierających rozwój produkcji technologii o zerowym zużyciu energii netto w Unii, dla wsparcia unijnych celów w zakresie dekarbonizacji na rok 2030 i w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej na rok 2050, a także dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw technologii o zerowym zużyciu energii netto niezbędnych do zagwarantowania odporności systemu energetycznego Unii;
- Cele szczegółowe:
 - Ułatwienie inwestycji w technologie zerowe netto (filary 1);
 - Ograniczenie emisji CO₂ (filary 2);
 - Ułatwienie dostępu do rynków (filary 3);
 - Zwiększenie umiejętności w zakresie tworzenia wysokiej jakości miejsc pracy w technologiach zerowych netto (filary 4);
 - Wspieranie innowacji (filary 5);
 - Stworzenie specjalnej struktury służącej realizacji tych celów zarówno pod względem zarządzania, jak i monitorowania (filary 6 i 7).

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 uwzględni 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 włączanie energii geotermalnej i energii słonecznej termicznej do zmodernizowanych lokalnych i gminnych systemów grzewczych.

W dniu 8 października 2022 r. weszło w życie Rozporządzenie Rady Unii Europejskiej w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Rozporządzenie zakłada wprowadzenie wspólnych środków, aby zmniejszyć zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz zgromadzić nadwyżki dochodów sektora energetycznego i 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 zakończy się z połową przyszłego roku.

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).

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 (CRM). 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.

8.1.2. Krajowy rynek energii elektrycznej

8.1.2.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

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

8.1.2.2. Rynek Mocy

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

- ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy;
- regulaminu Rynku Mocy 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

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

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

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

¹⁾ Wartość nieindeksowana.

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

ENEA Wytwarzanie uczestniczyła we wszystkich ww. procesach i w ich wyniku zawarła:

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

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

8.1.2.2.3. Zakontraktowane obowiązki mocowe MEC Piła

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

8.1.2.2.4. Szacowane przychody z Rynku Mocy MEC Piła

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

8.1.2.2.5. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Ciepło

[MW]	2023				2024	2025	2026	2027
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.				
Umowy kwartalne (istniejące)	38	-	-	23	-	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	-	29	37 ¹⁾	-	9
Razem	38	-	-	23	29	37¹⁾	0	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⁾	0	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 2022 (na I i IV kwartał) dla bloku nr 2, 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 2022, 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 2022 został zgłoszony blok nr 3, na rok 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 – umożliwi 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 kwartale 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. Nowelizacja 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 obowiązane 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. Implementacja dyrektywy 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.

Obecnie trwają prace na kolejną nowelizacją ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, która obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego 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.

8.1.3.4. 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 wydużyła 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 nałożyła na kierowników jednostek finansów publicznych obowiązek ograniczenia zużycia energii w 2023 r. o 10% w stosunku do 2022 r. Ponadto, ustawa z 7 października 2022 r. wprowadziła m.in. mechanizm łagodzący koszty dystrybucji energii elektrycznej poprzez zamrożenie wysokości stawek opłat dystrybucji energii elektrycznej na 2023 rok na poziomie z 2022 roku dla wymienionych w niej odbiorców uprawnionych. W związku z tym ustawa przewiduje wypłatę rekompensaty dla operatorów, która ma stanowić różnicę pomiędzy zatwierdzoną ceną dystrybucji na 2023 r., a ceną z 2022 r., do limitu zużycia energii.

W dniu 4 listopada 2022 r. weszła w życie ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 2242) Ustawa wprowadziła m.in. obowiązek stosowania w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi cen nie wyższych niż cena maksymalna określona w ustawie, system rekompensat dla podmiotów uprawnionych z tytułu stosowania ceny maksymalnej oraz obowiązek odprowadzania odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny⁶⁾.

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

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

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

8.1.4. GRUPA KAPITAŁOWA ENEA

8.1.4.1. Taryfy dla energii elektrycznej

Decyzją z dnia 17 grudnia 2022 r. znak DRE.WRE.4211.71.9.2022.MBa Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził „Taryfę dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G” ENEA S.A. na okres od dnia 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.

