



**Pozostałe informacje  
do rozszerzonego skonsolidowanego  
raportu ENEA S.A.  
za trzeci kwartał 2021 r.**

Poznań, 25 listopada 2021 r.

## Spis treści

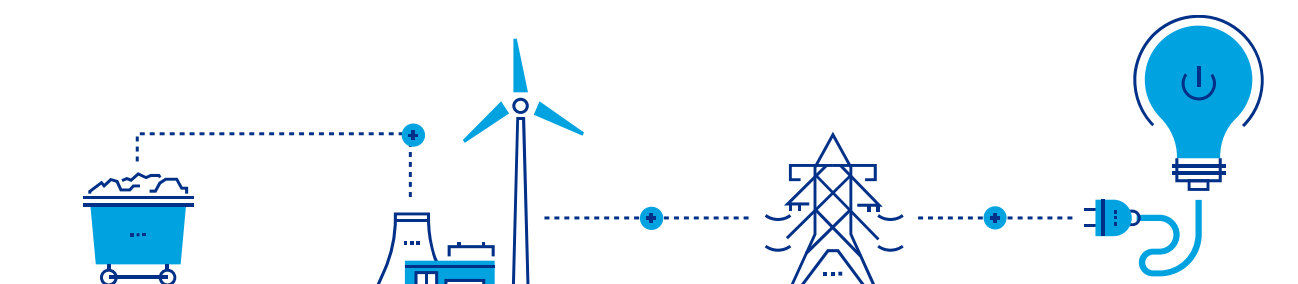
1. Podsumowanie operacyjne trzech kwartałów 2021 r. ....	4
2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA.....	7
3. Model ryzyk Grupy ENEA .....	19
4. Otoczenie rynkowe .....	20
5. Sytuacja finansowa .....	24
6. Akcje i akcjonariat.....	43
7. Władze .....	44
8. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta.....	46
9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu .....	61
10. Załączniki .....	62
11. Słownik pojęć i skrótów.....	68

## Grupa ENEA w liczbach



**ENEA to 17,4 tys. Pracowników**

WYDOBYCIE	WYTWARZANIE	DYSTRYBUCJA	OBRÓT
<p><b>23%</b></p> <p>udziału w rynku węgla energetycznego w Polsce</p>	<p><b>6,3 GW</b></p> <p>całkowitej mocy zainstalowanej</p>	<p><b>2,7 mln</b></p> <p>odbiorców usług dystrybucyjnych</p>	<p><b>2,6 mln</b></p> <p>Klientów</p>
<p><b>436 mln ton</b></p> <p>potencjału wydobywczego 4 obszarów koncesyjnych</p>	<p><b>453 MW</b></p> <p>mocy zainstalowanej w OZE</p>	<p><b>119,3 tys. km</b></p> <p>linii dystrybucyjnych wraz z przyłączami</p>	<p><b>18,2 TWh</b></p> <p>sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego Klientom detalicznym w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.</p>
<p><b>7,5 mln ton</b></p> <p>produkcji netto węgla w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.</p>	<p><b>19,5 TWh</b></p> <p>całkowitego wytwarzania energii netto w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.</p>	<p><b>15,1 TWh</b></p> <p>dystrybuowanej energii w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.</p>	<p><b>32</b></p> <p>Biura Obsługi Klienta</p>



## 1. Podsumowanie operacyjne trzech kwartałów 2021 r.

W I-III kw. 2021 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wynik EBITDA na poziomie 2 773 mln zł (wzrost r/r o 138 mln zł).



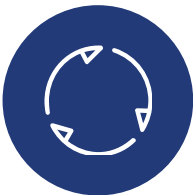
Obszar Wytwarzania odnotował wynik EBITDA na poziomie 1 041 mln zł (spadek r/r o 168 mln zł). Znaczący spadek EBITDA odnotowano w Segmencie Elektrowni Systemowych, spadek r/r o 297 mln zł, na co wpływ miał spadek marży na wytwarzaniu (niższy jednostkowy CDS głównie z uwagi na wzrost kosztów CO<sub>2</sub> oraz niższą ceną energii) oraz marży na obrocie i Rynku Bilansującym (niższe marże jednostkowe, spadek wolumenu), co zostało częściowo zrekomensowane przychodami z Rynku Mocy. W Segmencie OZE odnotowano wzrost wyniku EBITDA r/r o 91 mln zł, natomiast w Segmencie Ciepło wzrost r/r o 38 mln zł.



W obszarze Wydobywania osiągnięta została EBITDA na poziomie 530 mln zł (wzrost r/r o 206 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie ze zwiększonej sprzedaży węgla, częściowo skompensowanej niższą ceną sprzedaży oraz wzrostem kosztów działalności operacyjnej.

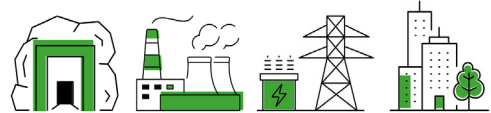


Obszar Dystrybucji odnotował wynik EBITDA na poziomie 1 031 mln zł (wzrost r/r o 37 mln zł). Wzrost wyniku jest efektem wyższej marży z działalności koncesjonowanej, na którą wpływ miały głównie wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych. Negatywnie na wynik segmentu wpłynął wzrost kosztów operacyjnych oraz spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej.



Obszar Obrotu odnotował wynik EBITDA na poziomie 176 mln zł (wzrost r/r o 117 mln zł). Wyższy wynik EBITDA wynika głównie z wyższego poziomu zrealizowanej marży na rynku detalicznym, w efekcie zachowania cen sprzedaży energii elektrycznej na zbliżonym poziomie co w analogicznym okresie roku ubiegłego, przy jednoczesnym wzroście wolumenu sprzedaży i niższych średnich cenach zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym. Wzrost EBITDA został pomniejszony z uwagi na: zmianę rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia, aktualizację wyceny kontraktów CO<sub>2</sub> oraz wzrost kosztów obowiązków ekologicznych.

- GK ENEA wydała na inwestycje 1 110 mln zł.
- Produkcja węgla handlowego wyniosła 7,5 mln t.
- Sprzedaż węgla handlowego wyniosła 7,2 mln t.
- Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto wyniosło ponad 19,5 TWh.
- Sprzedaż ciepła w segmencie Wytwarzanie wyniosła 4,9 PJ.
- Sprzedaż usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym wyniosła ponad 15,1 TWh.
- Wolumen sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym wyniósł prawie 18,2 TWh.



+

Otrzymanie przychodów z Rynku Mocy  
Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej  
Wzrost przychodów ze sprzedaży węgla  
Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu  
Wzrost przychodów ze sprzedaży energii cieplnej

-

Wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców  
Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu  
Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych  
Zmiana rezerw dotyczących umów rodzących obciążenia  
Spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej

## 1.1. Najważniejsze wydarzenia w 2021 r.

### Pierwszy kwartał

- 4 stycznia 2021 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pani Izabeli Felczak-Poturnickiej z funkcji Przewodniczącej Rady Nadzorczej oraz członkostwa w Radzie Nadzorczej ENEA S.A. z dniem 5 stycznia 2021 r.
- 5 stycznia 2021 r. ENEA S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna oraz Tauron Polska Energia zawarły list intencyjny, którego celem jest nawiązanie strategicznej współpracy związanej z przyszłymi projektami inwestycyjnymi w zakresie morskiej energetyki wiatrowej na obszarze Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej Morza Bałtyckiego.
- 7 stycznia 2021 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. dokonało wyboru Pana Rafała Włodarskiego na Przewodniczącą Rady Nadzorczej Spółki ENEA S.A.
- 7 stycznia 2021 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę, na mocy której z tym samym dniem w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A. powołana została Pani Dorota Szymanek.
- 22 stycznia 2021 r. – zawarcie Aneksu nr 24 do Umowy sprzedaży węgla energetycznego nr 3/W/2012 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec S.A. a LW Bogdanka S.A na zakup węgla. W wyniku zawarcia aneksu zostaje przedłużony termin obowiązywania umowy do 31 grudnia 2024 r. oraz przesunięciu ulega również wolumen ilościowy niezrealizowanych dostaw z roku 2020 na rok 2021.
- 22 stycznia 2021 r. – zawarcie Aneksu nr 2 do Załącznika nr 5 do Umowy UW/LW/01/2012 sprzedaży węgla energetycznego pomiędzy ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. a LW Bogdanka S.A na zakup węgla. W wyniku zawarcia Aneksu przesunięciu ulega wolumen ilościowy niezrealizowanych dostaw z roku 2020 na rok 2021.
- 19 lutego 2021 r. – zawarcie Aneksów do Umowy Wieloletniej Nr UW/LW/01/2012 na dostawę węgla energetycznego oraz Umowy dostaw dodatkowych Nr UD/LW/01/2021 pomiędzy ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. a LW Bogdanka S.A.
- 25 lutego 2021 r. Spółka zidentyfikowała konieczność dokonania odpisu aktualizującego wartość udziałów w ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. w wysokości ok. 2 817 mln zł w jednostkowym sprawozdaniu finansowym za 2020 r. oraz odpisu aktualizującego wartość aktywów wytwórczych ENEA Wytwarzanie w wysokości ok. 2 881 mln zł w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK ENEA za 2020 r., o którym Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 7/2021.
- 11 marca 2021 r. ENEA S.A. podpisała umowę na sprzedaż zielonej energii z Krakowskim Holdingiem Komunalnym. Przedmiotem umowy jest sprzedaż 424 GWh energii elektrycznej z odnawialnych źródeł potwierdzona dokumentami określającymi źródła oraz ilość dostarczonej energii elektrycznej, sporządzone przez właściwą instytucję certyfikującą, potwierdzające pochodzenie energii ze źródeł odnawialnych.
- 26 marca 2021 r. zawarta została umowa sprzedaży dotycząca nabycia przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce PGE EJ1 sp. z o.o.
- 31 marca 2021 r. Skarb Państwa nabył od ENEA S.A. 532 523 udziały stanowiące 10% kapitału zakładowego PGE EJ1 sp. z o.o.

### Drugi kwartał

- 13 kwietnia 2021 r. – zawarcie umów z PKP CARGO S.A. na okres od 13 kwietnia 2021 r. do 13 października 2022 r. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego dla ENEA Elektrownia Połaniec S.A.
- 30 kwietnia 2021 r. – zawarcie przez ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. oraz LW Bogdanka S.A. umowy dostaw dodatkowych Nr UD/LW/02/2021 i Aneksu do Umowy Wieloletniej nr UW/LW/01/2012 z 19 lutego 2021 r.
- 11 maja 2021 r. Zarząd ENEA S.A. podjął decyzję o dokonaniu częściowego odkupu obligacji serii ENEA0921 przed terminem zapadalności w celu ich umorzenia w kwocie głównej 350 000 tys. zł powiększonej o należne odsetki oraz premię dla posiadaczy. Obligacje serii ENEA0921 zostały wyemitowane w wysokości 500 000 tys. zł 16 września 2015 r. na podstawie „Umowy Programowej dotyczącej Programu Emisji Obligacji do kwoty 5 000 000 000 zł z dnia 30 czerwca 2014 r.” z późn. zm. Niewykupiona część obligacji serii ENEA0921 o wartości nominalnej 150 000 tys. zł pozostaje w posiadaniu obligatariuszy do dnia zapadalności, tj. do 16 września 2021 r.
- 23 czerwca 2021 r. – otrzymanie przez ENEA Elektrownia Połaniec S.A. informacji od Ministra Klimatu i Środowiska o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego w sprawie otrzymanej przez ten podmiot pomocy publicznej w formie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> do 2016 r. z tytułu zrealizowanych modernizacji bloków energetycznych w latach 2013-2016. Na mocy decyzji Ministra Klimatu i Środowiska otrzymanej 9 sierpnia 2021 r. postępowania zostały w całości umorzone.
- 25 czerwca 2021 r. – podpisanie dokumentów dotyczących rozliczenia Projektu Węglowego w ramach Projektu Ostrołęka C oraz realizacji Projektu Gazowego w Ostrołęce, o których Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 20/2021 oraz 21/2021.
- 28 czerwca 2021 r. – zawarcie umowy z PKP CARGO S.A. na okres od 1 lipca 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego dla ENEA Elektrownia Połaniec S.A. z LW Bogdanka S.A.
- 28 czerwca 2021 r. – zawarcie umów z PKP CARGO S.A. na okres od 1 lipca 2021 r. do 31 grudnia 2022 r. na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego dla ENEA Wytwarzanie sp. z o.o.
- 30 czerwca 2021 r. – ENEA Innowacje sp. z o.o. podpisała umowę ramową o współpracy z NCBR Investment Fund ASI S.A.

### Trzeci kwartał

- 9 lipca 2021 r. – zawarcie Aneksu do Umowy sprzedaży węgla energetycznego nr 3/W/2021 oraz Umowy dodatkowej sprzedaży węgla energetycznego pomiędzy LW Bogdanka S.A. a ENEA Elektrownia Połaniec S.A.
- 9 lipca 2021 r. – zawarcie Aneksu do Umowy Wieloletniej sprzedaży węgla energetycznego nr UW/LW/01/2012 oraz Umowy dostaw dodatkowych pomiędzy LW Bogdanka S.A. a ENEA Wytwarzanie sp. z o.o.
- 9 lipca 2021 r. – zidentyfikowana została możliwość częściowego rozwiązania rezerwy utworzonej w kwocie 222,2 mln zł. Częściowe rozwiązanie rezerwy w kwocie ok. 114 mln zł nastąpiło w związku z planowanym rozliczeniem inwestycji realizowanej przez spółkę Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.
- 23 lipca 2021 r. – ENEA S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., Energa S.A. oraz Skarb Państwa zawarły porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego.
- 3 sierpnia 2021 r. – zawarcie Porozumienia Transakcyjnego nr 2 do Umowy Ramowej nr 14/DH/WE/2020 pomiędzy JSW S.A. a ENEA Wytwarzanie sp. z o.o.

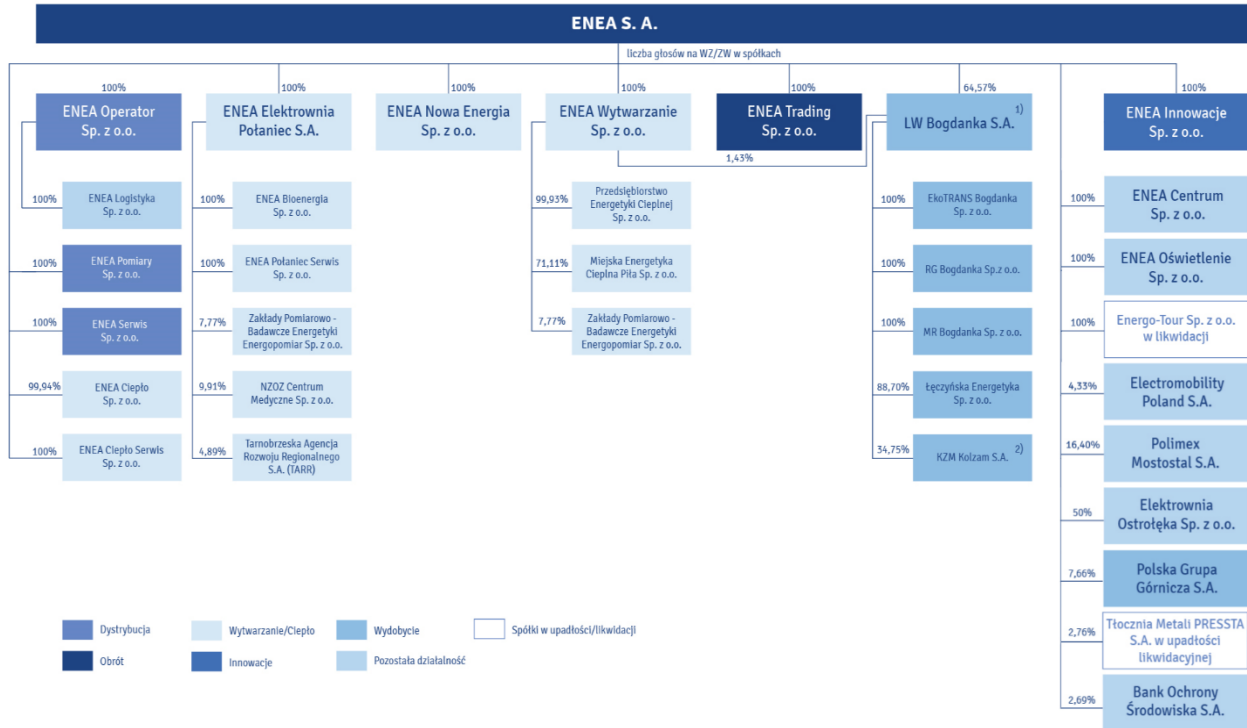
- 15 września 2021 r. do Spółki wpłynęło oświadczenie Pana Ireneusza Kulki, że z dniem 16 września 2021 r. rezygnuje z funkcji członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. oraz Przewodniczącego Komitetu ds. Audytu.

## **1.2. Zdarzenia po okresie sprawozdawczym**

- 4 października 2021 r. – zawarcie Aneksu do Umowy sprzedaży węgla energetycznego nr 3/W/2012 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec S.A., a LW Bogdanka S.A. na zakup węgla oraz aneksu do umowy dodatkowej sprzedaży węgla pomiędzy tymi podmiotami.
- 4 października 2021 r. – zawarcie Aneksu do Umowy Wieloletniej nr UW/LW/01/2012 oraz Umowy dostaw dodatkowych pomiędzy LW Bogdanka S.A. a ENEA Wytwarzanie sp. z o.o.
- 18 listopada 2021 r. ENEA S.A. oraz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podpisały warunkową umowę sprzedaży udziałów w trzech spółkach projektowych, których zadaniem będzie pozyskanie pozwoleń lokalizacyjnych na budowę farm offshore w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej na Morzu Bałtyckim. Zgoda UOKiK jest jedynym warunkiem zawieszającym dla umowy przedwstępnej. Wniosek do Prezesa UOKiK o koncentrację spółki PGE S.A. z ENEA S.A. został złożony 5 lipca 2021 r.
- 18 listopada 2021 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę, na mocy której z tym samym dniem w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A. powołany został Pan Tomasz Lis.

## 2. Organizacja i działalność Grupy Kapitałowej ENEA

### 2.1. Struktura Grupy Kapitałowej ENEA



<sup>1)</sup> ENE A S.A. łącznie z ENE A Wytwarzanie sp. z o.o. posiada 65,999% liczby głosów na WZ.

<sup>2)</sup> Postanowienie o umorzeniu postępowania upadł ościowego / spółka nie prowadzi działalności gospodarczej.

W GK ENEA funkcjonuje siedem wiodących podmiotów, tj. ENEA S.A. (obró t 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. (wydoby cie węgla). Pozostał e 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. tj. w szczególności ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. oraz LW Bogdanka S.A.<sup>3)</sup>

<sup>3)</sup> W dalszej części dokumentu nazwy spółek mogą być pokazywane bez skróconej formy organizacyjno-prawnej.

### 2.2. Zmiany w strukturze GK ENEA

#### Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych, w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. GK ENEA, poza inicjatywami związanymi z planowanymi zmianami, nie realizowała istotnych działań w zakresie restrukturyzacji majątkowej.

#### Dezinwestycje kapitałowe

Do dnia 31 marca 2021 r. Emitent posiadał 532 523 udziały PGE EJ1 sp. z o.o., stanowiące 10% kapitału zakł adowego tej spółki. 31 marca 2021 r. Skarb Państwa nabył od ENEA S.A. ww. udziały, w związku z tym ENEA S.A. nie jest już udziałowcem spółki PGE EJ1 sp. z o.o.

W pozostał ym zakresie w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. nie prowadzono istotnych działań w zakresie dezinwestycji kapitałowych.

#### Zmiany w organizacji

W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. GK ENEA kontynuowała działania ukierunkowane na realizację Strategii Korporacyjnej Grupy.