⁶⁾ Wytwórca lub przedsiębiorstwo obrotu zgodnie z Ustawą z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny, ma dokonywać odpisu na Fundusz wyznaczony zgodnie z ww. ustawą i rozporządzeniem

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.

W odpowiedzi na wniosek ENEA S.A. z dnia 3 stycznia 2023 r. do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o zatwierdzenie zmiany „Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G” ENEA S.A. na rok 2023, pismem z dnia 24 lutego 2023 r. Prezes URE wezwał ENEA S.A. do przedłożenia aktualizacji wniosku taryfowego oraz dodatkowych informacji.

Odpowiedź Spółki została wysłana do Prezesa URE w dniu 9 marca 2023 r.

Pismem z dnia 23 marca 2023 r. Prezes URE zawiadomił ENEA S.A. o wyznaczeniu nowego terminu na załatwienie sprawy zatwierdzenia zmiany taryfy na rok 2023 do dnia 19 maja 2023 r. W odpowiedzi na to pismo, Spółka złożyła ponaglenie do wydania decyzji nie później niż do dnia 7 kwietnia 2023 r. Na pismo o ponaglenie Prezes URE odpowiedział 14 kwietnia 2023 r. nie znajdując uzasadnienia dla konieczności wydania decyzji zatwierdzającej zmianę taryfy w terminie do 7 kwietnia 2023 r.

Pismem z dnia 3 kwietnia 2023 r. Prezes URE zawiadomił o zakończeniu postępowania dowodowego oraz stwierdził, że Spółka nie udowodniła, że wnioskowana zmiana taryfy jest uzasadniona. Spółka podtrzymuje dotychczasowe stanowisko w zakresie zasadności zmiany taryfy na rok 2023 i oczekuje podjęcia przez Prezesa URE decyzji zatwierdzającej zmianę Taryfy.

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. Podpisanie Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki

7 listopada 2022 Prezes URE oraz 5 największych OSD (ENEA Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja, Stoen Operator, Tauron Dystrybucja) podpisali „Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (dalej „Karta”). Sygnatariusze Karty skoncentrowali się na roli, jaką w procesie transformacji polskiej energetyki odgrywają sieci dystrybucyjne i na ich dostosowaniu do nowego modelu rynku energii, opartego w coraz większej skali na odnawialnych źródłach energii. Bez ich przebudowy i modernizacji nie będzie bowiem możliwe skuteczne przekształcenie sektora energetycznego. A według założeń Karty do 2030 r., w skali kraju, nastąpi zwiększenie mocy zainstalowanych źródeł rozproszonych (z udziałem prosumentów) o około 230%, czyli do 50 GW, co stanowić będzie 50% udziału OZE w miksie energii elektrycznej.

Wiąże się to z koniecznością całkowitego przekonfigurowania dotychczasowej pasywnej sieci, na aktywną, dwukierunkową niezawodną transmisję energii elektrycznej. Przełoży się to na wysoką elastyczność systemu oraz kompleksową obsługę rozproszonych źródeł wytwarzania. Aby uzyskać te efekty konieczna jest właściwa diagnoza potrzeb inwestycyjnych i rozwojowych dystrybutorów, a także zmiany zarówno w zakresie modelu regulacyjnego OSD, jak i w procesie legislacyjnym, które ułatwią prowadzenie inwestycji sieciowych i pozyskiwanie finansowania.

Karta odnosi się również do kwestii konieczności zwiększenia nakładów inwestycyjnych na cyfryzację i automatyzację sieci, usług smart grid i realizację strategicznych inwestycji przyłączeniowych, umożliwiających przyłączenie do 2030 r. 2 mln nowych odbiorców. Ponadto zakłada opomiarowanie licznikami zdalnego odczytu 100% odbiorców do 2030 roku oraz zainstalowanie 100% liczników bilansujących w stacjach SN/nN do 2025 r.

Jak wskazuje Prezes URE, aby wypełnić postanowienia Karty, w kolejnych krokach konieczne będzie opracowanie propozycji niezbędnych zmian modelu regulacyjnego OSD oraz konsekwentna realizacja programów inwestycyjnych, a także zainicjowanie koniecznych zmian legislacyjnych uwzględniających nowe wymagania regulacyjne oraz zapewniających m.in. środki pomocowe dla OSD. Niezbędny będzie także stały monitoring przebiegu transformacji, analiza osiągniętych rezultatów oraz racjonalne kształtowanie pożądanego przebiegu procesów inwestycyjnych wprowadzając niezbędne korekty.