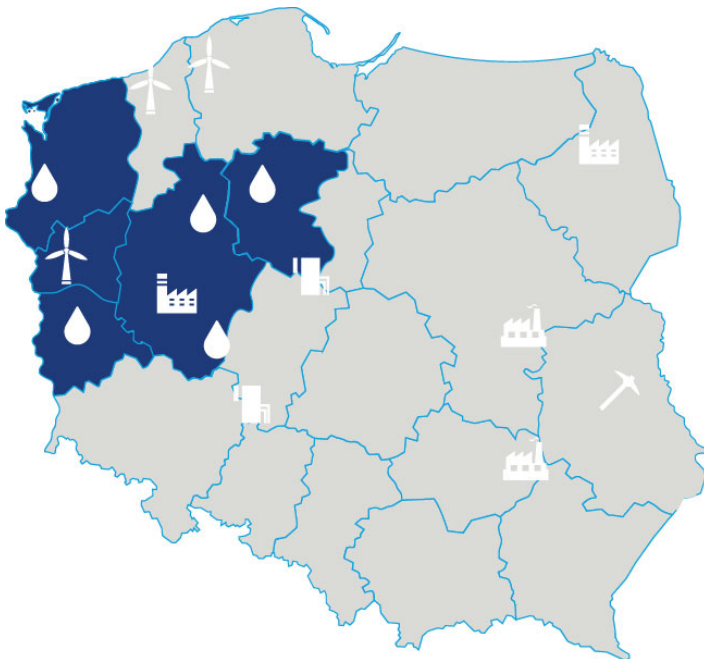
#### Inwestycje kapitałowe

Szczegółowy opis procesów związanych z inwestycjami kapitałowymi został zamieszczony w skróconym sprawozdaniu finansowym za pierwsze trzy kwartały 2021 r.

## Zdarzenia w raportowanym okresie oraz do dnia sporządzenia sprawozdania

- 19 stycznia 2021 r. został uruchomiony projekt „Połączenie ENEA Innowacje sp. z o.o. z ENEA Badania i Rozwój sp. z o.o.”. Celem połączenia spółek ENEA Innowacje sp. z o.o. oraz ENEA Badania i Rozwój sp. z o.o. jest optymalizacja działalności innowacyjnej w GK ENEA. 1 czerwca 2021 r. połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.
- 31 marca 2021 r. Skarb Państwa nabył od ENEA S.A. 532 523 udziały PGE EJ1 sp. z o.o., stanowiące 10% kapitału zakładowego tej spółki, w związku z tym ENEA S.A. nie jest już udziałowcem spółki PGE EJ1 sp. z o.o.
- 7 maja 2021 r. na Nadzwyczajnym Zgromadzeniu Wspólników ENEA Innowacje sp. z o.o., podjęto uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 4 500 000 zł, to jest z kwoty 26 360 000 zł do kwoty 30 860 000 zł, poprzez utworzenie 45 000 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. Podwyższenie zostało zarejestrowane 1 lipca 2021 r.
- We wrześniu 2021 r. sfinalizowano sprzedaż 187 500 akcji, które posiadała ENEA S.A. w kapitale zakładowym Polimex Mostostal S.A., zmniejszając dotychczasowy udział ENEA S.A. z 16,48% w kapitale zakładowym Spółki do 16,40% (38 812 524 akcji).

## 2.3. Obszary biznesowe GK ENEA



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

Wyszczególnienie	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana
Produkcja netto [tys. ton]	5 538	7 503	35,5%	1 841	2 556	38,8%
Sprzedaż węgla [tys. ton]	5 700	7 244	27,1%	2 178	2 654	21,9%
Zapasy (na koniec okresu) [tys. ton]	17	381	2 141,2%	17	381	2 141,2%
Roboty chodnikowe [km]	19,7	15,4	-21,8%	6,6	5,0	-24,2%



## 2.3.2. Wytwarzanie

### 2.3.2.1. Aktywa wytwórcze GK ENEA na dzień 30 września 2021 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana elektryczna [MW <sub>e</sub> ]	Moc osiągnięta elektryczna [MW <sub>e</sub> ]	Moc zainstalowana cieplna [MW <sub>t</sub> ]	MOC zainstalowana w OZE [MW <sub>e</sub> ]
Elektrownia Kozienice	4 071,8	4 020,0	125,4	-
Elektrownia Połaniec	1 879,0	1 899,0	130,0	230,0
Farmy wiatrowe Bardy, Darżyno i Baczyzna (Lubno I i Lubno II)	71,6	70,1	0,0	71,6
Biogazownie Liszkowo i Gorzestaw	3,8	3,8	3,1	3,8
Elektrownie Wodne	58,8	55,8	0,0	58,8
MEC Piła	9,9	9,9	129,5	-
PEC Oborniki	0,0	0,0	27,4	-
ENEA Ciepło (Elektrociepłownia Białystok, Ciepłownia Zachód)	203,5	156,6	684,1	78,5
<b>Razem [brutto]</b>	<b>6 298,4</b>	<b>6 215,2</b>	<b>1 099,5</b>	<b>452,6</b>

### 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

**Uwaga:** Powyższe dane przedstawiają wariant bazowy. Spółka posiada także równoległe warianty technologiczne o tym samym poziomie atrakcyjności, ale o odmiennej konfiguracji technologicznej skutkującej innym w czasie i ilościom odstawień bloków B1-B8 na potrzeby odtworzenia mocy wytwórczych.

Powyższe dane dla B1-B8 zostały sporządzone w oparciu o aktualnie zakładany w ramach projektu odtworzenia mocy wytwórczych harmonogram, natomiast dla pozostałych bloków w oparciu o aktualnie obowiązujący harmonogram pracy bloków i ujętych w nim odstawień jednostek wytwórczych. W ENEA Wytwarzanie zakończono prace koncepcyjne obejmujące analizę możliwości i zasadności wykorzystania paliwa gazowego (blok gazowo-parowy) w istniejącej infrastrukturze bloków klasy 200 MWe. Zakłada się odtworzenie całości posiadanych mocy wytwórczych z bloków klasy 200 MWe, jednak ostateczna wysokość mocy bloków do odtworzenia zostanie określona w wyniku przeprowadzonego postępowania przetargowego. Planowane jest kilkietapowe odtwarzanie mocy wytwórczych. Dopiero wybór docelowego modelu odtworzenia mocy pozwoli na zaktualizowanie harmonogramu wyłączeń bloków energetycznych klasy 200 MWe. Uzyskano wymagane zgody korporacyjne na wykonanie I etapu projektu związanego z przygotowaniem Specyfikacji Warunków Zamówienia (SWZ). Aktualnie trwa ten etap prac.

#### Elektrownia Połaniec

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

Powyższe dane zostały sporządzone w oparciu o aktualnie obowiązujący harmonogram pracy bloków i ujętych w nim odstawień jednostek wytwórczych. Aktualnie w ENEA Elektrownia Połaniec opracowywana jest koncepcja modernizacji B1. 28 lipca 2021 r. dokonano zmiany koncesji – podniesienia mocy zainstalowanej bloku nr 5 po przeprowadzonej modernizacji.

#### ENEA Nowa Energia

Na koniec września 2021 r. spółka posiadała majątek produkcyjny i nieprodukcyjny 21 stopni wodnych z obiektami towarzyszącymi, na których usytuowane są elektrownie wodne o mocy zainstalowanej od 132 kW do 24,8 MW, Elektrociepłownię Biogazową Liszkowo o mocy zainstalowanej 2,1 MW, farmy wiatrowe: Darżyno o mocy zainstalowanej 6,3 MW, Bardy o mocy zainstalowanej 50,02 MW oraz FW Lubno I i Lubno II o mocy zainstalowanej 7,65 MW każda. Elektrownie wodne usytuowane są na rzekach: Brda, Wda, Gwda, Rega, Drawa, Myśla, Obra i Wełna.

#### ENEA Ciepło

Blok	B1	B2	B3	B4 <sup>1)</sup>	Kotły wodne	K1	K2	K3	K4	K5
Moc zainstalowana [MW]	55	55	70	23,5	Moc zainstalowana [MW]	0	0	0	0	0
Moc termiczna [MWt]	98,4	108	108	0	Moc termiczna [MWt]	33	35	35	40	40
Planowany ostatni rok produkcji	2027	2040	2055	2040	Planowany ostatni rok produkcji	-	-	-	-	-

<sup>1)</sup> Turbozespół kondensacyjny zasilany z upustów bloku B1

### 2.3.2.3. Dane dotyczące ENEA Wytwarzanie – Elektrownia Koźienice, MEC Piła i PEC Oborniki <sup>1)</sup>

Wyszczególnienie	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	11 656	13 458	15,5%	4 833	5 229	8,2%
<i>ENEA Wytwarzanie - Elektrownia Koźienice</i>	11 603	13 415	15,6%	4 816	5 220	8,4%
<i>MEC Piła</i>	53	43	-18,9%	16	9	-43,8%
<b>Produkcja ciepła brutto [TJ]</b>	<b>654</b>	<b>802</b>	<b>22,6%</b>	<b>76</b>	<b>95</b>	<b>25,0%</b>

<sup>1)</sup> Ujęcie księgowo

Blok 11 Elektrowni Koźienice	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana
Produkcja energii elektrycznej netto [GWh]	3 775	4 137	9,6%	1 633	1 565	-4,2%
Średnie miesięczne obciążenie netto [MW]	707	719	1,7%	740	743	0,4%

### 2.3.2.4. Dane dotyczące ENEA Nowa Energia

Wyszczególnienie	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana
Całkowita produkcja z OZE (netto) [GWh], w tym:	240	199	-16,8%	56	53	-4,2%
<i>elektrownie wodne</i>	100	89	-11,7%	24	20	-16,6%
<i>farmy wiatrowe</i>	133	105	-21,0%	30	31	5,0%
<i>biogazownie</i>	6	6	-6,5%	2	2	10,9%

### 2.3.2.5. Dane dotyczące ENEA Elektrownia Połaniec

Wyszczególnienie	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym:	4 699	5 574	18,6%	1 473	2 114	43,5%
<i>ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych</i>	3 367	4 142	23,0%	1 145	1 595	39,3%
<i>ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (spalanie biomasy – Zielony Blok)</i>	1 041	1 193	14,6%	262	432	64,8%
<i>ENEA Elektrownia Połaniec – produkcja z odnawialnych źródeł energii (współspalanie biomasy)</i>	292	239	-18,0%	66	87	31,8%
<b>Produkcja ciepła brutto [TJ]</b>	<b>1 402</b>	<b>1 713</b>	<b>22,1%</b>	<b>505</b>	<b>567</b>	<b>12,3%</b>

### 2.3.2.6. Dane dotyczące ENEA Ciepło

Wyszczególnienie	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh] w tym:	258	304	17,8%	64	70	9,4%
<i>Produkcja netto ze źródeł konwencjonalnych – z wyłączeniem spalania biomasy</i>	74	142	91,9%	0	1	100,0%
<i>Produkcja z odnawialnych źródeł energii netto – spalanie biomasy</i>	184	162	-12,0%	64	69	7,8%
<b>Produkcja ciepła brutto [TJ] (razem z Ciepłownią Zachód)</b>	<b>2 403</b>	<b>2 898</b>	<b>20,6%</b>	<b>374</b>	<b>448</b>	<b>19,8%</b>

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

	Emisja CO <sub>2</sub> [t]	Przydział bezpłatnych uprawnień CO <sub>2</sub> [t]	Koszty z tytułu uprawnień [tys. zł]
<b>Elektrownia Kozienice</b>			
I-III kw. 2020	10 339 290	42 000 <sup>1)</sup>	1 089 442
I-III kw. 2021	11 918 548	- <sup>3)</sup>	1 596 430
<b>MEC Piła</b>			
I-III kw. 2020	53 084	11 827 <sup>2)</sup>	4 549 <sup>1)</sup>
I-III kw. 2021	60 551	- <sup>3)</sup>	9 164 <sup>1)</sup>
<b>Białystok – Elektrociepłownia</b>			
I-III kw. 2020	122 243	70 157 <sup>2)</sup>	5 182
I-III kw. 2021	220 187	- <sup>3)</sup>	25 756
<b>Białystok – Ciepłownia Zachód</b>			
I-III kw. 2020	7 314	668 <sup>2)</sup>	752
I-III kw. 2021	14 671	- <sup>3)</sup>	1 667
<b>Elektrownia Połaniec</b>			
I-III kw. 2020	3 402 368	1 241 357 <sup>2)</sup>	298 390
I-III kw. 2021	4 269 215	- <sup>3)</sup>	423 739
<b>Łęczyńska Energetyka<sup>4)</sup></b>			
I-III kw. 2020	29 754	6 535	2 410
I-III kw. 2021	35 401	- <sup>3)</sup>	7 743
<b>Razem I-III kw. 2020</b>	<b>13 954 053</b>	<b>1 372 544</b>	<b>1 400 725</b>
<b>Razem I-III kw. 2021</b>	<b>16 518 573</b>	<b>-</b>	<b>2 064 499</b>

<sup>1)</sup> Ujęcie księgowo

<sup>2)</sup> Jednorazowy przydział bezpłatnych uprawnień na rok 2020

<sup>3)</sup> Brak przydziału w okresie sprawozdawczym

<sup>4)</sup> Podmiot w GK LW Bogdanka posiadający uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>

### 2.3.2.8. Zaopatrzenie w paliwa

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej dla Elektrowni Kozienice jest węgiel kamienny w sortymencie miału. Podstawowymi paliwami używanymi w Elektrowni Połaniec w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. były węgiel w sortymencie miału oraz biomasa – głównie w postaci zrębki z drewna energetycznego, pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego produkty rolne. Podstawowymi paliwami używanymi w ENEA Ciepło – Elektrociepłowni Białystok w pierwszych trzech kwartałach 2021 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 okresie trzech kwartałów 2021 r.	LW Bogdanka (ok. 92%) PGG (ok. 7%)	LW Bogdanka (46%) PGG (ok. 47%)	LW Bogdanka (98%) PGG (2%)
Główny przewoźnik realizujący dostawy w okresie trzech kwartałów 2021 r.	PKP Cargo (ok. 100%)	Kolprem (ok. 20%) PKP Cargo (ok. 55%)	LW Bogdanka (98%) CTL LOGISTICS (2%)

Zakup paliwa	I-III kw. 2020 r.		I-III kw 2021 r.	
	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]	Ilość [tys. ton]	Koszt [mln zł]
Węgiel kamienny	5 855	1 502	7 483	1 793
Biomasa	1 392	378	1 527	310
Olej opałowy (ciężki) <sup>1)</sup>	9	12	18	34
Olej opałowy (lekki) <sup>2)</sup>	5	12	5	15
Gaz [tys. m <sup>3</sup> ] <sup>3)</sup>	15 785	18	13 659	15
<b>Razem [mln zł]</b>		<b>1 922</b>		<b>2 167</b>

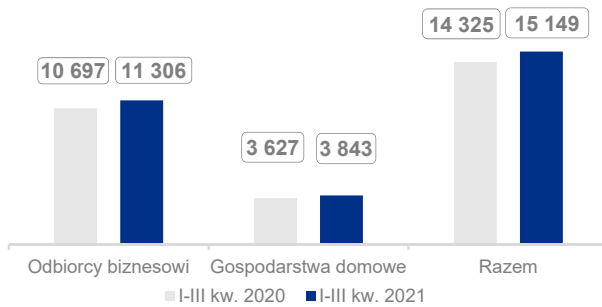
<sup>1)</sup> Paliwo rozpałkowe w B1-10 Elektrowni Kozienice i B1-7 Elektrowni Połaniec

<sup>2)</sup> Paliwo rozpałkowe w B11 Elektrowni Kozienice i B9 Elektrowni Połaniec oraz w ENEA Ciepło

<sup>3)</sup> Używany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w MEC Piła i w Ciepłowni Zachód

### 2.3.3. Dystrybucja

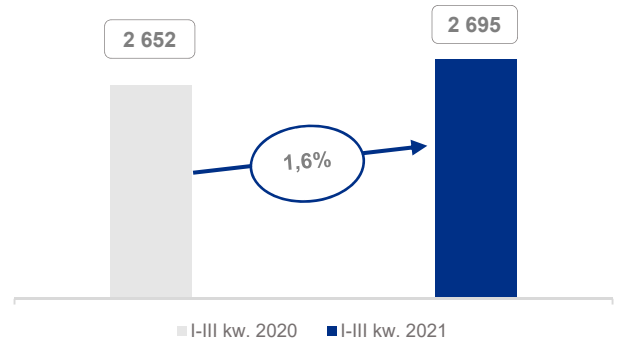
#### Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]



**106,34** tys. km – Długość linii dystrybucyjnych

**13,00** tys. km – Długość przyłączy

#### Liczba Odbiorców (w tys.)



**38,51** tys.szt. – Liczba stacji elektro-energetycznych

**965,99** tys. szt. – Liczba przyłączy

#### Przyłączone źródła OZE (w tym mikroinstalacje) na terenie działania ENEA Operator

Rok	Liczba przyłączonych źródeł OZE, z uwzględnieniem mikroinstalacji, narastająco [szt.]	Liczba przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków narastająco [szt.]	Suma mocy przyłączonych źródeł OZE, z uwzględnieniem mikroinstalacji, narastająco [MW]	Suma mocy przyłączonych mikroinstalacji wynikająca ze złożonych zgłoszeń i wniosków narastająco [MW]
2016	2 758	2 408	1 237	15
2017	4 573	4 213	1 269	28
2018	7 216	6 816	1 329	48
2019	19 500	19 008	1 497	134
2020	62 748	62 157	2 043	436
I-III kw. 2021	93 825	93 068	2 627	685

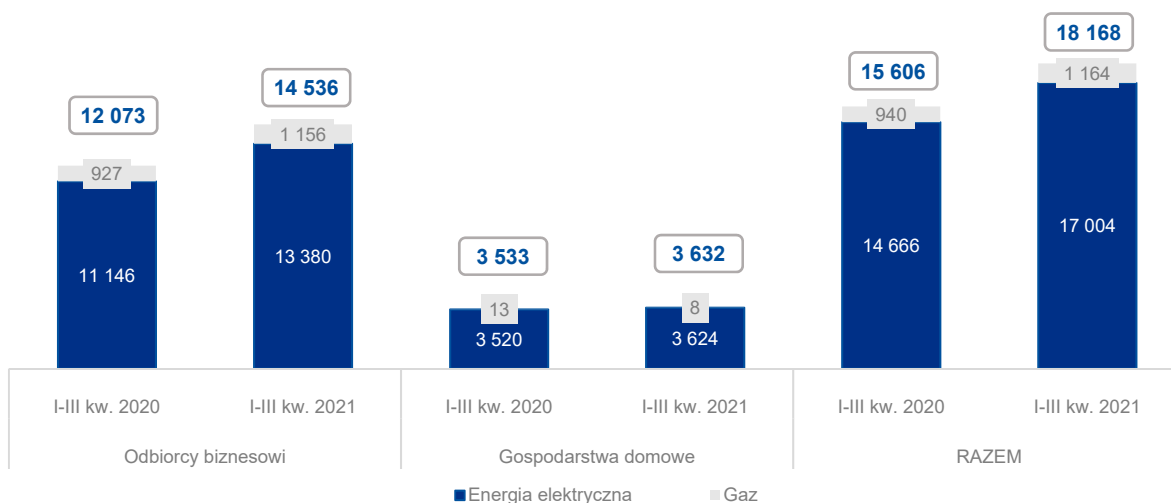
### 2.3.4. Obrót

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

W pierwszych trzech kwartałach 2021 r., w stosunku do analogicznego okresu 2020 r., nastąpił wzrost łącznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego o 2 562 GWh, tj. o 16 %. Wzrost dotyczył przede wszystkim sprzedaży energii elektrycznej w segmencie odbiorców biznesowych. W segmencie odbiorców biznesowych wolumen sprzedaży energii elektrycznej był wyższy o 2 234 GWh, tj. o 20 % i był spowodowany wyższym poziomem zakontraktowania na 2021 r. aniżeli w poprzednim roku. Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej w segmencie gospodarstw domowych wyniósł 104 GWh, tj. 3 %. Zwiększeniu uległ również wolumen sprzedaży paliwa gazowego w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 224 GWh, tj. o 24 %.

Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. wzrosły, w stosunku do analogicznego okresu 2020 r., o 693 mln zł, tj. o 15 %. Zwiększeniu uległy przychody zarówno w segmencie odbiorców biznesowych, jak również w segmencie gospodarstw domowych (odpowiednio o 17% i 10%).

#### 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

### MISJA:

ENEA dostarcza niezawodne produkty i usługi dla Klientów, budując trwałe relacje oparte na poszanowaniu środowiska naturalnego oraz wzajemnych wartości.

### WIZJA:

ENEA jest wiodącym dostawcą zintegrowanych produktów i usług, cenionym za jakość, kompleksowość i niezawodność.

### Strategia Rozwoju GK ENEA do 2030 r. z perspektywą 2035 r.

12 grudnia 2019 r., na mocy uchwały Rady Nadzorczej, ENEA S.A. przyjęła do realizacji Strategię do 2030 r. z perspektywą 2035 r.

GK ENEA zakłada prowadzenie swojej działalności w sposób zrównoważony, przy jednoczesnym minimalizowaniu oddziaływania na środowisko naturalne. Zaktualizowano kierunki rozwoju. Kluczowe z nich to:

1. transformacja aktywów wytwórczych w oparciu o źródła zero- i niskoemisyjne;
2. innowacyjne usługi dla Klientów ENEA;
3. nowoczesna komunikacja i modele współpracy z Klientem;
4. elektromobilność, technologie wodorowe;
5. Smart Grid – inteligentne rozwiązania dla Klientów;
6. automatyzacja, robotyzacja i digitalizacja procesów;
7. Internet Rzeczy, sztuczna inteligencja, blockchain;
8. magazynowanie energii;
9. pozyskanie paliw zgodnie z najlepszymi praktykami i poszanowaniem środowiska.

**ENEA zakłada transformację w kierunku innowacyjnego koncernu niskoemisyjnego, oferującego nie tylko energię elektryczną, lecz kompleksowe pakiety produktów i usług oczekiwanych przez Klientów.**

### Otoczenie i kluczowe oczekiwania interesariuszy



**Wzrost wartości**



**Przewaga konkurencyjna**



**Ochrona klimatu**



**Zielona energia**



**Stabilność finansowa**



**Bezpieczeństwo energetyczne**

Kierunki rozwoju stanowią fundament do określenia celów strategicznych dla GK ENEA. ENEA identyfikuje pięć najważniejszych celów strategicznych wspierających transformację GK ENEA w kierunku koncernu niskoemisyjnego:

1. dywersyfikacja portfela wytwórczego GK ENEA;
2. niezawodność i ciągłość dostaw energii elektrycznej;
3. odpowiedzialne partnerstwo w zrównoważonym zarządzaniu relacjami ze społecznościami lokalnymi, środowiskiem i Klientami;
4. zachowanie bezpieczeństwa finansowego GK ENEA;
5. innowacyjność we wszystkich aspektach działalności GK ENEA.

W ramach nadrzędnego celu istotny będzie również jej zrównoważony rozwój. Dlatego celem nadrzędnym GK ENEA jest „systematycznie rosnąca wartość GK ENEA przy zachowaniu zrównoważonego rozwoju”.

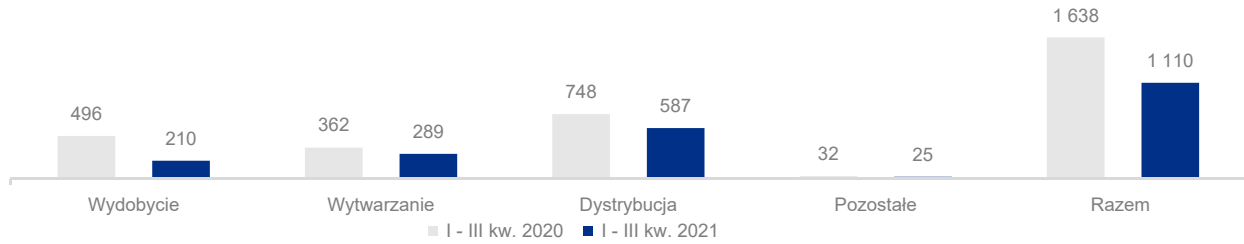
Aktualnie obowiązująca jeszcze Strategia GK ENEA zakłada osiągnięcie szeregu KPI w perspektywach odpowiednio 2030 r. oraz 2035 r. Szczegółowe parametry uwzględnione w Strategii, jak również informacje nt. przypisanych do tej Strategii nakładów inwestycyjnych, zostały zaprezentowane m.in. w raporcie bieżącym nr 36/2019.

Jednocześnie, wobec licznych oraz fundamentalnych zmian w otoczeniu branżowym, prowadzone są prace nad aktualizacją Strategii GK ENEA w celu zaadresowania obecnych wyzwań oraz warunków prowadzenia działalności w branży energetycznej. Zaktualizowana Strategia umożliwi ambitną, odpowiedzialną i efektywną transformację GK ENEA.

Mając na uwadze powyższe, na gruncie niniejszego sprawozdania, Emitent odstąpił od prezentacji realizacji wybranych KPI, ujętych w dokumencie dotychczas obowiązującej Strategii, z perspektywy wyników oraz danych operacyjnych wypracowanych w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.

## 2.5. Realizowane działania i inwestycje

### 2.5.1. CAPEX - nakłady inwestycyjne



CAPEX - nakłady inwestycyjne [mln zł]	III kw. 2020	III kw. 2021	Wykonanie III kw. 2021 / Plan III kw. 2021	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Wykonanie I-III kw. 2021 / Plan I-III kw. 2021	Plan 2021
Wydobycie	96,4	73,2	29,1%	495,9	210,3	46,4%	597,7
Wytwarzanie	107,3	84,6	81,5%	362,1	288,6	75,3%	568,8
Dystrybucja	259,2	215,6	87,7%	747,7	586,6	89,4%	901,3
Wsparcie i inne	11,4	8,8	16,6%	31,9	24,8	6,3%	440,1
<b>Razem wykonanie planu</b>	<b>474,3</b>	<b>382,2</b>	<b>58,4%</b>	<b>1 637,6</b>	<b>1 110,3</b>	<b>58,8%</b>	<b>2 507,9</b>

### Inwestycje związane z ochroną środowiska

Wyszczególnienie [mln zł]	Wykonanie III kw. 2021	Wykonanie I-III kw. 2021
Dostosowanie do konkluzji BAT (Elektrownia Połaniec)	11,5	48,1
Budowa źródła kogeneracyjnego w Pile (MEC Piła)	6,7	18,3
Dostosowanie do konkluzji BAT (Elektrownia Kozienice)	1,9	7,0
Pozostałe	7,2	13,9
<b>Łącznie inwestycje związane z ochroną środowiska</b>	<b>27,3</b>	<b>87,3</b>

### 2.5.2. Realizacje kluczowych projektów

#### Obszar Dystrybucji – ENEA Operator

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2021 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”;	564,3
• Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji;	13,3
• Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi;	4,8
• Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu.	0,2
Inwestycje planowane do realizacji w czwartym kwartale 2021 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”;	398,6
• Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie informatyki i telekomunikacji;	19,7
• Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie budynków i narzędzi;	13,0
• Rozwój w obszarze infrastruktury dla wspomaganie działalności w zakresie transportu.	9,5

ENEA Operator jest liderem wśród OSD w wykorzystaniu unijnych pieniędzy. Pozyskała największą kwotę dotacji na inwestycje z funduszy Unii Europejskiej spośród operatorów systemu dystrybucyjnego, w ramach budżetu UE na lata 2014-2020 - zdobyła ponad 40 proc. dostępnych środków unijnych przeznaczonych dla krajowych OSD. W sumie spółka pozyskała już ponad 400 mln zł dotacji.

## Obszar Wytwarzania – Elektrownia Kozienice

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:	
• elektrofiltr bloku nr 3 – 23 lipca 2021 r. przeprowadzono odbiór końcowy.	0,6
• elektrofiltr bloku nr 5 – 31 października 2020 r. został uruchomiony blok nr 5. 25 listopada 2020 r. został wykonany odbiór końcowy prac na obiekcie. 28 stycznia 2021 r. dokumentacja powykonawcza została odebrana. Inwestycja przekazana na majątek 24 lutego 2021 r.	0,03
• elektrofiltr bloku nr 8 – Modernizację elektrofiltru bloku nr 8 rozpoczęto 25 stycznia 2021 r. Po wykonanej modernizacji elektrofiltr bloku nr 8 zakończył Ruch Próbny z pozytywnym wynikiem 26 maja 2021 r. 15 czerwca 2021 r. przeprowadzono odbiór końcowy.	0,5
• w ramach Programu „Modernizacja układu wody chłodzącej Elektrowni Kozienice”: modernizacja kanału ujęciowego wody chłodzącej – projekt rozliczony 30 kwietnia 2021 r.	0,2
• modernizacja bloku nr 8 – modernizacja zakończona. Ruch Próbny z pozytywnym wynikiem przeprowadzono 26 maja 2021 r. Do realizacji pozostały usługi związane z modernizacją automatyki w zakresie części centralnej i wymiana przetwornic częstotliwości na wentylatorach WP.	38,0
• modernizacja bloku nr 3 – modernizacja zakończona, trwa rozliczanie projektu.	41,9
• w ramach Programu dostosowania ENEA Wytwarzanie do konkluzji BAT:	
• modernizacja instalacji odsiarczania spalin IOS II – Instalację, po modernizacji, odebrano 12 sierpnia 2021 r.	2,4
• modernizacja instalacji odsiarczania spalin IOS IV – Instalację, po modernizacji, odebrano 12 sierpnia 2021 r.	0,6
• modernizacja instalacji odsiarczania spalin IOS I – Instalację, po modernizacji, odebrano 3 września 2021 r.	0,6
Inwestycje planowane do realizacji w czwartym kwartale 2021 r.:	
1. Zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin wraz z modernizacją elektrofiltrów dla kotłów AP-1650 bloków nr 9 i 10 w ramach Programu modernizacji bloków 2 x 500 MW – kontynuacja z 2018 r.	8,8
2. W ramach Programu „Modernizacja układu wody chłodzącej Elektrowni Kozienice” z realizacją w latach 2019-2022:	
• budowa chłodni wentylatorowych wraz z pracami projektowymi;	0,6
• modernizacja pomp wody chłodzącej bloków 200 MW.	7,3
3. W ramach Programu dostosowania ENEA Wytwarzanie do konkluzji BAT:	
• zabudowa instalacji redukcji metali ciężkich ze ścieków IOS.	6,2

## Obszar Wytwarzania – Elektrownia Połaniec

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:	
• dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do konkluzji BAT.	48,1
Inwestycje planowane do realizacji w czwartym kwartale 2021 r.:	
• dostosowanie ENEA Elektrownia Połaniec do konkluzji BAT.	28,3

## Obszar Wytwarzania – ENEA Ciepło

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:	
• inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych;	10,3
• inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria;	6,7
• modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska;	0,1
• pozostałe inwestycje w obszarze Centrali;	4,5
• rewitalizacja kotła K7;	2,1
• odtworzenie młynów węglowych kotłów K-7 i K-8;	0,9
• wymiana sterowników w systemach automatyki klasy DCS oraz w systemach FSC na blokach i układach pozablokowych;	1,7
• budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego;	0,3
• pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok.	2,9
Inwestycje planowane do realizacji w czwartym kwartale 2021 r.:	
• inwestycje z dofinansowaniem - przebudowa istniejących sieci i węzłów ciepłych;	9,3
• inwestycje rozwojowe - budowa nowych sieci, przyłączy i węzłów ciepłych, telemetria;	5,6
• modernizacja kotłów węglowych w Ciepłowni Zachód w celu dostosowania do wymogów ochrony środowiska;	3,9
• pozostałe inwestycje w obszarze Centrali;	1,1
• rewitalizacja kotła K7;	1,4
• odtworzenie młynów węglowych kotłów K-7 i K-8;	0,3
• wymiana sterowników w systemach automatyki klasy DCS oraz w systemach FSC na blokach i układach pozablokowych;	1,8
• budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego;	1,7
• pozostałe inwestycje w obszarze Oddziału Elektrociepłowni Białystok.	2,9



## Obszar Wydobywania

Nazwa inwestycji	Wartość [mln zł]
Inwestycje zrealizowane w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:	
Inwestycje rozwojowe:	
• zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń.	210,3
Inwestycje operacyjne:	
• nowe wyrobiska i modernizacja istniejących – w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. wykonano 15,4 km chodników.	
Inwestycje planowane do realizacji w czwartym kwartale 2021 r.:	
Inwestycje rozwojowe:	
• zakup dóbr gotowych, maszyn i urządzeń;	387,3
• zakup i montaż kompleksu ścianowego.	
Inwestycje operacyjne:	
• nowe wyrobiska i modernizacja istniejących.	

Obszar	Zdarzenia
Obszar Handlu Detalicznego	<ul style="list-style-type: none"> <li>Uruchomiono nowy salon sprzedaży ENEA. Jest to pierwszy zaaranżowany w zupełnie nowej formule salon sprzedaży, w którym Klienci mogą szczegółowo zapoznać się z ofertą ENEA w zakresie zakupu energii elektrycznej i dodatkowych produktów oraz usług. Na jego powierzchnię składają się trzy strefy w których prezentowana jest oferta ENEA dla Klientów indywidualnych i biznesowych. Udostępnione w tych strefach materiały multimedialne, nowoczesne prezentacje oraz ekspozycje dają Klientom możliwości testowania i sprawdzenia oferowanych produktów.</li> <li>Rozpoczęło funkcjonowanie Mobile Biuro Obsługi Klienta (MBOK), czyli specjalny samochód wyposażony w dwa stanowiska obsługi, który będzie systematycznie odwiedzał miejscowości, w których nie ma stacjonarnych Biur Obsługi Klienta ENEA.</li> </ul>
Obszar Obsługi Klienta	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kontynuacja prac nad wprowadzeniem automatyzacji procesów obsługowych, z wykorzystaniem m.in. robotyzacji procesów biznesowych (RPA), która przełoży się na terminową realizację kluczowych wskaźników w ramach realizowanych procesów.</li> <li>Kontynuacja programu eKlient, którego celem jest wdrożenie nowych rozwiązań techniczno-organizacyjnych zwiększających poziom digitalizacji kontaktu z Klientem, rozwój nowoczesnych i niskokosztowych kanałów dotarcia do Klienta oraz jego obsługi, a także rozwój nowoczesnych kanałów obsługi i sprzedaży: zawieranie umów on-line, e-Wnioski, chatboty i voiceboty, marketplace.</li> <li>Uruchomienie w stacjonarnych BOK wysyłki dokumentów dołączanych do umowy na adres poczty elektronicznej podany przez Klienta w celu optymalizacji kosztów druku papierowych dokumentów.</li> <li>Realizacja projektu mobilnych Biur Obsługi Klientów, których celem jest podnoszenie jakości i efektywności sprzedaży produktów ENEA i skuteczne dotarcie do grupy Klientów z mniejszych miejscowości. Pierwszy mobilny BOK wyruszył w podróż obsługując do pięciu miast w Wielkopolsce, w których nie ma stacjonarnego BOK ENEA.</li> <li>Kontynuacja wizualizacji sieci BOK i utworzenie pilotażowego pierwszego Salonu Sprzedaży w Centrum Handlowym Malta w Poznaniu. Salony mają w swojej nowej wizualnej odsłonie łączyć działania kreujące wizerunek ENEA jako firmy innowacyjnej, ECO, otwartej na Klienta oraz koncentrować się na funkcjach sprzedażowo – marketingowych.</li> <li>Wdrożenie w systemach billingowych rozwiązań umożliwiających rozliczenia nowego składnika opłaty dystrybucyjnej – opłaty mocy oraz taryfy e-Mobility dla ogólnodostępnych stacji ładowania samochodów elektrycznych.</li> <li>Rozstrzygnięcie przetargu otwartego i podpisanie umowy na wydruk masowy dla Grupy ENEA z zewnętrzną drukarnią na okres trzech lat (do 31 grudnia 2024 r.)</li> </ul>
Obszar Handlu Hurtowego	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kontynuacja projektu „Dostosowanie (adaptacja) Spółek GK ENEA do zmian funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce”.</li> <li>Kontynuacja projektu „Rozwój działalności handlowej w obszarze obrotu biomasą przez ENEA Trading sp. z o.o.”.</li> </ul>

### 2.5.3. Zawarte umowy

#### 2.5.3.1. Umowy istotne dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA

W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. spółki z GK ENEA nie zawierały umów istotnych, przy czym we wskazanym okresie zawarto:

- aneksy do Umowy sprzedaży węgla energetycznego nr 3/W/2012 pomiędzy ENEA Elektrownia Połaniec a LW Bogdanka na zakup węgla oraz umowy dodatkowe sprzedaży węgla pomiędzy tymi podmiotami.
- aneksy do Umowy UW/LW/01/2012 sprzedaży węgla energetycznego pomiędzy ENEA Wytwarzanie a LW Bogdanka na zakup węgla oraz umowy dodatkowe sprzedaży węgla pomiędzy tymi podmiotami.
- LW Bogdanka zawarła ze spółką D. Trading International SA z siedzibą w Genewie umowę eksportu węgla energetycznego na teren Ukrainy.

#### 2.5.4. Źródła finansowania programu inwestycyjnego – emisje papierów wartościowych oraz kredyty i pożyczki

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 GK ENEA, w celu optymalizowania wysokości kosztów i terminów spłaty zadłużenia.

W okresie pierwszych trzech kwartałów 2021 r., ENEA S.A. nie zawierała nowych umów kredytowych.

Według nominalnego stanu zadłużenia na 30 września 2021 r., ENEA S.A. posiadała zaciągnięte długoterminowe kredyty w wysokości 1 758 mln zł.

Zadłużenie nominalne ENEA S.A. z tytułu wyemitowanych obligacji oraz zaciągniętych kredytów na dzień 30 września 2021 r. wynosiło łącznie 6 653 mln zł.

Jednocześnie spółki z GK ENEA są stronami indywidualnych umów kredytowych/pożyczkowych. Łączna suma zewnętrznego zadłużenia nominalnego z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek przez spółki z GK ENEA (z wyłączeniem ENEA S.A.) na 30 września 2021 r. wynosiła 52,6 mln zł.

W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. spółki z Grupy ENEA nie wypowiadały umów kredytów oraz pożyczek.

#### 2.5.5. Udzielone poręczenia i gwarancje

W trakcie pierwszych trzech kwartałów 2021 r. spółki z GK ENEA nie udzielały gwarancji bankowych o znaczącej wartości (próg istotności > 5 mln zł). We wskazanym okresie ENEA S.A. udzieliła jednej gwarancji korporacyjnej, a jej kwota stanowiła wartość 250 mln USD. Gwarancja ta zabezpiecza zobowiązania ENEA Trading. Na dzień 30 września 2021 r. łączna wartość poręczeń i gwarancji korporacyjnych udzielonych przez ENEA S.A. na zabezpieczenie zobowiązań spółek z GK ENEA wyniosła 1 021,3 mln zł, natomiast łączna wartość gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie ENEA S.A. i stanowiących zabezpieczenie zobowiązań spółek z GK ENEA wyniosła 535,9 mln zł.

#### 2.5.6. Transakcje zabezpieczające ryzyko stopy procentowej

W okresie pierwszych trzech kwartałów 2021 r. ENEA S.A. nie zawierała nowych transakcji zabezpieczających ryzyko stopy procentowej.