8.1.4.3. 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 zainstalowanych mocy w OZE, co tworzy miejsce dla nowych uczestników rynku energii, prowadzi do zmiany sposobu zarządzania siecią elektroenergetyczną i powoduje zmiany w rolach pełnionych przez obecnych uczestników, w tym OSD.

Efekt ten został wzmocniony poprzez ogłoszony 14 lipca 2021 r. przez Komisję Europejską pakiet legislacyjny dotyczący klimatu i energii – „Fit for 55”, zawierający m.in. propozycje dalszej redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. oraz, co szczególnie istotne z punktu widzenia OSD, 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 proc. 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.

8.1.4.4. Program Zapewnienia Niedyskryminacyjnego Traktowania Użytkowników Systemu Dystrybucyjnego ENEA Operator

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

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

8.1.4.5. Badania i rozwój oraz innowacje realizowane w ENEA Operator

ENEA Operator realizowała w I kwartale 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.

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.

8.1.4.6. 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.

8.1.4.7. 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.

8.1.4.8. 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 kwartału 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.

8.1.4.9. 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 kw. 2022	1 389,0	0,477	805,6
I kw.2023	1 124,3	0,444	685,8
Zmiana %	-19,1%	-6,9%	-14,9%
Elektrownia Kozenice blok 11			
I kw. 2022	463,0	0,297	268,6
I kw. 2023	391,7	0,317	238,9
Zmiana %	-15,4%	6,7%	-11,1%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I kw. 2022	1 035,1	0,443	600,4
I kw. 2023	790,6	0,446	482,3
Zmiana %	-23,6%	0,7%	-19,7%
Elektrociepłownia Białystok			
I kw. 2022	63,8	0,109	37,0
I kw. 2023	49,8	0,092	30,4
Zmiana %	-21,9%	-15,6%	-17,8%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I kw. 2022	5,7	-	3,2
I kw.2023	14,7	-	9,0
Zmiana %	157,9%	-	181,3%

NO _x	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
Elektrownia Kozienice bloki 1-10			
I kw. 2022	1 497,7	0,514	868,7
I kw.2023	1 332,4	0,526	812,8
Zmiana %	-11,0%	2,3%	-6,4%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I kw. 2022	623,0	0,400	361,3
I kw. 2023	548,5	0,444	334,6
Zmiana %	-12,0%	11,0%	-7,4%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I kw. 2022	1 179,2	0,501	683,9
I kw. 2023	861,7	0,486	525,7
Zmiana %	-26,9%	-3,0%	-23,1%
Elektrociepłownia Białystok			
I kw. 2022	135,0	0,230	78,3
I kw. 2023	123,8	0,230	75,5
Zmiana %	-8,3%	-	-3,6%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I kw. 2022	1,7	-	1,0
I kw.2023	7,5	-	4,6
Zmiana %	341,2%	-	360,0%

Pył	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Oplata za emisję [tys. zł]
Elektrownia Kozienice bloki 1-10			
I kw. 2022	87,1	0,030	33,9
I kw. 2023	78,3	0,031	32,1
Zmiana %	-10,1%	3,3%	-5,3%
Elektrownia Kozienice blok 11			
I kw. 2022	18,6	0,012	7,3
I kw. 2023	13,6	0,011	5,6
Zmiana %	-26,9%	-8,3%	-23,3%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I kw. 2022	54,1	0,023	21,1
I kw. 2023	32,9	0,019	13,5
Zmiana %	-39,2%	-17,4%	-36,0%
Elektrociepłownia Białystok			
I kw. 2022	10,5	0,018	4,1
I kw. 2023	5,4	0,010	2,2
Zmiana %	-48,6%	-43,4%	-46,3%
Ciepłownia Zachód Białystok			
I kw. 2022	0,6	-	0,2
I kw. 2023	0,3	-	0,1
Zmiana %	-50,0%	-	-50,0%

CO ₂	Emisja [Mg]	Wskaźnik emisji [kg/MWh]	Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
Elektrownia Kozenice bloki 1-10			
I kw. 2022	2 471 700,2	848,6	2 912 529,7
I kw. 2023	2 204 296,9	871,0	2 532 092,5
Zmiana %	-10,8%	2,6%	-13,1%
Elektrownia Kozenice blok 11			
I kw. 2022	1 176 907,1	755,1	1 558 633,8
I kw. 2023	960 265,9	777,0	1 236 425,9
Zmiana %	-18,4%	2,9%	-20,7%
ENEA Elektrownia Połaniec			
I kw. 2022	1 787 654,0	759,1	2 355 070,8
I kw. 2023	1 218 406,0	687,7	1 771 684,3
Zmiana %	-31,8%	-9,4%	-24,8%
Elektrociepłownia Białystok			
I kw. 2022	123 578,0	210,6	165 930,1
I kw. 2023	109 380,0	202,9	151 724,7
Zmiana %	-11,5%	-3,7%	-8,6%
Ciepłownia Zachód Białystok ¹⁾			
I kw. 2022	3 887,0	-	-
I kw. 2023	7 817,0	-	-
Zmiana %	101,1%	-	-
MEC Piła			
I kw. 2022	22 516,0	1 785,3	12 611,8
I kw. 2023	18 657,0	543,0	34 357,0
Zmiana %	-17,1 %	-69,6%	172,4%

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

8.2.2. Dotrzymanie wymogów formalno-prawnych

ENEA Wytwarzanie

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

W przypadku niedotrzymania nawet jednego z warunków określonych w punktach i), ii), iii) zachodzi ryzyko naliczenia kary za każde godzinowe przekroczenie liczone od początku roku. Wymagania kBAT zostały zaimplementowane do pozwoleń zintegrowanych trzech instalacji energetycznego spalania paliw funkcjonujących w Spółce – bloków 1-10, bloku 11 oraz kotłowni rozruchowej. Wymagania te znacząco zaostrzyły dopuszczalne poziomy emitowanych zanieczyszczeń. Oprócz dotychczas obowiązujących standardów średniomiesięcznych wprowadzono bardzo obniżone wartości średniorocznych granicznych wielkości emisji (GWE) dla dotychczas limitowanych emisji SO₂, NO_x, CO i pyłu, jak również dla nowo wprowadzonych limitowanych zanieczyszczeń HCl, HF, NH₃ i Hg (nie obowiązują instalacji kotłowni rozruchowej). Granicznymi wielkościami emisji objęto również stężenia średniodobowe dla emitowanych SO₂, NO_x i pyłu. Według aktualnych przepisów wszystkie GWE – średniodobowe i roczne muszą być dotrzymane bez możliwości uwzględniania niepewności pomiarowych. W I kwartale 2023 r. nie stwierdzono przekroczenia standardów emisyjnych, granicznych wielkości emisji (GWE), jak również innych wymogów formalno-prawnych.

Elektrownia Kozenice 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 Kozenice wyposażone są w wysokosprawne elektrofiltry, poddawane modernizacjom w celu utrzymania wysokiej skuteczności odpylania. Bloki (z wyłączeniem bloku nr 3) są także wyposażone w wysokosprawne instalacje do selektywnej katalitycznej redukcji NO_x (SCR).

ENEA Ciepło

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

ENEA Elektrownia Połaniec

ENEA Elektrownia Połaniec korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17 500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Ogółem wykorzystano 15 824 godzin, w tym w I kwartale 2023 r. wykorzystano łącznie 109 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 31 marca 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 31 marca 2023 r. zatrudniały na umowę o pracę 17 640 osób. 31 marca 2023 r. ENEA S.A. na umowę o pracę zatrudniała 441 osób.

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

Dystrybucja: 5 394 osoby; Obrót: 555 osób; Wydobywanie: 5 882 osoby; Wytwarzanie: 4 116 osób; Pozostałe: 1 693 osoby.

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, przy czym w grudniu 2022 r. ENEA S.A. zawarła z właściwymi stronami przedmiotowych umów sprzedaży praw majątkowych, będącymi spółkami z Grupy Kapitałowej PGE, porozumienia dotyczące ugodowego załatwienia zaistniałych na ich tle sporów. W wykonaniu zawartych w grudniu 2022 r. porozumień, strony zawarły w grudniu 2022 r. i styczniu 2023 r. ugody sądowe.