#### 2.5.7. Dystrybucja środków pieniężnych - programy emisji obligacji spółek zależnych

GK ENEA przyjęła model finansowania inwestycji, prowadzonych przez spółki zależne od ENEA S.A., poprzez finansowanie wewnątrzgrupowe. ENEA S.A. pozyskuje na rynku finansowym długoterminowe środki pieniężne, poprzez zaciąganie kredytów lub emisję obligacji, które następnie dystrybuje wewnątrz GK ENEA.

Aktualnie ENEA S.A. w Obszarach Wytwarzania i Dystrybucji ma zawarte wewnątrzgrupowe programy emisji obligacji, których początkowa łączna wartość nominalna wynosiła 5 371 mln zł. Programy te są w całości wykorzystane i częściowo wykupywane w ratach. Na dzień 30 września 2021 r. łączne nominalne zaangażowanie z tytułu objętych przez ENEA S.A. obligacji emitowanych w ramach ww. programów wynosi 3 207 mln zł. ENEA S.A. w latach ubiegłych zawarła także wewnątrzgrupowe umowy programowe emisji obligacji ze spółkami zależnymi, które służą finansowaniu inwestycji w Segmencie OZE i Segmencie Ciepło. Łączna kwota obligacji do wykupu w ramach tych programów na dzień 30 września 2021 r. wynosiła 12 mln zł.

#### 2.5.8. Udzielone pożyczki

W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. ENEA S.A. zawarła dwie nowe umowy pożyczek ze spółkami GK ENEA. W czerwcu 2021 r. ENEA S.A. zawarła umowę pożyczki z ENEA Operator na kwotę 1 090 mln zł oraz z MEC Piła na kwotę 15 mln zł. Stan zadłużenia nominalnego spółek wobec ENEA S.A. na 30 września 2021 r. wynosił 4 164 mln zł. Szczegółowe informacje nt. obowiązujących w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. umów pożyczek wewnątrzgrupowych oraz poziomu ich wykorzystania prezentuje poniższa tabela.

Data początkowa	Ostateczny termin spłaty	Spółka	Wartość umowy [tys. zł]	Kwota zaciągniętej pożyczki w I-III kw. 2021 r. [tys. zł]	Oprocentowanie	Zadłużenie z tyt. pożyczki na 30 września 2021 r. [tys. zł]
lipiec 2019 r.	grudzień 2026 r.	ENEA Operator	2 890 000	150 000	Stawka bazowa + marża	1 650 000
wrzesień 2019 r.	październik 2021 r.	Elektrownia Ostrołęka	199 000	0	Stale	199 000
styczeń 2020 r.	wrzesień 2024 r.	ENEA Wytwarzanie	2 200 000	0	Stawka bazowa + marża	1 800 000
luty 2020 r.	grudzień 2024 r.	ENEA Elektrownia Połaniec	500 000	0	Stawka bazowa + marża	500 000
czerwiec 2021 r.	grudzień 2031 r.	MEC Piła	15 000	15 000	Stawka bazowa + marża	15 000

#### 2.5.9. Transakcje z podmiotami powiązanymi

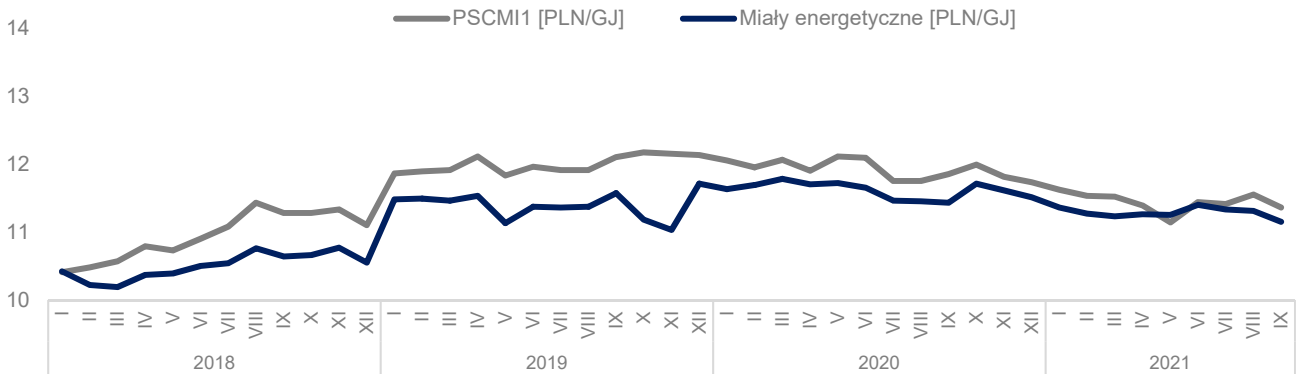
W okresie pierwszych trzech kwartałów 2021 r. ENEA S.A. oraz jednostki od niej zależne nie zawierały z podmiotami powiązanymi transakcji na warunkach nierynkowych. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi zawartych przez ENEA S.A. lub jednostkę od niej zależną znajdują się w nocie 24 w Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2021 r.

### 3. Model ryzyk Grupy ENEA

MODEL RYZYK	RYZYKA GŁÓWNE, NA KTÓRE NARAŻONA JEST GRUPA ENEA W OKREŚLONYCH KATEGORIACH	PRZYKŁADOWE DZIAŁANIA MITYGUJĄCE DLA RYZYK W OKREŚLONYCH KATEGORIACH
<b>STRATEGICZNE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko przyjęcia błędnych założeń dla długoterminowych projekcji finansowych</li> <li>Ryzyko niewłaściwego zarządzania informacją w sytuacji kryzysowej</li> <li>Ryzyko braku realizacji restrykcyjnych założeń polityki klimatycznej UE w obszarze wytwarzania</li> <li>Ryzyko luki pokoleniowej</li> <li>Ryzyko związane z poniesieniem niezaplanowanych wydatków i kosztów na skutek rozliczeń prowadzonych z interesariuszami budowy Elektrowni Ostrołęka C</li> <li>Ryzyko uznania nieprzestrzegania zasad Programu Zgodności</li> <li>Ryzyko niekorzystnych zmian prawnych w Polsce i UE, związane z niepewnością otoczenia legislacyjnego</li> <li>Ryzyko utraty koncesji</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Monitorowanie i weryfikacja prognoz kursów walutowych, stóp procentowych, ścieżek cenowych i innych założeń makroekonomicznych</li> <li>Utrzymywanie sprawnych kanałów komunikacji z kluczowymi jednostkami biznesowymi</li> <li>Wdrożenie rozwiązań mających na celu uzupełnienie, podniesienie, wzmocnienie kompetencji i wiedzy organizacji, m.in. poprzez programy płatnych staży i praktyk, współpraca ze szkołami patronackimi</li> <li>Zapewnienie transparentnego, konkurencyjnego i motywacyjnego systemu wynagrodzeń</li> <li>Monitorowanie przestrzegania Programu Zgodności i szkolenia pracowników</li> <li>Monitoring działań legislacyjnych</li> <li>Udział w pracach nad regulacjami branży energetycznej oraz zespołów tematycznych oraz innych towarzystw branżowych</li> </ul>
<b>FINANSOWE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko naruszenia umów o finansowanie</li> <li>Ryzyko pogorszenia ratingu</li> <li>Ryzyko wypowiedzenia umów przez banki</li> <li>Ryzyko utraty płynności finansowej</li> <li>Ryzyko poniesienia strat z tytułu niewywiązania się kontrahentów ze zobowiązań umownych (w tym ryzyko kredytowe)</li> <li>Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji inwestycji</li> <li>Ryzyko niekorzystnego otoczenia rynku ubezpieczeniowego</li> <li>Ryzyko wahan stóp procentowych</li> <li>Ryzyko przegrania toczących się spraw sądowych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Monitorowanie konwenantów bankowych w GK ENEA</li> <li>Bieżące konsultacje z agencją ratingową</li> <li>Bieżące konsultacje z bankami</li> <li>Prowadzenie usystematyzowanych działań w obszarze zarządzania ryzykiem kredytowym i windykacji</li> <li>Monitorowanie realizacji zadań inwestycyjnych</li> <li>Poszukiwanie nowych rynków reasekuracyjnych</li> <li>Opracowanie informacji dotyczących transformacji źródeł wytwórczych i prowadzenie dialogu z rynkiem ubezpieczeniowym i reasekuracyjnym</li> </ul>
<b>OPERACYJNE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko niespełnienia wymogów konkluzji BAT</li> <li>Ryzyko opóźnienia procesów przetargowych</li> <li>Ryzyko bezpieczeństwa teleinformatycznego w Grupie ENEA</li> <li>Ryzyko naruszenia przepisów prawa i regulacji wewnętrznych dotyczących ochrony danych osobowych</li> <li>Ryzyko niezbilansowania przychodów i kosztów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej</li> <li>Ryzyko przerw działania w wyniku wystąpienia intensywnych czynników atmosferycznych</li> <li>Ryzyko ubytków mocy spowodowanych warunkami hydrologicznymi</li> <li>Ryzyko niedostępności pracowników w wyniku stanu epidemii choroby zakaźnej</li> <li>Ryzyko niekorzystnego klimatu społecznego</li> <li>Ryzyko awarii przemysłowych i wypadków.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Monitoring realizacji inwestycji związanych ze spełnieniem wymogów konkluzji BAT</li> <li>Zarządzanie procesami zakupowymi</li> <li>Przeprowadzanie testów systemów IT pod względem zapewnienia bezpieczeństwa teleinformatycznego</li> <li>Przeprowadzanie kampanii informacyjnej wśród pracowników, w tym szkoleń wstępnych dot. m.in. zasad bezpieczeństwa teleinformatycznego</li> <li>Monitoring warunków hydrologicznych</li> <li>Bieżące wdrażanie zaleceń ogólnokrajowych w zakresie minimalizacji ryzyka zakażeń.</li> <li>Aktywny, regularny dialog ze stroną społeczną.</li> <li>Zwiększanie świadomości wśród pracowników w zakresie RODO poprzez szkolenia okresowe, e-learningowe</li> </ul>
<b>RYNKOWE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ryzyko zmienności cen towarów na rynku terminowym</li> <li>Ryzyko niedotrzymania ciągłości dostaw paliw</li> <li>Ryzyko wolumetryczne paliwa i transportu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Doskonalenie metod i narzędzi optymalizacji portfeli towarowych</li> <li>Utrzymywanie i rozwój kompetencji wewnątrz Spółki do zarządzania ryzykiem towarowym</li> <li>Dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i realizacji usług</li> <li>Monitoring rynku paliwowo-energetycznego</li> <li>Optymalizacja dostaw węgla w ramach Grupy</li> </ul>

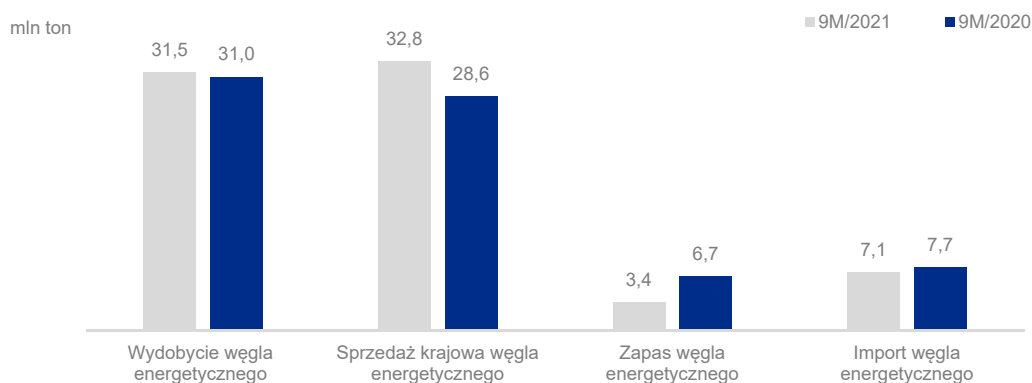
## 4. Otoczenie rynkowe

### Ceny węgla na rynku polskim



**PSCMI1:** Średnia cena z notowań Indeksu PSCMI1 w III kwartale 2021 r. wyniosła 11,44 zł/GJ, w porównaniu do średniej ceny w III kwartale 2020 r. na poziomie 11,78 zł/GJ, jest to spadek o 2,9% r/r. W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. średnia cena wyniosła 11,44 zł/GJ wobec 11,95 zł/GJ w roku 2020, co oznacza spadek o 4,3% r/r.

**Miały:** Średnia cena miałów energetycznych sprzedawanych do Energetyki Zawodowej w III kwartale 2021 r. wyniosła 11,26 zł/GJ w porównaniu do średniej ceny w III kwartale 2020 r. 11,45 zł/GJ, jest to spadek o 1,7% r/r. W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. średnia cena miałów na poziomie 11,28 zł/GJ była niższa o 2,8% r/r wobec 11,61 zł/GJ w roku 2020.



W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. polskie kopalnie wydobły łącznie 31,5 mln ton węgla energetycznego wobec 31,0 mln ton w analogicznym okresie roku 2020 (+1,7% r/r). Sprzedaż węgla energetycznego na krajowym rynku węgla wyniosła 32,8 mln ton i wzrosła o 14,8% r/r.

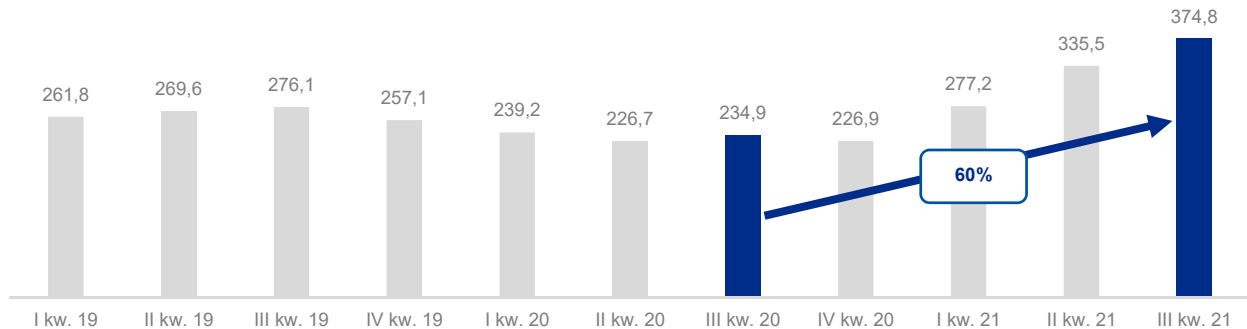
Zapasz węgla energetycznego na koniec września 2021 wyniósł 3,4 mln ton i był o 48,6% niższy w porównaniu do analogicznego okresu w roku 2020. W ciągu pierwszych trzech kwartałów 2021 r. zaimportowano na rynek krajowy 7,1 mln ton węgla energetycznego tj. o 7,9% mniej aniżeli w roku 2020.

### Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Ścieżka cenowa energii elektrycznej determinowana jest kosztami pozyskania paliwa produkcyjnego oraz kosztem zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które we wrześniu na rynku kasowym (spot EEX i ICE) kształtowały się na poziomie przekraczającym 60 EUR/tonę generując dodatkowe ryzyka związane z procesem kontraktacji terminowej.

## Ceny energii na rynku polskim

BASE\_Y\_20/21/22 (zł/MWh)



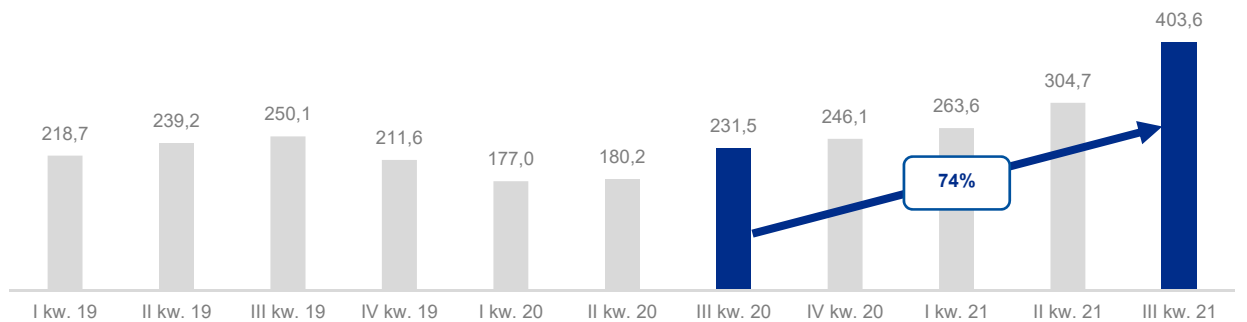
Źródło: TGE, ceny rozliczeniowe

Na hurtowym rynku terminowym energii elektrycznej średnia cena produktu BASE Y-22 w III kwartale 2021 r. wzrosła o 60%, do poziomu 374,84 zł/MWh, w stosunku do analogicznego produktu (tj. BASE Y-21) w III kwartale 2020 r.

Rynkowa cena BASE Y-22 w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. charakteryzowała się dużą zmiennością. Na początku roku kształtowała się na poziomie zbliżonym do 259,86 zł/MWh, by w końcowym okresie III kwartału osiągnąć poziom 432,70 zł/MWh.

Na kształtowanie się ceny BASE Y-22 w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. wpływ miały głównie zmiany cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

RDN BASE (zł/MWh)



Źródło: TGE, ceny rozliczeniowe

Średnia cena energii elektrycznej na rynku SPOT w III kwartale 2021 r. była wyższa o 74% w porównaniu do tego samego okresu w 2020 r. Do tego wzrostu głównie przyczyniła się znacząco wyższa wycena wszystkich miesięcy w kwartale niż w analogicznym okresie w 2020 r.

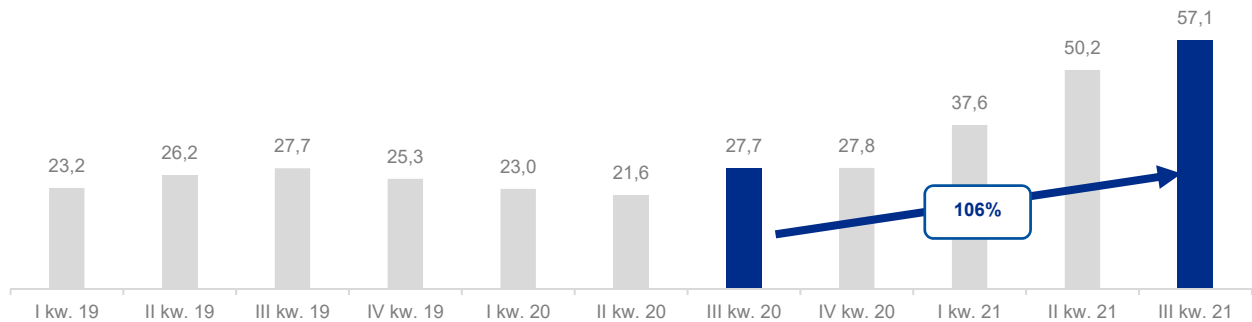
Na poziom cen energii elektrycznej na rynku SPOT w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. wpływ miały następujące czynniki:

- wysokie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (czynnik pro-wzrostowy),
- wysokie poziomy ubytków mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) (czynnik pro-wzrostowy),
- stosunkowo niska generacja wiatrowa w okresie zimowym (czynnik pro-wzrostowy),
- średnie zapotrzebowanie na moc w KSE na wyższym poziomie w porównaniu do 2020 r. (czynnik pro-wzrostowy),
- stosunkowo niskie temperatury powietrza w okresie zimowym (czynnik pro-wzrostowy),
- stosunkowo niski import energii z krajów sąsiadujących, a w sierpniu i wrześniu przewaga eksportu energii elektrycznej (czynnik pro-wzrostowy).

W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. wolumen obrotu frontowym produktem rocznym tj. BASE\_Y-22 wyniósł 8 686 MW, co oznacza istotny spadek w porównaniu do pierwszych trzech kwartałów 2020 r., kiedy w ramach kontraktacji BASE\_Y-21 zawarto transakcje opiewające łącznie na aż 11 148 MW (spadek o 22% r/r). Spadł również średni wolumen kontraktowany na każdej sesji z poziomu 58 MW w 2020 r. do 46 MW w roku 2021.