Szczegółowe informacje nt. postępowań znajdują się w nocie 25 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 31 marca 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.

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

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

1 maja 2022 r. przeniesiono do ENEA ELKOGAZ całość 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. 6 kwietnia 2023 r. zakończono I etap Dialogu Konkurencyjnego i rozpoczęto spotkania w ramach II etapu. 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 zapewniły 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 kwartale 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 kwartale 2023 r. przekazano plac budowy i wykonano montaż konstrukcji wsporczych pod panele fotowoltaiczne. Końcowy termin realizacji przedmiotu umowy został wyznaczony na 30 lipca 2023 r.

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 wydobywaniu 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 31 marca 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 wspólnie 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 w I kwartale 2023 r. realizowała zadania związane z wydzieleniem aktywów węglowych na rzecz Skarbu Państwa zgodnie ze zaktualizowanym harmonogramem utworzenia NABE. Przeprowadzono aktualizację badania vendor due diligence („VDD”) sprzedającego (na dzień 30 września 2022 r.). Aktualizacja badania VDD objęła obszary: prawny oraz podatkowo-finansowy. W celu zapewnienia kontynuacji działalności spółek wydzielanych po włączeniu ich w struktury NABE, kontynuowano negocjacje z instytucjami finansowymi w tym obszarze.

Ponadto, 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 w dniu 3 kwietnia 2023 r.

Obecnie trwa wycena spółek wytwórczych, która prowadzona jest odrębnie przez każdy podmiot oraz niezależnie przez Skarb Państwa. Po zakończeniu tego procesu GK ENEA oczekuje na złożenie przez MAP oferty wstępnej (niewiążącej) nabycia akcji / udziałów spółek wytwórczych należących obecnie do Grupy.

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 pozostają aktualne na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania.

9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu

Biegamy – Zbieramy - Pomagamy

Projekt „Biegamy – Zbieramy – Pomagamy” (BZP) realizowany jest w Grupie ENEA od kilku lat. W ostatniej edycji celem programu było zebranie 50 000 zł. Zaangażowani pracownicy pokonując kilometry zbierali punkty, rejestrując je w aplikacji. Pracownicy Grupy ENEA pokonali ponad 100 000 km, zarówno podczas codziennych aktywności, jak i zawodów sportowych – triathlonowych, rowerowych czy biegowych. Dodatkowo, punktowane były dojazdy do pracy rowerem oraz wykonanie kilku aktywności sportowych dziennie. Punkty zostały przeliczone na złotówki, a zebrana suma została przeznaczona na termomodernizację Domu Dziecka w Szamotułach. W marcu 2023 r. podczas specjalnego wydarzenia Fundacja ENEA odwiedziła placówkę, by przekazać czek oraz zorganizować specjalne spotkanie dla podopiecznych. Zeszłoroczna edycja „Biegamy – Zbieramy - Pomagamy” (BZP) była wzbogacona o walory edukacyjne. Uczestnicy, po pokonaniu określonej liczby kilometrów, otrzymywali porcję wiedzy o Celach Zrównoważonego Rozwoju (SDGS).

ENEA Akademia Talentów

ENEA Akademia Talentów to wspólna inicjatywa ENEA i Fundacji ENEA, której celem jest wsparcie młodych talentów poprzez atrakcyjne stypendia i granty dla uzdolnionych uczniów szkół podstawowych i ponadpodstawowych oraz szkół i organizacji z inicjatywą, które stawiają na aktywne wspieranie uzdolnionej młodzieży. W IV edycji projektu zgłosiło się blisko 600 uczniów oraz 100 organizacji. W lutym 2023 r. jury oraz internauci wyłonili zwycięzców - 43 finalistów oraz 20 organizacji i szkół, którzy otrzymali wsparcie finansowe w kwotach 3 000 oraz 10 000 zł. W projekcie uczestniczyli uczniowie trenujący sporty walki i lekkoatletykę, pasjonaci historii i matematyki, konstruktorzy i programiści, muzycy, miłośnicy rysunku, tańca czy fotografii. Za sprawą grantów przekazanych organizacjom i szkołom uczniowie mają szansę udziału w dodatkowych zajęciach sportowych, tanecznych i teatralnych oraz realizację projektów z dziedziny robotyki i fizyki.