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

Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> (Dec-20) (EUR/t)



Źródło: ICE, ceny rozliczeniowe

W pierwszych dniach stycznia ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w dalszym ciągu znajdowały się w trendzie wzrostowym, zapoczątkowanym na przełomie października i listopada przez pozytywne informacje o uzyskaniu szczepionek przeciwko COVID-19, a wzmocnionym dodatkowo m.in. przez ustalenie nowego celu redukcji emisji na poziomie 55% do 2030 r., opóźnieniem aukcji pierwotnych oraz przydziałów darmowych uprawnień dla przemysłu. Ponadto, Wielka Brytania podjęła ostatecznie decyzję o opuszczeniu EU ETS i stworzeniu własnego systemu handlu emisjami, przy czym operatorzy uczestniczący w EU ETS w dalszym ciągu są zobowiązani do realizacji obowiązku za rok 2020.

Wzmocnienie trendu wzrostowego przypadało na termin uruchomienia aukcji pierwotnych. Pierwsza aukcja niemieckich uprawnień rozliczona została po cenie 33,51 EUR/t. Druga aukcja polskich uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> rozliczona została już w cenie wyższej o ponad 4 EUR/t, tj. 38,00 EUR/t. Ostatecznie ruch ten sprawił, że ceny osiągnęły poziom zbliżony do 40 EUR/t (maksymalny poziom przypadł na 12 lutego 2021 r. i wyniósł 40,02 EUR/t). Po tym przesileniu systemu doszło do korekty notowań, wywołanej najprawdopodobniej artykułem Bloomberga (zbieżność czasowa), w myśl którego KE rozważa wprowadzenie limitów uprawnień posiadanych w rejestrze przez podmioty uczestniczące w rynku (m.in. fundusze inwestycyjne), jako odpowiedź na spekulacyjny charakter wzrostu cen w lutym. Ostatecznie korekta zatrzymała się na poziomie 37,27 EUR/t i rozpoczął się kolejny gwałtowny wzrost cen, które osiągnęły poziom zbliżony do 43 EUR/t (42,99 EUR/t 17 marca 2021 r.). Dyskontowanie przez rynek możliwych skutków zmian w systemie EU ETS, które muszą zostać wprowadzone, aby dostosować EU ETS do zatwierdzonego nowego celu redukcyjnego, a także niepewność wynikająca ze zbliżającego się uruchomienia brytyjskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (UK ETS) spowodowały wzrost cen do poziomu 56,65 EUR/t w pierwszej połowie maja. Ostatecznie uruchomienie aukcji brytyjskich spowodowało chwilowe załamanie cen w systemie EU ETS w związku z transferem kapitału – instalacje brytyjskie posiadające uprawnienia europejskie spieniężyły je w celu zakupu uprawnień brytyjskich. Proceder ten zaobserwowany został podczas jeszcze dwóch kolejnych aukcji brytyjskich z coraz mniejszym wpływem na wycenę EUA. 14 lipca KE opublikowała długo oczekiwany pakiet dokumentów legislacyjnych o nazwie „Fit for 55” dotyczący szeroko pojętej polityki energetyczno-klimatycznej UE. Natomiast 22 lipca 2021 r., w komunikacie giełda EEX opublikowała aktualizację kalendarza aukcji na 2021 r. oraz nowy kalendarz na rok 2022 r, według którego wolumeny aukcyjne od 1 września 2021 r. do 31 sierpnia 2022 r. zmniejszą się o ok. 378,905 mln uprawnień EUA i trafią do rezerwy MSR.

Propozycje zmian zawarte w pakiecie „Fit for 55” to m.in.:

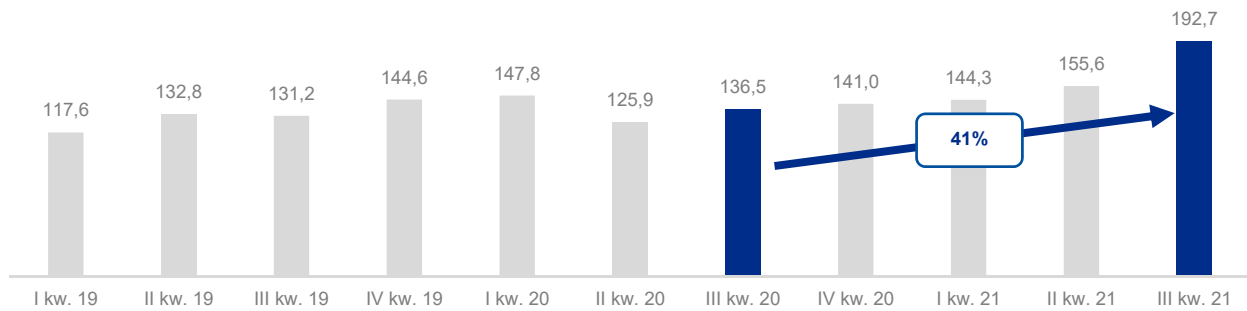
- rozszerzenie EU ETS na nowe sektory,
- postanowienia dotyczące łącznej wielkości emisji objętych systemem, w tym zwiększenie LRF i zmniejszenie CAPu,
- zmiana sposobu wykorzystywania dochodów aukcyjnych,
- zaostrzenie możliwości otrzymywania darmowych uprawnień.

Czynniki mające znaczenie z punktu widzenia wyceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w III kwartale:

- wysokie ceny gazu związane z niskimi stanami magazynów w Europie, wysokim popytem z Azji oraz niską podażą szczególnie z kierunku wschodniego,
- pakiet „Fit for 55” zaostrzający cele w EU ETS, CAP oraz działania mechanizmu rezerwy MSR
- zwiększone zapotrzebowanie na emisje związane ze wzmożonym wykorzystaniem węgla w europejskim miksie energetycznym ze względu na niską generację OZE oraz wysokie ceny gazu.

W efekcie zawirowań cenowych ostatecznie średni poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ukształtował się w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. na poziomie 48,46 EUR/t, a w samym III kwartale wyniósł on 57,10 EUR/t – o 106% więcej niż w analogicznym okresie 2020 r.

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



Źródło: TGE, indeksy z rynku sesyjnego

Notowania praw majątkowych „zielonych” przez zdecydowaną większość I kwartału 2021 r. trwały w kontynuacji trendu bocznego zapoczątkowanego w IV kwartale 2020 r. oscylując w okolicach 142,30 zł/MWh do połowy marca, a następnie w okolicach 149,18 zł/MWh. W maju rozpoczął się umiarkowany wzrost cen, w efekcie czego zbliżyły się one do granicy 167,18 zł/MWh na koniec I półrocza. Co ważne silne ruchy cenowe w drugiej połowie czerwca były efektem opublikowania 16 czerwca 2021 r. projektu rozporządzenia zwiększającego wysokość obowiązku z poziomu 19,35% (zgodnie z art. 59 Ustawy o OZE) do poziomu 19,5% na rok 2022 (utrzymanie poziomu z 2021 r.). Po tym, jak 26 lipca opublikowane zostało podsumowanie konsultacji społecznych dotyczących wspomnianego projektu rozporządzenia i proponowana wartość obowiązku została obniżona do poziomu 18,5% na rok 2022, odnotowano krótkoterminową korektę notowań, po której ceny kontynuowały silne wzrosty. W efekcie na ostatniej sesji wrześniowej wycena PMOZE\_A osiągnęła poziom 269,64 zł/MWh. Pomijając pojedyncze transakcje, podobna wycena świadectw miała miejsce przed 2012 r. Przyczyną takiego stanu rzeczy może być obecna sytuacja związana z trudnościami w obrocie pozasesyjnym (kwestia zmiany prawa w zakresie zamówień publicznych) oraz sytuacja na bilansie praw majątkowych.

Zgodnie z danymi przekazanymi przez TGE, w okresie od 1 lipca 2020 r. do 31 czerwca 2021 r. umorzonych zostało ok. 18,3 TWh praw majątkowych, podczas gdy w rejestrze pozostało w dalszym ciągu ok. 30,8 TWh. Przy publikacji kolejnego zestawienia danych TGE za lipiec – umorzono dodatkowe 7,2 TWh świadectw pochodzenia - w efekcie czego można przyjąć, że ilość aktywnych PMOZE\_A po realizacji obowiązku za rok 2020 osiągnęła poziom poniżej 25 TWh.

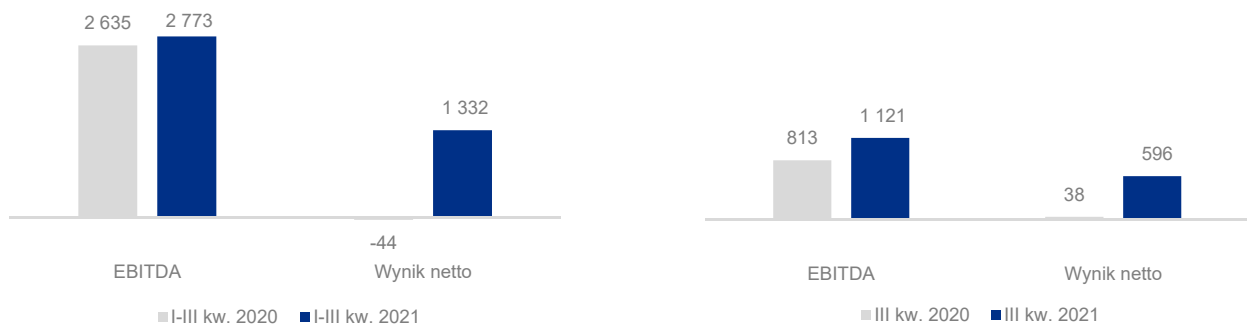
Średnia cena w III kwartale 2021 r. była o 41% wyższa w porównaniu do średniej ceny w analogicznym okresie 2020 r.

## 5. Sytuacja finansowa

### 5.1. Skonsolidowane wybrane dane finansowe

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	13 463 898	15 290 493	1 826 595	13,6%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	923 309	1 625 813	702 504	76,1%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	90 412	1 620 390	1 529 978	1 692,2%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	(43 704)	1 332 347	1 376 051	3 148,6%
<b>EBITDA</b>	<b>2 635 107</b>	<b>2 773 007</b>	<b>137 900</b>	<b>5,2%</b>
<b>Przepływy pieniężne netto z:</b>				
działalności operacyjnej	3 994 082	6 669 894	2 675 812	67,0%
działalności inwestycyjnej	(1 685 343)	(1 289 680)	395 663	23,5%
działalności finansowej	(1 489 578)	(1 286 078)	203 500	13,7%
Stan środków pieniężnych na koniec okresu	4 581 108	6 035 690	1 454 582	31,8%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	(62 417)	1 269 493	1 331 910	2 133,9%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk/ (strata) netto na akcję [zł]	(0,14)	2,88	3,02	2 157,1%
Rozwodniony zysk/ (strata) na akcję [zł]	(0,14)	2,88	3,02	2 157,1%

mIn zł



[tys. zł]	31 grudnia 2020	30 września 2021	Zmiana	Zmiana %
Aktywa razem	29 889 863	33 586 878	3 697 015	12,4%
Zobowiązania razem	16 795 510	19 049 725	2 254 215	13,4%
Zobowiązania długoterminowe	10 009 542	9 060 792	-948 750	-9,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	6 785 968	9 988 933	3 202 965	47,2%
Kapitał własny	13 094 353	14 537 153	1 442 800	11,0%
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Wartość księgowa na akcję [zł]	29,66	32,93	3,27	11,0%
Rozwodniona wartość księgowa na akcję [zł]	29,66	32,93	3,27	11,0%

[tys. zł]	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	4 514 443	5 467 155	952 712	21,1%
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	394 351	726 623	332 272	84,3%
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	100 749	691 076	590 327	585,9%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	37 939	596 317	558 378	1 471,8%
<b>EBITDA</b>	<b>813 409</b>	<b>1 120 872</b>	<b>307 463</b>	<b>37,8%</b>
Zysk/ (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	36 801	570 113	533 312	1 449,2%
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	-	-
Zysk/ (strata) netto na akcję [zł]	0,08	1,29	1,21	1 512,5%
Rozwodniony zysk/ (strata) na akcję [zł]	0,08	1,29	1,21	1 512,5%



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

	J.m.	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	tys. zł	13 463 898	15 290 493	1 826 595	13,6%	4 514 443	5 467 155	952 712	21,1%
EBITDA	tys. zł	2 635 107	2 773 007	137 900	5,2%	813 409	1 120 872	307 463	37,8%
EBIT	tys. zł	923 309	1 625 813	702 504	76,1%	394 351	726 623	332 272	84,3%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	tys. zł	(43 704)	1 332 347	1 376 051	3148,6%	37 939	596 317	558 378	1 471,8%
Zysk / (strata) netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	tys. zł	(62 417)	1 269 493	1 331 910	2133,9%	36 801	570 113	533 312	1 449,2%
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	tys. zł	3 994 082	6 669 894	2 675 812	67,0%	1 535 697	2 522 693	986 996	64,3%
CAPEX	tys. zł	1 637 593	1 110 254	-527 339	-32,2%	474 343	382 155	-92 188	-19,4%
Dług netto	tys. zł	4 636 332	1 075 242	-3 561 090	-76,8%	4 636 332	1 075 242	-3 561 090	-76,8%
Dług netto / EBITDA <sup>1)</sup>	-	1,37	0,31	-1,06	-77,4%	1,37	0,31	-1,06	-77,4%
Rentowność aktywów (ROA) <sup>1)</sup>	%	-0,2%	5,3%	5,5 p.p.	-	0,5%	7,1%	6,6 p.p.	-
Rentowność kapitału własnego (ROE) <sup>1)</sup>	%	-0,4%	12,2%	12,6 p.p.	-	1,0%	16,4%	15,4 p.p.	-
<b>Obrót</b>									
Sprzedaż energii elektrycznej i paliwa gazowego odbiorcom detalicznym	GWh	15 606	18 168	2 562	16,4%	5 102	5 993	891	17,5%
Liczba odbiorców (Punkty Poboru Energii)	tys.	2 557	2 609	52	2,0%	2 557	2 609	52	2,0%
<b>Dystrybucja</b>									
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom końcowym	GWh	14 325	15 149	824	5,8%	4 866	4 986	121	2,5%
Liczba klientów (stan na koniec okresu sprawozdawczego)	tys.	2 652	2 695	43	1,6%	2 652	2 695	43	1,6%
<b>Wytwarzanie</b>									
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej netto, w tym:	GWh	16 853	19 535	2 682	15,9%	6 426	7 466	1 041	16,2%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	15 096	17 742	2 646	17,5%	5 978	6 826	848	14,2%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	1 757	1 793	36	2,0%	448	640	192	43,0%
Wytwarzanie ciepła brutto	TJ	4 459	5 413	954	21,4%	954	1 111	158	16,5%
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	GWh	20 786	22 835	2 049	9,9%	7 348	8 349	1 001	13,6%
ze źródeł konwencjonalnych	GWh	15 096	17 742	2 646	17,5%	5 978	6 826	848	14,2%
z odnawialnych źródeł energii	GWh	1 757	1 793	36	2,0%	448	640	192	43,0%
z zakupu	GWh	3 933	3 300	-633	-16,1%	922	883	-39	-4,2%
Sprzedaż ciepła	TJ	3 989	4 871	882	22,1%	809	957	148	18,3%
<b>Wydobycie</b>									
Produkcja netto	tys. t	5 538	7 503	1 965	35,5%	1 841	2 556	715	38,8%
Sprzedaż węgla	tys. t	5 700	7 244	1 544	27,1%	2 178	2 654	477	21,9%
Zapas na koniec okresu	tys. t	17	381	364	2 141,2%	17	381	364	2 141,2%
Roboty chodnikowe	km	19,7	15,4	-4,3	-21,8%	6,6	5,0	-1,6	-24,2%

<sup>1)</sup> definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 68

### 5.3. Wyniki finansowe GK ENEA w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. oraz trzecim kwartale 2021 r.

#### Skonsolidowany rachunek zysków i strat w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	10 338 327	11 217 400	879 073	8,5%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	239 307	298 155	58 848	24,6%
Przychody ze sprzedaży gazu	202 196	288 358	86 162	42,6%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2 309 758	2 338 031	28 273	1,2%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	8 629	1 744	-6 885	-79,8%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	72 042	101 866	29 824	41,4%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	122 631	124 797	2 166	1,8%
Przychody ze sprzedaży węgla	160 830	258 060	97 230	60,5%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	0	652 951	652 951	100,0%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>13 453 720</b>	<b>15 281 362</b>	<b>1 827 642</b>	<b>13,6%</b>
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	10 178	9 131	-1 047	-10,3%
<b>Przychody ze sprzedaży netto oraz inne dochody</b>	<b>13 463 898</b>	<b>15 290 493</b>	<b>1 826 595</b>	<b>13,6%</b>
Amortyzacja	1 189 814	1 143 749	-46 065	-3,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	1 454 779	1 564 250	109 471	7,5%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 642 122	3 375 160	733 038	27,7%
Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	5 469 283	6 180 123	710 840	13,0%
Usługi przesyłowe	355 046	329 480	-25 566	-7,2%
Inne usługi obce	650 428	673 547	23 119	3,6%
Podatki i opłaty	335 387	351 519	16 132	4,8%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>12 096 859</b>	<b>13 617 828</b>	<b>1 520 969</b>	<b>12,6%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	182 284	145 683	-36 601	-20,1%
Pozostałe koszty operacyjne	129 409	145 906	16 497	12,7%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	53 432	-11 066	-64 498	-120,7%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(28 053)	(32 118)	-4 065	-14,5%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	521 984	3 445	-518 539	-99,3%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>923 309</b>	<b>1 625 813</b>	<b>702 504</b>	<b>76,1%</b>
Koszty finansowe	260 021	165 875	-94 146	-36,2%
Przychody finansowe	31 353	47 943	16 590	52,9%
Przychody z tytułu dywidend	275	217	-58	-21,1%
Odpisy/ (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	141 470	13 762	-127 708	-90,3%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-333 826	126 054	459 880	137,8%
Odpis/ (odwrócenie odpisów) z tytułu utraty wartości inwestycji w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych	129 208	0	-129 208	-100,0%
<b>Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>90 412</b>	<b>1 620 390</b>	<b>1 529 978</b>	<b>1 692,2%</b>
Podatek dochodowy	134 116	288 043	153 927	114,8%
<b>Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>(43 704)</b>	<b>1 332 347</b>	<b>1 376 051</b>	<b>3 148,6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>2 635 107</b>	<b>2 773 007</b>	<b>137 900</b>	<b>5,2%</b>

#### Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. (wzrost o 138 mln zł):

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 879 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 4 457 GWh, przy jednoczesnym spadku średniej ceny sprzedaży o 3% oraz niższych przychodach z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 59 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 900 TJ
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 86 mln zł głównie w wyniku wyższego wolumenu sprzedaży o 1 233 GWh

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 28 mln zł w efekcie wyższego wolumenu dystrybuowanej energii o 824 GWh, przy jednocześnie niższych przychodach z tytułu opłat za przyłączenie do sieci
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 30 mln zł wynika z większego zapotrzebowania na asortyment u klientów zewnętrznych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 97 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży
- (+) w I-III kw. 2021 r. rozpoznanie przychodów z tytułu Rynku Mocy w wysokości 653 mln zł
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 109 mln zł spowodowany głównie: wzrostem średniego zatrudnienia, wyższymi kosztami wynagrodzeń wraz z narzutami oraz zmianą stanu rezerw pracowniczych
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 733 mln zł wynika z:
  - (-) wzrostu kosztów emisji CO<sub>2</sub>, kosztów zużycia węgla, przy jednocześnie niższych kosztach zużycia biomasy dla całego Segmentu Wytwarzanie
  - (-) aktualizacji wyceny kontraktów CO<sub>2</sub>
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 711 mln zł wynika głównie z:
  - (-) energia elektryczna: wolumen +1 436 GWh; średnia cena +3%
  - (-) gaz ziemny: wolumen +1 210 GWh; średnia cena -6%
- (+) spadek kosztów usług przesyłowych o 26 mln zł wynika głównie ze spadku mocy umownej, wyższego wolumenu energii pobranej oraz niższych stawek opłaty stałej i zmiennej
- (-) wzrost kosztów usług obcych o 23 mln zł wynika głównie z: wyższych kosztów usług remontowych oraz kosztów usług zleczanych firmom zewnętrznym
- (-) wzrost kosztów podatków i opłat o 16 mln zł wynika m.in. z wyższego podatku od nieruchomości oraz z wyższych opłat eksploatacyjnych
- (-) w I-III kw. 2020 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 53,4 mln zł związanej w kosztach w grudniu 2019 r. w wysokości 68,6 mln zł na stratę na Taryfie G zatwierdzonej przez URE. W I-III kw. 2021 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 14,9 mln zł związanej w kosztach w grudniu 2020 r. na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 50,8 mln zł oraz ujęto w kosztach aktualizację tej rezerwy w wysokości 26,0 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 57 mln zł:
  - (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO<sub>2</sub> o 27 mln zł
  - (-) zmiana odpisów aktualizujących wartość należności przeterminowanych oraz należności nieściągalnych o 25 mln zł
  - (-) niższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 19 mln zł
  - (-) niższe saldo zwrotów od ubezpieczyciela o 12 mln zł
  - (+) niższe rezerwy na potencjalne roszczenia o 12 mln zł
  - (+) wyższy wynik na wycenie kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej, gazu i praw majątkowych o 16 mln zł

#### Istotne zmiany wpływające na wynik netto:

- (+) w I-III kw. 2021 r. ujęto częściowe rozwiązanie rezerwy na przyszłe zobowiązania inwestycyjne wobec spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w wysokości 114,1 mln zł utworzonej w kwocie 222,2 mln zł
- (+) w I-III kw. 2020 r. dokonano odpisu aktualizującego wartość udzielonych spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. pożyczek wraz z odsetkami w kwocie 141,5 mln zł, natomiast w I-III kw. 2021 r. dokonano odpisu aktualizującego wartość odsetek od pożyczek udzielonych spółce Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w kwocie 13,8 mln zł (różnica 127,7 mln zł)
- (+) w I-III kw. 2020 r. odpis aktualizujący wartość pakietu akcji w Polskiej Grupie Górniczej S.A. w wysokości 129 mln zł

#### Skonsolidowany rachunek zysków i strat w trzecim kwartale 2021 r.

[tys. zł]	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 555 411	4 149 231	593 820	16,7%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	52 592	63 403	10 811	20,6%
Przychody ze sprzedaży gazu	46 543	66 479	19 936	42,8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	744 177	770 768	26 591	3,6%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	735	91	-644	-87,6%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	29 298	42 161	12 863	43,9%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	38 432	43 244	4 812	12,5%
Przychody ze sprzedaży węgla	44 675	102 716	58 041	129,9%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	0	226 800	226 800	100,0%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>4 511 863</b>	<b>5 464 893</b>	<b>953 030</b>	<b>21,1%</b>
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 580	2 262	-318	-12,3%
<b>Przychody ze sprzedaży netto oraz inne dochody</b>	<b>4 514 443</b>	<b>5 467 155</b>	<b>952 712</b>	<b>21,1%</b>
Amortyzacja	418 846	394 168	-24 678	-5,9%
Koszty świadczeń pracowniczych	473 840	521 937	48 097	10,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	979 061	1 277 198	298 137	30,5%

Zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży	1 786 374	2 063 161	276 787	15,5%
Usługi przesyłowe	118 151	112 295	-5 856	-5,0%
Inne usługi obce	249 712	233 931	-15 781	-6,3%
Podatki i opłaty	114 160	115 677	1 517	1,3%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>4 140 144</b>	<b>4 718 367</b>	<b>578 223</b>	<b>14,0%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	46 793	65 824	19 031	40,7%
Pozostałe koszty operacyjne	29 798	72 051	42 253	141,8%
Zmiana rezerwy dotyczącej umów rodzących obciążenia	14 127	-7 330	-21 457	-151,9%
Zysk/ (strata) na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych oraz prawa do korzystania ze składnika aktywów	(10 858)	(8 527)	2 331	21,5%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	212	81	-131	-61,8%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>394 351</b>	<b>726 623</b>	<b>332 272</b>	<b>84,3%</b>
Koszty finansowe	86 313	48 964	-37 349	-43,3%
Przychody finansowe	8 017	12 243	4 226	52,7%
Przychody z tytułu dywidend	123	98	-25	-20,3%
Odpisy/ (odwrócenie odpisów) aktualizujące aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	2 733	3 774	1 041	38,1%
Udział w wynikach jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	-83 488	4 850	88 338	105,8%
Odpis/ (odwrócenie odpisów) z tytułu utraty wartości inwestycji w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych	129 208	0	-129 208	-100,0%
<b>Zysk/ (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>100 749</b>	<b>691 076</b>	<b>590 327</b>	<b>585,9%</b>
Podatek dochodowy	62 810	94 759	31 949	50,9%
<b>Zysk/ (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>37 939</b>	<b>596 317</b>	<b>558 378</b>	<b>1 471,8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>813 409</b>	<b>1 120 872</b>	<b>307 463</b>	<b>37,8%</b>

#### **Główne czynniki zmiany EBITDA GK ENEA w trzecim kwartale 2021 r. (wzrost o 307 mln zł):**

- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 594 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 1 931 GWh, przy jednocześnie niższych przychodach z Regulacyjnych Usług Systemowych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 11 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 149 TJ
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego o 20 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 149 GWh
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 27 mln zł wynika głównie z wyższych przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci oraz z wyższego wolumenu dystrybuowanej energii o 121 GWh
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 13 mln zł wynika z większego zapotrzebowania na asortyment u klientów zewnętrznych
- (+) wzrost przychodów ze sprzedaży węgla o 58 mln zł wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży
- (+) w III kw. 2021 r. rozpoznanie przychodów z tytułu Rynku Mocy w wysokości 227 mln zł
- (-) wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 48 mln zł spowodowany głównie: wyższymi kosztami wynagrodzeń wraz z narzutami oraz zmianą stanu rezerw pracowniczych
- (-) wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów o 298 mln zł wynika z:
  - (-) wzrostu kosztów emisji CO<sub>2</sub>, kosztów zużycia biomasy i węgla dla całego Segmentu Wytwarzanie
  - (+) aktualizacji wyceny kontraktów CO<sub>2</sub>
- (-) wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej i gazu o 277 mln zł wynika głównie z:
  - (-) energia elektryczna: wolumen +870 GWh; średnia cena +3%
  - (-) gaz ziemny: wolumen +128 GWh; średnia cena +10%
- (+) spadek kosztów usług obcych o 16 mln zł wynika głównie z: niższych kosztów usług remontowych oraz z wysokiej bazy kosztowej w LWB w III kw. 2020 r. (pomimo wzrostu produkcji węgla r/r, w analogicznym okresie roku 2020 sprzedano znaczną ilość węgla z zapasów, co przełożyło się na ujęcie w rachunku zysków i strat kosztów produkcji tego węgla)
- (-) w III kw. 2020 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 14,1 mln zł, zawiązanej w kosztach w grudniu 2019 r. w wysokości 68,6 mln zł na stratę na Taryfie G zatwierdzonej przez URE. W III kw. 2021 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 6,7 mln zł zawiązanej w kosztach w grudniu 2020 r. na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 50,8 mln zł oraz ujęto w kosztach aktualizację tej rezerwy w wysokości 14,1 mln zł
- (-) spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 21 mln zł:
  - (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO<sub>2</sub> o 17 mln zł
  - (-) niższe przychody z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 6 mln zł

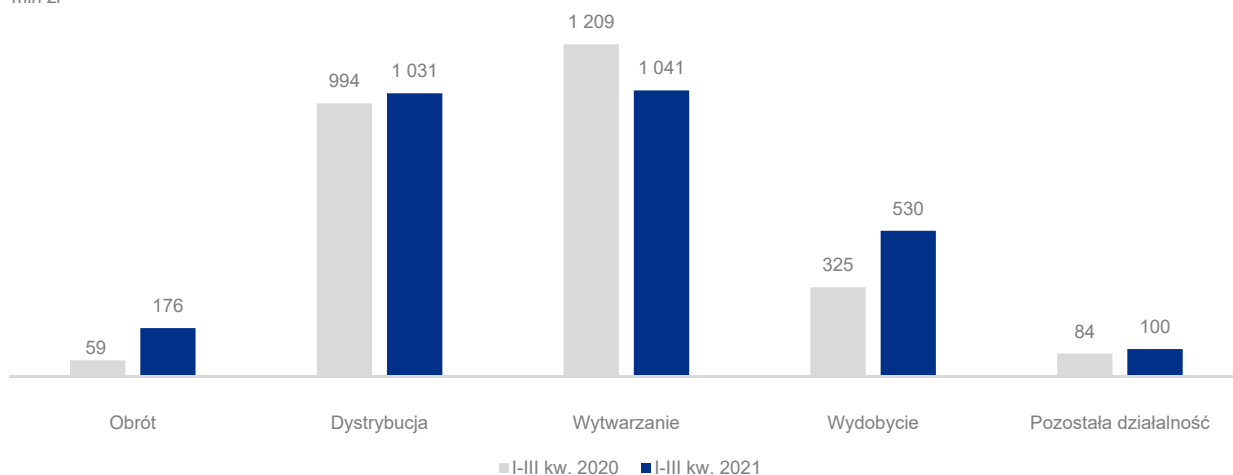
#### **Istotne zmiany wpływające na wynik netto:**

- (+) w III kw. 2020 r. odpis aktualizujący wartość pakietu akcji w Polskiej Grupie Górniczej S.A. w wysokości 129 mln zł

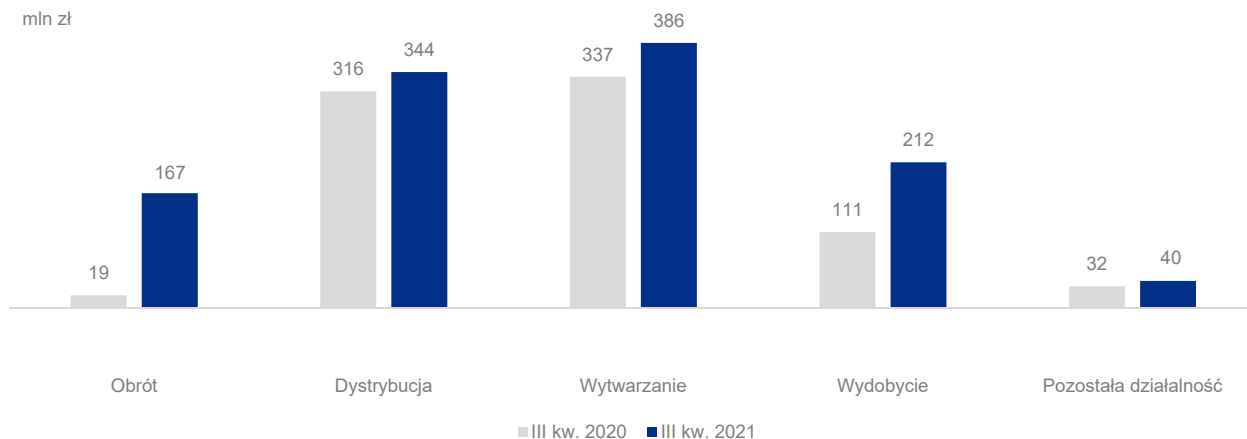
## Wyniki finansowe GK ENEA w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.

EBITDA [tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Obrót	58 858	176 254	117 396	199,5%	18 548	167 344	148 796	802,2%
Dystrybucja	994 027	1 031 148	37 121	3,7%	315 528	343 691	28 163	8,9%
Wytwarzanie	1 209 002	1 041 454	-167 548	-13,9%	336 923	386 129	49 206	14,6%
Wydobycie	324 929	530 442	205 513	63,2%	110 615	212 109	101 494	91,8%
Pozostała działalność	83 975	99 837	15 862	18,9%	31 546	39 583	8 037	25,5%
Pozycje nieprzypisane i wyłączenia	-35 684	-106 128	-70 444	-197,4%	249	-27 984	-28 233	-11 338,6%
<b>EBITDA Razem</b>	<b>2 635 107</b>	<b>2 773 007</b>	<b>137 900</b>	<b>5,2%</b>	<b>813 409</b>	<b>1 120 872</b>	<b>307 463</b>	<b>37,8%</b>

mln zł



mln zł



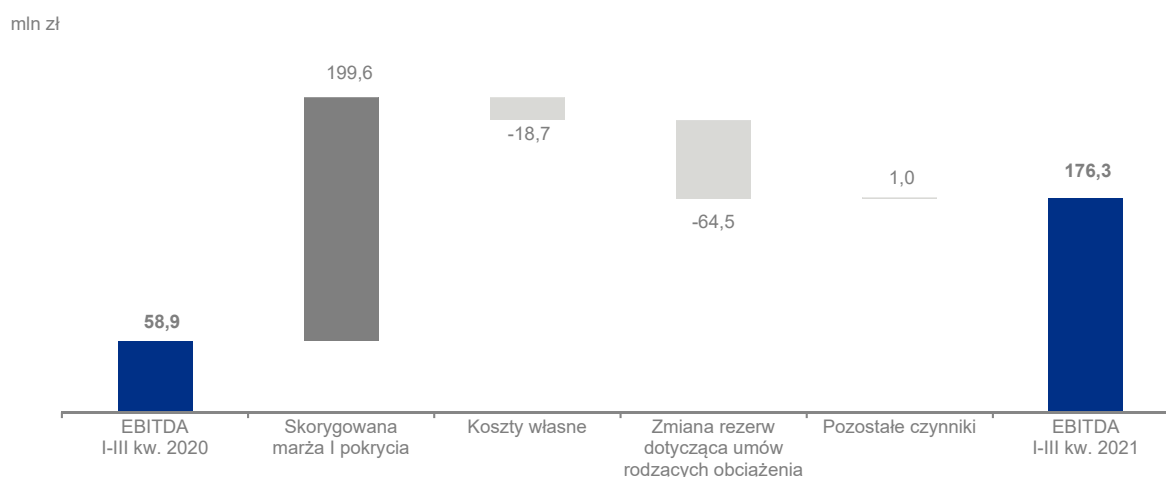
## Obszar Obrotu w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. oraz w trzecim kwartale 2021 r.

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

Handel hurtowy realizowany jest przez ENEA Trading.

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	5 871 544	7 121 700	1 250 156	21,3%	1 872 382	2 475 378	602 996	32,2%
EBIT	57 827	173 982	116 155	200,9%	18 180	166 671	148 491	816,8%
Amortyzacja	1 031	2 272	1 241	120,4%	368	673	305	82,9%
<b>EBITDA</b>	<b>58 858</b>	<b>176 254</b>	<b>117 396</b>	<b>199,5%</b>	<b>18 548</b>	<b>167 344</b>	<b>148 796</b>	<b>802,2%</b>
CAPEX <sup>1)</sup>	711	1 480	769	108,2%	34	195	161	473,5%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	36%	38%	2 p.p.	-	34%	36%	2 p.p.	-

<sup>1)</sup> bez inwestycji kapitałowych ENEA S.A.



### Główne czynniki zmiany EBITDA w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:

#### Skorygowana marża I pokrycia

- (+) spadek średniej ceny zakupu energii o 5,7%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 15,9%
- (-) spadek średniej ceny sprzedaży energii o 0,7%
- (-) wzrost kosztów obowiązków ekologicznych o 15,5%
- (-) spadek wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) spadek kosztów rezerw z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 1,0 mln zł
- (-) aktualizacja wyceny kontraktów CO<sub>2</sub>, transakcji terminowych energii, gazu i praw majątkowych

#### Koszty własne

- (-) wyższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 5,8 mln zł
- (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 12,7 mln zł

#### Zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia

(-) w I-III kw. 2020 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 53,4 mln zł związanej w kosztach w grudniu 2019 r. w wysokości 68,6 mln zł na stratę na Taryfie G zatwierdzonej przez URE. W I-III kw. 2021 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 14,9 mln zł związanej w kosztach w grudniu 2020 r. na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 50,8 mln zł oraz ujęto w kosztach aktualizację tej rezerwy w wysokości 26,0 mln zł

#### Pozostałe czynniki

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług o 15,6 mln zł
- (+) niższe koszty postępowań sądowych o 5,2 mln zł
- (+) wyższe przychody z tytułu licencji związanych z marką ENEA o 1,3 mln zł

- (+) niższe koszty rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 0,7 mln zł
- (+) niższe koszty składek na rzecz instytucji, do których przynależność nie jest obowiązkowa o 0,6 mln zł
- (+) niższe koszty darowizn o 0,5 mln zł
- (-) wyższe koszty usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 20,4 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 2,5 mln zł

mln zł



#### Główne czynniki zmiany EBITDA w trzecim kwartale 2021 r.:

##### **Skorygowana marża I pokrycia**

- (+) spadek średniej ceny zakupu energii o 3,9%
- (+) wzrost wolumenu sprzedaży energii o 17,3%
- (+) wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 0,9%
- (-) wzrost kosztów obowiązków ekologicznych o 6,2%
- (+) wzrost wyniku na obrocie paliwem gazowym
- (+) spadek kosztów rezerw z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PM OZE o 0,5 mln zł
- (+) aktualizacja wyceny kontraktów CO<sub>2</sub>, transakcji terminowych energii, gazu i praw majątkowych

##### **Koszty własne**

- (-) wyższe koszty ogólnego zarządu o 16,2 mln zł
- (+) niższe koszty bezpośrednie sprzedaży o 1,7 mln zł

##### **Zmiana rezerw dotycząca umów rodzących obciążenia**

(-) w III kw. 2020 r. ujęto w przychodach wykorzystanie części rezerwy w wysokości 14,1 mln zł, związanej w kosztach w grudniu 2019 r. w wysokości 68,6 mln zł na stratę na Taryfie G zatwierdzonej przez URE. W III kw. 2021 r. ujęto wykorzystanie części rezerwy w wysokości 6,7 mln zł związanej w kosztach w grudniu 2020 r. na stratę wynikającą z rozliczenia przez ENEA S.A. jako sprzedawcy z urzędu opustu na opłatach dystrybucyjnych w zakresie energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów w wysokości 50,8 mln zł oraz ujęto w kosztach aktualizację tej rezerwy w wysokości 14,1 mln zł

##### **Pozostałe czynniki**

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług o 14,3 mln zł
- (-) wyższe koszty usług dystrybucji dotyczące obowiązującego modelu rozliczenia z prosumentami o 5,4 mln zł
- (-) wyższe koszty rezerw na przewidywane straty i potencjalne roszczenia o 1,4 mln zł
- (-) wyższe odpisy aktualizujące należności o 0,5 mln zł
- (-) wyższe koszty darowizn o 0,5 mln zł

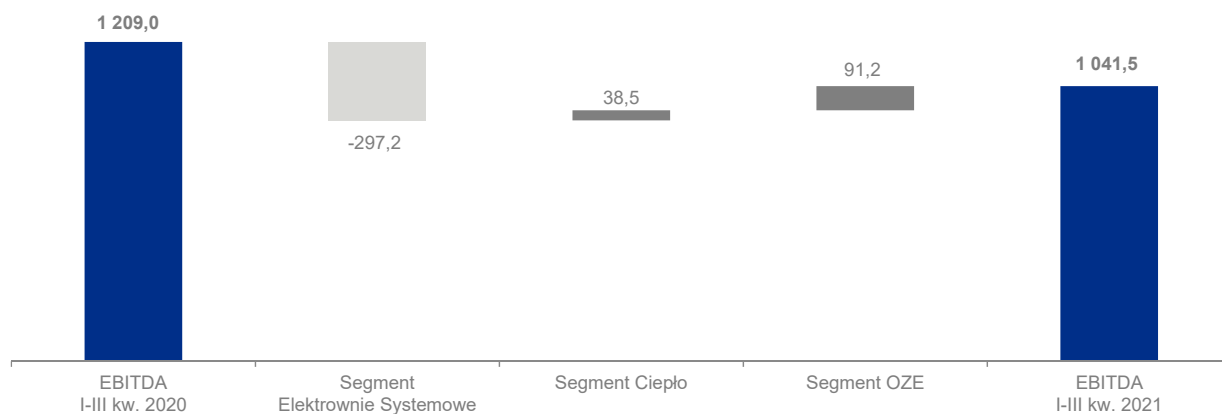
## Obszar Wytwarzania w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. oraz w trzecim kwartale 2021 r.