Zwolnieni z teorii

Grupa ENEA po raz piąty dołączyła do grona partnerów Ogólnopolskiej Olimpiady 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 zakresu nauki i medycyny. W ramach programu pod patronatem Grupy ENEA zrealizowano dotychczas 70 projektów.

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. Na utrzymanie uchodźców w ośrodkach Grupy Fundacja przeznaczyła do tej pory ponad 4,1 miliona złotych, a na projekty na rzecz uchodźców z Ukrainy realizowane przez organizacje pozarządowe ponad 1,4 mln – łącznie ponad 5,5 mln 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 polityki 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, w wersji Core.

Informacje zebrane na potrzeby opracowania niniejszego Oświadczenia, zostaną szerzej zaprezentowane w postaci Raportu ESG Grupy Kapitałowej ENEA za 2022 r. Jego publikację, w formie platformy online zaplanowano na przełom maja/ czerwca 2023 r. Raport będzie dostępny pod adresem <https://raport2022.esg.enea.pl/> i stanowić będzie kontynuację prowadzonej przez Grupę praktyki raportowania dotyczącego zrównoważonego rozwoju.

11. Załączniki

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

[tys. zł]	I kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	819 075	1 111 012	291 937	35,6%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 026	1 374	348	33,9%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	14 134	58 471	44 337	313,7%
Rozliczenie rynku bilansującego	-419	10 592	11 011	2 627,9%
Przychody z tytułu opłat przyłączeniowych	14 298	31 970	17 672	123,6%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	2 872	1 994	-878	-30,6%
Przychody z tytułu pozostałych usług	7 518	8 098	580	7,7%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	5 719	7 580	1 861	32,5%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów	313	339	26	8,3%
Przychody ze sprzedaży netto	864 536	1 231 430	366 894	42,4%
Rekompensaty	0	121 630	121 630	100,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	864 536	1 353 060	488 524	56,5%
Amortyzacja	168 447	175 756	7 309	4,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	147 474	160 618	13 144	8,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	10 056	12 634	2 578	25,6%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	134 810	425 964	291 154	216,0%
Koszty usług przesyłowych	110 995	176 247	65 252	58,8%
Inne usługi obce	69 285	71 469	2 184	3,2%
Podatki i opłaty	68 305	66 355	-1 950	-2,9%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	709 372	1 089 043	379 671	53,5%
Pozostałe przychody operacyjne	20 452	21 340	888	4,3%
Pozostałe koszty operacyjne	40 971	41 894	923	2,3%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(238)	4 982	5 220	2 193,3%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	134 407	248 445	114 038	84,8%
Koszty finansowe	30 723	94 348	63 625	207,1%
Przychody finansowe	537	2 879	2 342	436,1%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	104 221	156 976	52 755	50,6%
Podatek dochodowy	20 783	38 638	17 855	85,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	83 438	118 338	34 900	41,8%
EBITDA	302 854	424 201	121 347	40,1%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w I kwartale 2023 r. (wzrost o 121,3 mln zł):

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym (z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji oraz przychodów z tytułu rekompensat) o 458 mln zł wynikają głównie z wyższych stawek opłat w zatwierdzonej taryfie na 2023 rok

(-) wyższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych (saldo) o 63 mln zł wynikają ze wzrostu stawek opłat stałych i zmiennych w rozliczeniach z PSE S.A. oraz sąsiednimi OSD

(+) wyższe przychody za przyłączenie do sieci o 18 mln zł wynikają z większej liczby przyłączonych w roku bieżącym obiektów OZE w III grupie przyłączeniowej oraz obiektu w II grupie przyłączeniowej

(-) wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 280 mln zł wynikają przede wszystkim ze wzrostu cen hurtowych z realizacją w 2023 roku

(-) wyższe koszty operacyjne o 16 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych

(+) wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 5 mln zł wynika głównie z zysku ze sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w I kwartale 2023 r.