W obszarze Wytwarzania prezentowane są dane finansowe ENEA Wytwarzanie wraz z jej spółkami zależnymi, ENEA Nowa Energia, ENEA Ciepło, ENEA Ciepło Serwis, ENEA Elektrownia Połaniec, ENEA Połaniec Serwis i ENEA Bioenergia.

ENEA Wytwarzanie posiada m.in. jedenaście wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych w Elektrowni Kozienice. Natomiast ENEA Elektrownia Połaniec posiada siedem bloków węglowych o łącznej mocy osiągalnej 1 657 MW oraz największy na świecie blok opalany wyłącznie biomasą o mocy osiągalnej 225 MW.

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	6 270 577	7 205 692	935 115	14,9%	2 165 044	2 742 147	577 103	26,7%
<i>energia elektryczna</i>	5 766 109	5 941 372	175 263	3,0%	2 036 861	2 317 893	281 032	13,8%
<i>Rynek mocy</i>	0	652 951	652 951	100,0%	0	226 800	226 800	100,0%
<i>świadcstwa pochodzenia</i>	236 688	270 675	33 987	14,4%	64 362	114 900	50 538	78,5%
<i>ciepło</i>	234 428	292 621	58 193	24,8%	51 535	62 241	10 706	20,8%
<i>pozostałe</i>	33 352	48 073	14 721	44,1%	12 286	20 313	8 027	65,3%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	474	652	178	37,6%	201	202	1	0,5%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	6 271 051	7 206 344	935 293	14,9%	2 165 245	2 742 349	577 104	26,7%
EBIT	258 301	738 215	479 914	185,8%	193 368	284 028	90 660	46,9%
Amortyzacja	427 879	303 239	-124 640	-29,1%	143 555	102 101	-41 454	-28,9%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	522 822	0	-522 822	-100,0%	0	0	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>1 209 002</b>	<b>1 041 454</b>	<b>-167 548</b>	<b>-13,9%</b>	<b>336 923</b>	<b>386 129</b>	<b>49 206</b>	<b>14,6%</b>
CAPEX	362 117	288 552	-73 565	-20,3%	107 321	84 606	-22 715	-21,2%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	39%	38%	-1 p.p.	-	40%	40%	-	-

mln zł



### Główne czynniki zmiany EBITDA w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:

#### Segment Elektrownie Systemowe - spadek o 297,2 mln zł

- (-) niższa marża na obrocie i na Rynku Bilansującym o 486,6 mln zł
- (-) niższa marża na wytwarzaniu o 339,9 mln zł
- (-) niższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 64,3 mln zł
- (-) niższe pozostałe czynniki o 50,6 mln zł
- (+) przychody z Rynku Mocy 644,2 mln zł

#### Segment Ciepło - wzrost o 38,5 mln zł

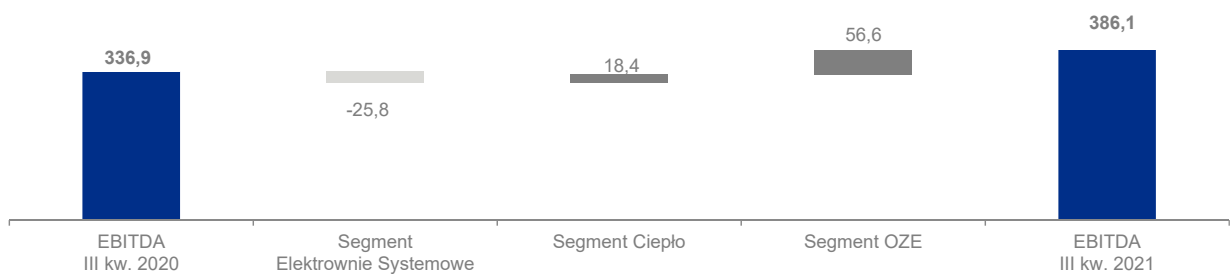
- (+) wyższa marża na ciepłe o 37,1 mln zł
- (+) przychody z Rynku Mocy 2,6 mln zł
- (-) wyższe koszty stałe o 9,0 mln zł
- (+) wyższe pozostałe czynniki o 7,8 mln zł



### Segment OZE - wzrost o 91,2 mln zł

(+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) +66,6 mln zł (w tym -3,0 mln zł ENEA Bioenergia): +67,4 mln zł wyższa marża na produkcji energii z OZE, +3,2 mln zł niższe koszty stałe, -0,9 mln zł niższa marża Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów,  
 (+) Obszar Wiatr (+16,3 mln zł): +13,8 mln zł wyższe przychody z tyt. świadectw pochodzenia, +7,6 mln zł wyższe przychody ze sprzedaży energii, -5,0 mln zł wyższe koszty stałe  
 (+) Obszar Woda (+7,2 mln zł): +6,2 mln zł przychody z Rynku Mocy, +6,1 mln zł wyższe przychody ze sprzedaży energii, -3,4 mln zł wyższe koszty stałe, -2,0 mln zł niższe przychody z tyt. świadectw pochodzenia  
 (+) Obszar Biogaz (+1,0 mln zł): głównie +1,3 mln zł wyższe przychody z tyt. świadectw pochodzenia

mln zł



### Główne czynniki zmiany EBITDA w trzecim kwartale 2021 r.:

#### Segment Elektrownie Systemowe – spadek o 25,8 mln zł

(-) niższa marża na obrocie i na Rynku Bilansującym o 119,9 mln zł  
 (-) niższa marża na wytwarzaniu o 101,3 mln zł  
 (-) niższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 13,5 mln zł  
 (+) przychody z Rynku Mocy 224,5 mln zł  
 (-) niższe pozostałe czynniki o 15,5 mln zł

#### Segment Ciepło – wzrost o 18,4 mln zł

(+) wyższa marża na ciepłe o 16,7 mln zł  
 (-) wyższe koszty stałe o 0,7 mln zł  
 (+) wyższe pozostałe czynniki o 2,4 mln zł

#### Segment OZE – wzrost o 56,6 mln zł

(+) Obszar Biomasa (Zielony Blok) +48,5 mln zł (w tym 0,4 mln zł ENEA Bioenergia): +48,6 mln zł wyższa marża na produkcji energii z OZE, -3,9 mln zł niższa marża Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów, +3,4 mln zł niższe koszty stałe  
 (+) Obszar Wiatr (+6,2 mln zł): +2,1 mln zł wyższe przychody z tyt. świadectw pochodzenia, +5,4 mln zł wyższe przychody ze sprzedaży energii, -1,4 mln zł wyższe koszty stałe  
 (+) Obszar Woda (+1,9 mln zł): +2,3 mln zł przychody z Rynku Mocy, +2,5 mln zł wyższe przychody ze sprzedaży energii, -2,0 mln zł niższe przychody z tyt. świadectw pochodzenia, -1,0 mln zł wyższe koszty stałe

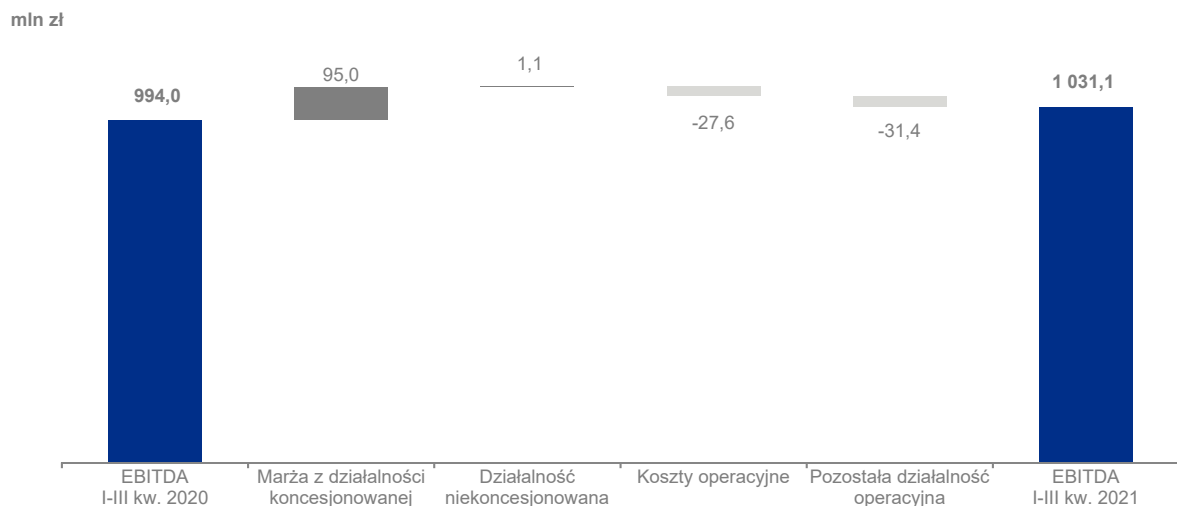
## Obszar Dystrybucji w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. oraz w trzecim kwartale 2021 r.

ENEA Operator odpowiada za dystrybucję energii elektrycznej do 2,7 mln Klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce na obszarze 58,2 tys. km<sup>2</sup>. Podstawowym zadaniem ENEA Operator jest dostarczanie energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu odpowiednich parametrów jakościowych.

W obszarze Dystrybucji prezentowane są dane finansowe Spółek:

- ENEA Operator
- ENEA Serwis
- ENEA Pomiary
- ENEA Logistyka
- Annacond Enterprises (do 24 lutego 2020 r.)

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	2 397 703	2 438 616	40 913	1,7%	775 385	810 028	34 643	4,5%
usługi dystrybucyjne do odbiorców końcowych	2 145 131	2 242 709	97 578	4,5%	717 857	734 421	16 564	2,3%
opłaty za przyłączenie do sieci	112 765	63 552	-49 213	-43,6%	11 961	27 155	15 194	127,0%
pozostałe	139 807	132 355	-7 452	-5,3%	45 567	48 452	2 885	6,3%
<b>EBIT</b>	<b>525 422</b>	<b>529 737</b>	<b>4 315</b>	<b>0,8%</b>	<b>155 879</b>	<b>174 346</b>	<b>18 467</b>	<b>11,8%</b>
Amortyzacja	468 605	501 411	32 806	7,0%	159 649	169 345	9 696	6,1%
<b>EBITDA</b>	<b>994 027</b>	<b>1 031 148</b>	<b>37 121</b>	<b>3,7%</b>	<b>315 528</b>	<b>343 691</b>	<b>28 163</b>	<b>8,9%</b>
CAPEX	747 729	586 632	-161 097	-21,5%	259 221	215 573	-43 648	-16,8%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	15%	13%	-2 p.p.	-	14%	12%	-2 p.p.	-



### Główne czynniki zmiany EBITDA w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:

#### Marża z działalności koncesjonowanej

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 98 mln zł
- (-) niższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 49 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych o 24 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 19 mln zł
- (+) wyższe pozostałe przychody o 3 mln zł

#### Koszty operacyjne

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 15 mln zł
- (-) wyższe koszty podatków i opłat o 6 mln zł
- (-) wyższe koszty usług obcych o 5 mln zł
- (-) wyższe pozostałe koszty o 2 mln zł

#### Pozostała działalność operacyjna

- (-) niższe przychody z tytułu otrzymanych kar umownych i odszkodowań o 15 mln zł
- (-) zmiana stanu odpisów aktualizujących o 10 mln zł

- (-) niższe przychody z tytułu kolizji o 9 mln zł
- (+) niższe koszty likwidacji o 3 mln zł

mln zł



#### Główne czynniki zmiany EBITDA w trzecim kwartale 2021 r.:

##### **Marża z działalności koncesjonowanej**

- (+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 17 mln zł
- (+) wyższe przychody z tyt. opłat za przyłączenie do sieci o 15 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych o 6 mln zł
- (+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 7 mln zł

##### **Koszty operacyjne**

- (-) wyższe koszty świadczeń pracowniczych o 8 mln zł
- (+) niższe koszty usług obcych o 2 mln zł

##### **Pozostała działalność operacyjna**

- (-) zmiana stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego o 8 mln zł
- (-) niższe przychody z tytułu otrzymanych kar umownych i odszkodowań o 5 mln zł
- (+) niższe koszty likwidacji o 1 mln zł

## Obszar Wydobycia w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. oraz w trzecim kwartale 2021 r.

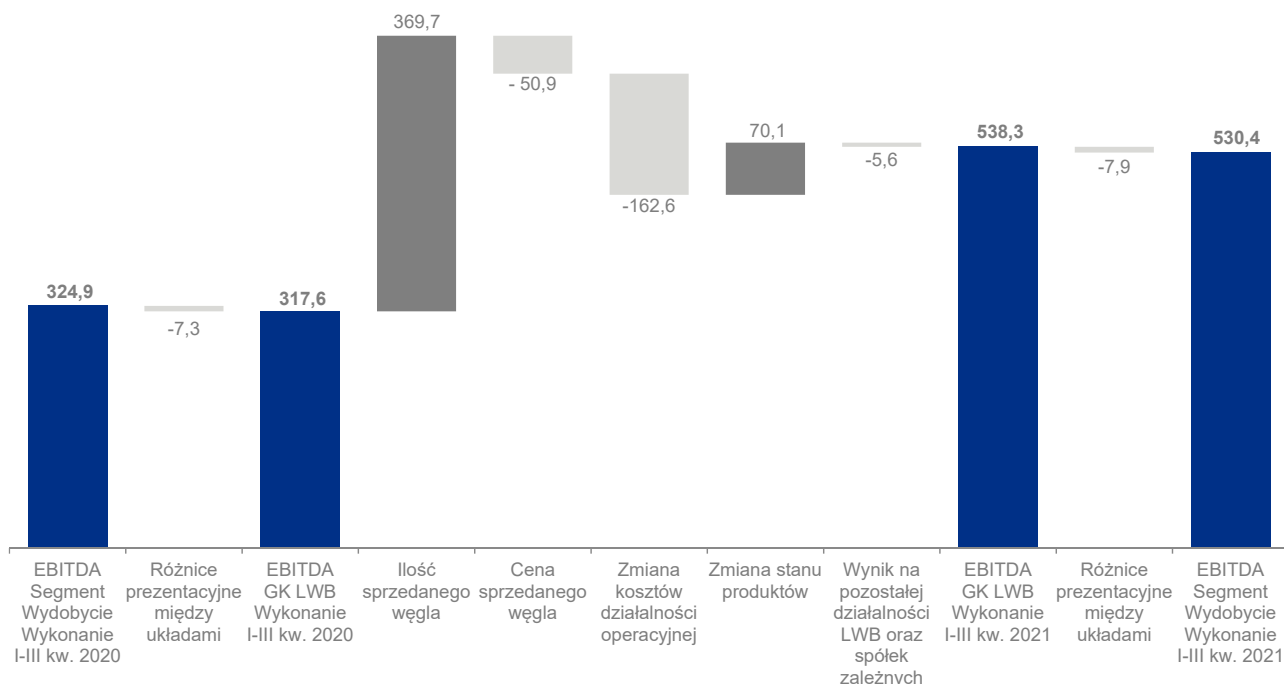
W obszarze Wydobycia prezentowane są wyniki finansowe GK LW Bogdanka z jednostką dominującą – Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. oraz jej spółkami zależnymi.

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

Głównymi odbiorcami jest energetyka zawodowa i przemysłowa.

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	1 346 439	1 662 301	315 862	23,5%	502 243	619 885	117 642	23,4%
węgiel	1 320 231	1 627 001	306 770	23,2%	493 996	608 438	114 442	23,2%
pozostałe produkty i usługi	16 837	22 340	5 503	32,7%	4 916	6 284	1 368	27,8%
towary i materiały	9 371	12 960	3 589	38,3%	3 331	5 163	1 832	55,0%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	7 095	6 181	-914	-12,9%	2 279	2 002	-277	-12,2%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	1 353 534	1 668 482	314 948	23,3%	504 522	621 887	117 365	23,3%
EBIT	75 328	235 057	159 729	212,0%	9 306	103 653	94 347	1 013,8%
Amortyzacja	250 439	295 298	44 859	17,9%	101 097	108 375	7 278	7,2%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	(838)	87	925	110,4%	212	81	-131	-61,8%
<b>EBITDA</b>	<b>324 929</b>	<b>530 442</b>	<b>205 513</b>	<b>63,2%</b>	<b>110 615</b>	<b>212 109</b>	<b>101 494</b>	<b>91,8%</b>
CAPEX	495 873	210 344	-285 529	-57,6%	96 388	73 220	-23 168	-24,0%
Udział przychodów ze sprzedaży obszaru w przychodach ze sprzedaży netto Grupy	8%	9%	1 p.p.	-	9%	9%	-	-

mln zł



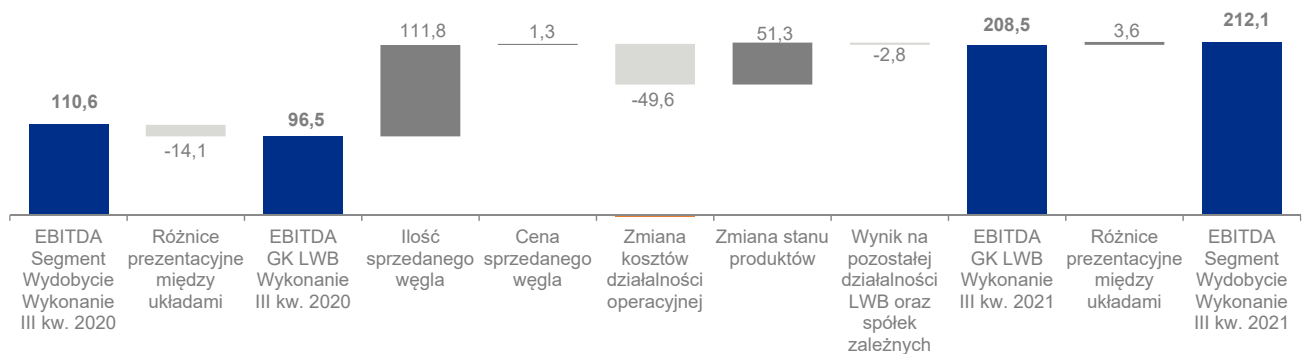
### Czynniki zmiany EBITDA w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.:

- (+) Wzrost przychodów ze sprzedaży węgla w związku ze wzrostem ilościowej sprzedaży węgla (+1 544 tys. t).
- (-) Wzrost ilościowej sprzedaży, przy niższej cenie sprzedanego węgla.
- (-) Wzrost wartości poniesionych gotówkowych kosztów produkcji - wyższe o 2 075 tys. t wydobycie urobku przełożyło się na wzrost wartości zużytych materiałów i kosztów usług obcych (większa liczba dni wydobywczych).

(-) w 2020 r. zwiększona liczba pracowników korzystających ze świadczeń wprowadzonych przez przepisy dotyczące tarczy antykrzysowej w związku z trwającą pandemią - zmniejszenie obciążenia po stronie spółki. W związku z ograniczeniami produkcji węgla w 2020 r. część pracowników została oddelegowana do prac chodnikowych, które miały wykonywać firmy obce. W 2020 r. większa wartość wynagrodzeń była wyksięgowywana na CAPEX (była aktywowana i nie obciążała bieżącego wyniku spółki - efekt zaniżonej bazy).