[tys. zł]	I kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 848 673	4 032 435	2 183 762	118,1%
koncesja na wytwarzanie	1 773 816	3 899 053	2 125 237	119,8%
koncesja na obrót	63 568	113 749	50 181	78,9%
Regulacyjne Usługi Systemowe	11 289	19 633	8 344	73,9%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	159 945	170 132	10 187	6,4%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	5 021	6 479	1 458	29,0%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 418	791	-627	-44,2%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	6 897	9 268	2 371	34,4%
Przychody ze sprzedaży netto	2 021 954	4 219 105	2 197 151	108,7%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	116	239	123	106,0%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	2 022 070	4 219 344	2 197 274	108,7%
Amortyzacja	62 558	63 757	1 199	1,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	73 507	86 172	12 665	17,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 390 763	2 894 345	1 503 582	108,1%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	231 785	255 900	24 115	10,4%
Inne usługi obce	21 978	43 035	21 057	95,8%
Podatki i opłaty	19 179	689 393	670 214	3 494,5%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 799 770	4 032 602	2 232 832	124,1%
Pozostałe przychody operacyjne	2 730	7 660	4 930	180,6%
Pozostałe koszty operacyjne	2 968	8 430	5 462	184,0%
Zysk / (strata) na zmianie sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składników aktywów	4	10	6	150,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	222 066	185 982	-36 084	-16,2%
Koszty finansowe	35 012	55 275	20 263	57,9%
Przychody finansowe	1 904	1 220	-684	-35,9%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	188 958	131 927	-57 031	-30,2%
Podatek dochodowy	36 282	26 617	-9 665	-26,6%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	152 676	105 310	-47 366	-31,0%
EBITDA	284 624	249 739	-34 885	-12,3%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w I kwartale 2023 r. (spadek o 34,9 mln zł):

- (-) odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny 670,2 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 33,5 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 7,8 mln zł
- (+) wzrost marży na wytwarzaniu o 441,9 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 141,7 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 74,5 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 10,2 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 8,3 mln zł

Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w I kwartale 2023 r.

[tys. zł]	I kw. 2022	I kw. 2023	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 096 965	1 686 423	589 458	53,7%
koncesja na wytwarzanie	912 329	1 566 392	654 063	71,7%
koncesja na obrót	180 082	109 807	-70 275	-39,0%
Regulacyjne Usługi Systemowe	4 554	10 224	5 670	124,5%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	62 970	68 078	5 108	8,1%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	82 996	87 916	4 920	5,9%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	19 305	19 058	-247	-1,3%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 339	1 844	505	37,7%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	964	4 087	3 123	324,0%
Podatek akcyzowy	14	18	4	28,6%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 264 525	1 867 388	602 863	47,7%
Amortyzacja	24 117	26 642	2 525	10,5%
Koszty świadczeń pracowniczych	19 858	34 328	14 470	72,9%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	794 329	1 347 879	553 550	69,7%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	181 120	103 609	-77 511	-42,8%
Usługi przesyłowe	96	152	56	58,3%
Inne usługi obce	56 549	65 443	8 894	15,7%
Podatki i opłaty	8 816	209 799	200 983	2 279,8%
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 084 885	1 787 852	702 967	64,8%
Pozostałe przychody operacyjne	1 459	9 101	7 642	523,8%
Pozostałe koszty operacyjne	497	1 004	507	102,0%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	180 602	87 633	-92 969	-51,5%
Koszty finansowe	5 307	14 465	9 158	172,6%
Przychody finansowe	890	348	-542	-60,9%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	176 185	73 516	-102 669	-58,3%
Podatek dochodowy	33 826	15 770	-18 056	-53,4%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	142 359	57 746	-84 613	-59,4%
EBITDA	204 719	114 275	-90 444	-44,2%

Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w I kwartale 2023 r. (spadek o 90,4 mln zł):

Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 159,2 mln zł):

- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 152,3 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 25,9 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 9,5 mln zł
- (+) wzrost marży na odkupie z Rynku Bilansującego o 10,8 mln zł
- (+) wzrost marży na obrocie o 7,0 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Regulacyjnych Usług Systemowych o 5,7 mln zł
- (+) wzrost przychodów z Rynku Mocy o 5,1 mln zł

Segment OZE (wzrost EBITDA o 96,6 mln zł):

- (+) wzrost marży na produkcji energii z OZE o 139,2 mln zł
- (+) wzrost marży Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 9,3 mln zł
- (-) odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 48,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 2,1 mln zł
- (-) wzrost pozostałych kosztów zmiennych o 1,3 mln zł

Segment Ciepło (spadek EBITDA o 27,8 mln zł):

- (-) spadek marży na ciepłe o 27,9 mln zł z tytułu: -20,8 mln zł wyższe koszty węgla, -8,1 mln zł wyższy koszt CO₂, +0,9 mln zł wyższa cena sprzedaży ciepła
- (+) spadek kosztów stałych o 0,1 mln zł

12. Słownik pojęć i skrótów

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

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

Wskaźnik finansowy	Wyszczególnienie
CAPEX	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa 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. i ENEA 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 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
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 obowiązek mocy, czyli zobowiązują się do pozostawiania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia
BAT	Best Available Techniques – najlepsze dostępne techniki, dokument formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazujący poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami
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
CO	Tlenek węgla (czad)
CO₂	Dwutlenek węgla
CSR (ang. Corporate Social Responsibility)	Spółeczna odpowiedzialność biznesu. Odpowiedzialność organizacji za wpływ jej decyzji i działań na społeczeństwo i środowisko, zapewniana przez przejrzyste i etyczne postępowanie, które: <ul style="list-style-type: none"> – przyczynia się do zrównoważonego rozwoju, w tym dobrobytu i zdrowia społeczeństwa – uwzględnia oczekiwania interesariuszy – jest zgodne z obowiązującym prawem i spójne z międzynarodowymi normami postępowania – jest zintegrowane z działaniami organizacji i praktykowane w jej relacjach
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
Dyrektywa IED	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych. Zaostrza ona standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów z obiektów energetycznego spalania
ENVI	Committee on the Environment, Public Health and Food Safety - Komisja Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego i Bezpieczeństwa Żywności
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	Fluorowodor
Hg	Rtęć
ICE	Platforma obrotu umożliwiająca handel uprawnieniami do emisji CO ₂ (EUA) oraz jednostkami poświadczonej 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
Kogeneracja	Proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii ciepłej 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
Łańcuch dostaw	Sekwencja działań lub stron dostarczających produkty lub usługi dla organizacji

Mg	Megagram, inaczej tona
MW_e	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
MW_t	Megawat mocy cieplnej
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
PSCM11	Odzwierciedla poziom cen miałów energetycznych klasy 20-23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej.
Prosument	Osoba, która wytwarza energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby za pomocą mikroinstalacji, a jednocześnie może ją magazynować i przekazywać nadwyżkę do sieci energetycznej
PV	Fotowoltaika
RDN	Rynek Dnia Następnego (RDN) funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. Jest rynkiem SPOT dla energii elektrycznej w Polsce. Od początku notowań ceny na RDN stanowią odniesienie dla cen energii w kontraktach bilateralnych w Polsce. RDN przeznaczony jest dla tych spółek, które chcą w sposób aktywny i bezpieczny na bieżąco domykać swoje portfele zakupów/sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby
REPowerEU	Plan Komisji Europejskiej polegający na uniezależnieniu Europy od rosyjskich paliw kopalnych przed 2030 r.
Rynek Bilansujący	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE)
Rynek SPOT	Rynek kasowy (bieżący)
Rynek terminowy	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (wyrażany w minutach na Klienta)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (wyrażany w liczbie przerw na Klienta)
SCR (ang. Selective Catalytic Reduction)	Instalacja katalizacyjnego odzotowania spalin. Zasadą jej działania jest redukcja tlenków azotu do azotu atmosferycznego na powierzchni katalizatora, odbywająca się z wykorzystaniem substancji zawierającej amoniak
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
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 „Pozostałych informacji do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za pierwszy kwartał 2023 r.”- 24 maja 2023 r.

Podpisy:

Prezes Zarządu

Paweł Majewski

Członek Zarządu ds. Finansowych

Rafał Mucha

Członek Zarządu ds. Operacyjnych

Marcin Pawlicki

Członek Zarządu ds. Korporacyjnych

Dariusz Szymczak

Członek Zarządu ds. Strategii i Rozwoju Lech Żak