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

mln zł



#### Czynniki zmiany EBITDA w trzecim kwartale 2021 r.:

(+) Wzrost przychodów ze sprzedaży węgla w związku ze wzrostem ilościowej sprzedaży węgla (+477 tys. t).

(+) Wzrost ilościowej sprzedaży, przy nieznacznie wyższej cenie sprzedanego węgla.

(-) Wzrost wartości poniesionych gotówkowych kosztów produkcji - wyższe o 912 tys. t wydobycie urobku przełożyło się na wzrost wartości zużytych materiałów i kosztów usług obcych (większa liczba dni wydobywczych).

(-) w 2020 r. zwiększona liczba pracowników korzystających ze świadczeń wprowadzonych przez przepisy dotyczące tarczy antykrzysowej w związku z trwającą pandemią - zmniejszenie obciążenia po stronie spółki. W związku z ograniczeniami produkcji węgla w 2020 r. część pracowników została oddelegowana do prac chodnikowych, które miały wykonywać firmy obce. W 2020 r. większa wartość wynagrodzeń była wyksięgowywana na CAPEX (była aktywowana i nie obciążała bieżącego wyniku spółki - efekt zaniżonej bazy).

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

## Obszar Pozostałej działalności w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży netto	361 912	382 254	20 342	5,6%	124 998	133 866	8 868	7,1%
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	2 646	2 345	-301	-11,4%	112	69	-43	-38,4%
Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody	364 558	384 599	20 041	5,5%	125 110	133 935	8 825	7,1%
EBIT	30 804	41 965	11 161	36,2%	13 609	21 712	8 103	59,5%
Amortyzacja	53 171	54 514	1 343	2,5%	17 937	17 871	-66	-0,4%
Odpis/ (odwrócenie odpisu) z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	0	3 358	3 358	100,0%	0	0	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>83 975</b>	<b>99 837</b>	<b>15 862</b>	<b>18,9%</b>	<b>31 546</b>	<b>39 583</b>	<b>8 037</b>	<b>25,5%</b>
CAPEX	27 827	22 870	-4 957	-17,8%	10 483	8 186	-2 297	-21,9%
Udział przychodów ze sprzedaży segmentu w przychodach ze sprzedaży Grupy	2%	2%	-	-	2%	2%	-	-

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  
 ENEA Badanie i Rozwój – spółka odpowiedzialna za badania naukowe i prace rozwojowe w dziedzinie pozostałych nauk przyrodniczych i technicznych. 12 kwietnia 2021 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEA Badania i Rozwój podjęło uchwałę w sprawie połączenia ze spółką ENEA Innowacje przez przejęcie ENEA Badania i Rozwój przez ENEA Innowacje, w następstwie czego w dniu 1 czerwca 2021 r. został ujawniony wpis w KRS o połączeniu spółek ENEA Innowacje oraz ENEA Badania i Rozwój.
- 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<sup>1)</sup>

	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	III kw. 2020	III kw. 2021
<b>Wskaźniki rentowności</b>				
ROE - rentowność kapitału własnego	-0,4%	12,2%	1,0%	16,4%
ROA - rentowność aktywów	-0,2%	5,3%	0,5%	7,1%
Rentowność netto	-0,3%	8,7%	0,8%	10,9%
Rentowność operacyjna	6,9%	10,6%	8,7%	13,3%
Rentowność EBITDA	19,6%	18,1%	18,0%	20,5%
<b>Wskaźniki płynności i struktury finansowej</b>				
Wskaźnik bieżącej płynności	1,2	1,1	1,2	1,1
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	64,5%	65,6%	64,5%	65,6%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	52,4%	56,7%	52,4%	56,7%
Dług netto / EBITDA	1,37	0,31	1,37	0,31
<b>Wskaźniki aktywności gospodarczej</b>				
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach <sup>2)</sup>	47	46	47	43
Cykl rotacji zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w dniach <sup>3)</sup>	62	75	60	72
Cykl rotacji zapasów w dniach	39	32	38	31

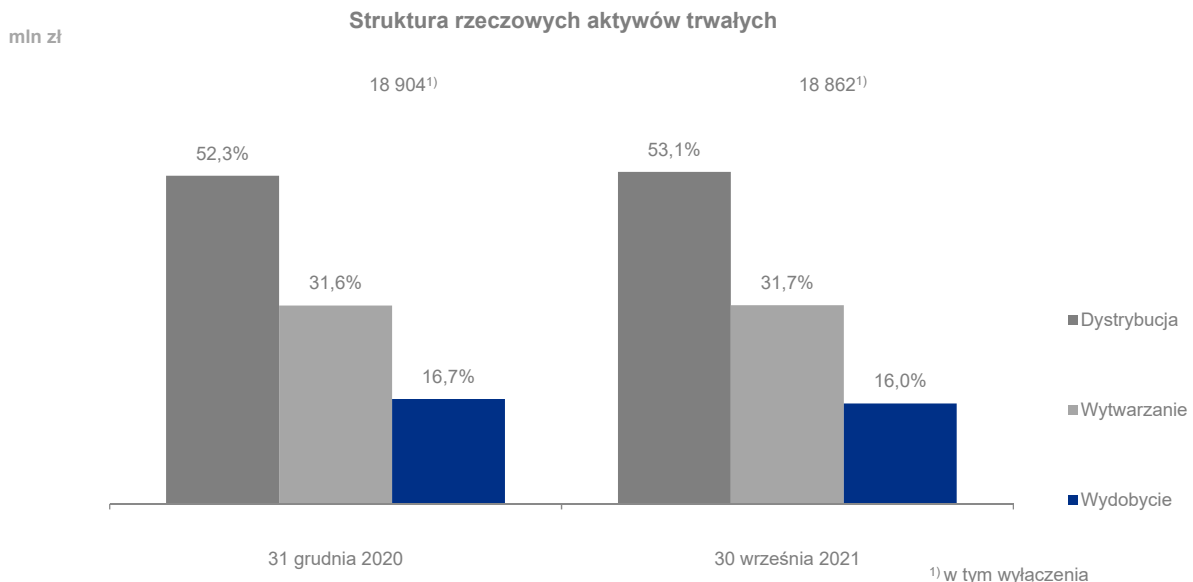
<sup>1)</sup> definicje wskaźników zamieszczone zostały na str. 68

<sup>2)</sup> należności z tyt. dostaw i usług – handlowe, aktywa z tyt. umów z klientami i koszty doprowadzenia do zawarcia umowy

<sup>3)</sup> zobowiązania z tyt. dostaw i usług – handlowe, zobowiązania z tyt. umów z Klientami

## Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów GK ENEA

Aktywa [tys. zł]	Na dzień:			
	31 grudnia 2020	30 września 2021	Zmiana	Zmiana %
<b>Aktywa trwałe</b>	<b>21 767 810</b>	<b>22 144 849</b>	<b>377 039</b>	<b>1,7%</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	18 903 722	18 862 207	-41 515	-0,2%
Prawo do korzystania ze składnika aktywów	730 078	745 410	15 332	2,1%
Wartości niematerialne	359 365	341 311	-18 054	-5,0%
Nieruchomości inwestycyjne	21 239	20 507	-732	-3,4%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i współkontrolowane	133 647	132 508	-1 139	-0,9%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1 296 061	1 308 053	11 992	0,9%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	97 957	152 042	54 085	55,2%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	72 381	428 725	356 344	492,3%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	11 256	12 183	927	8,2%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	513	677	164	32,0%
Środki zgromadzone w ramach Funduszu Likwidacji Kopalń	141 591	141 226	-365	-0,3%
<b>Aktywa obrotowe</b>	<b>8 122 053</b>	<b>11 442 029</b>	<b>3 319 976</b>	<b>40,9%</b>
Prawa do emisji CO <sub>2</sub>	2 529 059	1 103 209	-1 425 850	-56,4%
Zapasy	1 129 975	1 290 731	160 756	14,2%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 132 191	2 451 206	319 015	15,0%
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy	13 428	11 348	-2 080	-15,5%
Aktywa z tytułu umów z klientami	322 446	421 800	99 354	30,8%
Należności z tytułu leasingu i subleasingu finansowego	975	933	-42	-4,3%
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	10 470	460	-10 010	-95,6%
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	41 894	95 045	53 151	126,9%
Dłużne aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie	61	0	-61	-100,0%
Inne inwestycje krótkoterminowe	0	31 607	31 607	100,0%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 941 554	6 035 690	4 094 136	210,9%
<b>Razem aktywa</b>	<b>29 889 863</b>	<b>33 586 878</b>	<b>3 697 015</b>	<b>12,4%</b>



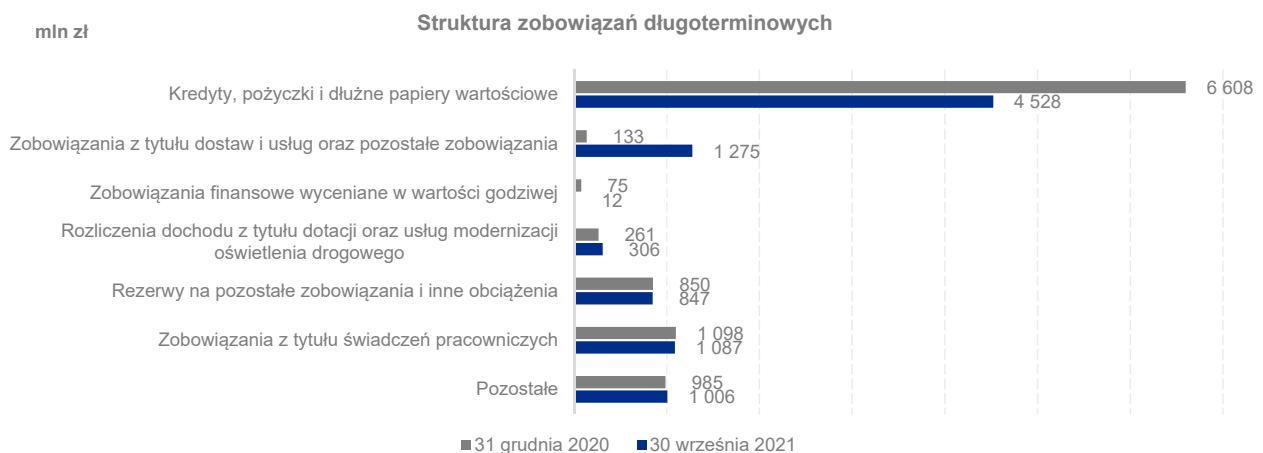
### Czynniki zmian aktywów trwałych (wzrost o 377 mln zł):

- 356 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost wartości depozytów zabezpieczających związanych z kontrakcją uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>
- 54 mln zł wzrost aktywów finansowych wycenionych w wartości godziwej - głównie wzrost wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej, gazu i praw majątkowych
- 42 mln zł spadek rzeczowych aktywów trwałych - wzrost wartości środków trwałych o 885 mln zł, przy jednoczesnym wzroście wartości umorzenia o 927 mln zł

### Czynniki zmian aktywów obrotowych (wzrost o 3 320 mln zł):

- 4 094 mln zł wzrost pozycji środków pieniężnych i ich ekwiwalentów - głównie zmiana wysokości środków celowych z tytułu handlu prawami do emisji CO<sub>2</sub>, wpływy z Rynku Mocy oraz wypracowane środki pieniężne z bieżącej działalności spółek
- 319 mln zł wzrost należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności - głównie wzrost należności handlowych, wzrost wartości depozytów zabezpieczających związanych z kontrakcją uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, przy jednoczesnym spadku należności z tytułu podatków
- 161 mln zł wzrost pozycji zapasów - głównie wzrost zapasu świadectw pochodzenia energii
- 99 mln zł wzrost pozycji aktywa z tytułu umów z klientami - wynika głównie z wyższego poziomu niezafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej
- 53 mln zł wzrost aktywów finansowych wycenionych w wartości godziwej - głównie wzrost wyceny kontraktów terminowych na zakup energii elektrycznej, gazu i praw majątkowych
- 1 426 mln zł spadek wartości praw do emisji CO<sub>2</sub> - w tym: -1 923 mln zł umorzenie praw, 497 mln zł nabycie uprawnień w 2021 r.

Pasywa [tys. zł]	Na dzień		Zmiana	Zmiana%
	31 grudnia 2020	30 września 2021		
<b>Razem kapitał własny</b>	<b>13 094 353</b>	<b>14 537 153</b>	<b>1 442 800</b>	<b>11,0%</b>
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	-	-
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	3 632 464	2 692 784	-939 680	-25,9%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	-16 295	0	16 295	100,0%
Kapitał rezerwowy z wyceny instrumentów zabezpieczających	-105 534	-14 010	91 524	86,7%
Zyski zatrzymane	7 938 162	10 150 298	2 212 136	27,9%
Udziały niekontrolujące	1 057 538	1 120 063	62 525	5,9%
<b>Razem zobowiązania</b>	<b>16 795 510</b>	<b>19 049 725</b>	<b>2 254 215</b>	<b>13,4%</b>
Zobowiązania długoterminowe	10 009 542	9 060 792	-948 750	-9,5%
Zobowiązania krótkoterminowe	6 785 968	9 988 933	3 202 965	47,2%
<b>Razem pasywa</b>	<b>29 889 863</b>	<b>33 586 878</b>	<b>3 697 015</b>	<b>12,4%</b>





### Czynniki zmian zobowiązań długoterminowych (spadek o 949 mln zł)

- 2 080 mln zł spadek pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - głównie reklasyfikacja zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe
- 63 mln zł spadek zobowiązań finansowych wycenionych w wartości godziwej - aktualizacja wyceny instrumentów finansowych IRS zabezpieczających przed wzrostem kosztów z tytułu zmiany stóp procentowych
- 1 142 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań - głównie wzrost zobowiązań z tyt. wyceny transakcji futures CO<sub>2</sub>
- 45 mln zł wzrost rozliczeń dochodu z tyt. dotacji oraz usług modernizacji oświetlenia drogowego - głównie rozliczenie międzyokresowe przychodów z tyt. dotacji

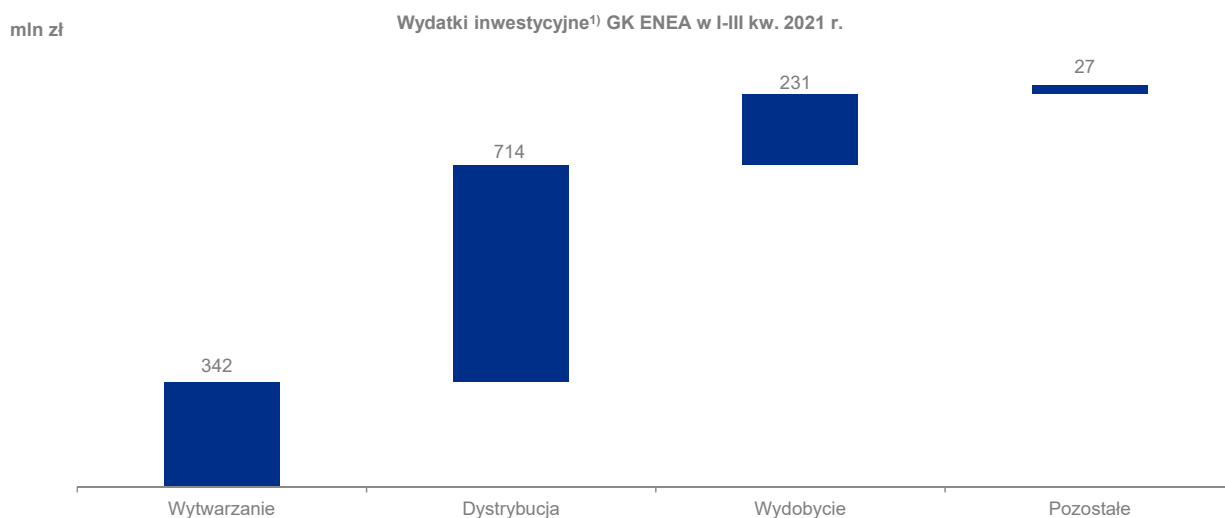
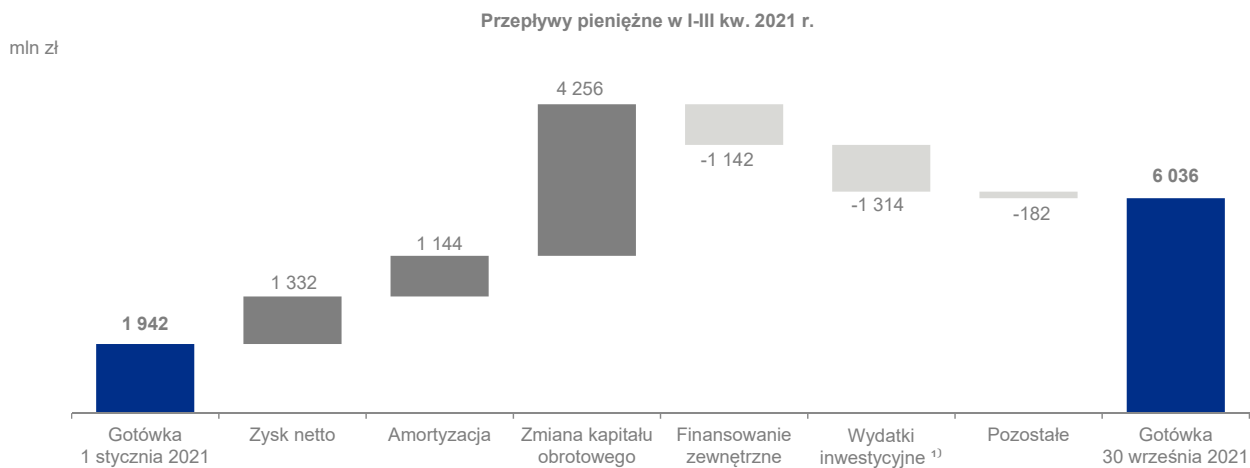


### Czynniki zmian zobowiązań krótkoterminowych (wzrost o 3 203 mln zł)

- 1 729 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań - wzrost zobowiązań z tytułu wyceny transakcji futures na prawa do emisji CO<sub>2</sub> oraz wzrost zobowiązań handlowych, przy jednoczesnym spadku zobowiązań inwestycyjnych oraz spadku zobowiązań z tytułu podatków
- 958 mln zł wzrost pozycji kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe - głównie reklasyfikacja zobowiązań długoterminowych na krótkoterminowe, przy jednoczesnym wykupie obligacji przez ENEA S.A.
- 181 mln zł wzrost zobowiązań z tytułu umów z klientami - głównie wzrost zaliczek na opłaty przyłączeniowe
- 288 mln zł wzrost rezerw na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia - głównie wzrost rezerw na świadectwa pochodzenia energii, wzrost rezerw na zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, rozwiązanie części rezerwy na przyszłe zobowiązania inwestycyjne w Elektrowni Ostrołęka (zawiązanej w 2020 r.)

## Sytuacja pieniężna Grupy Kapitałowej ENEA

Rachunek przepływów pieniężnych [tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 994 082	6 669 894	2 675 812	67,0%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 685 343)	(1 289 680)	395 663	23,5%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 489 578)	(1 286 078)	203 500	13,7%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	819 161	4 094 136	3 274 975	399,8%
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	3 761 947	1 941 554	-1 820 393	-48,4%
<b>Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego</b>	<b>4 581 108</b>	<b>6 035 690</b>	<b>1 454 582</b>	<b>31,8%</b>



<sup>1)</sup> Nabycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz nabycie jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych skorygowane o nabyte środki pieniężne

## 6. Akcje i akcjonariat

### 6.1. Struktura kapitału i akcjonariatu

Wysokość kapitału zakładowego ENEA S.A. na 30 września 2021 r. oraz dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania wynosi 441 442 578 zł i dzieli się na 441 442 578 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda. Ogólna liczba głosów wynikających ze wszystkich wyemitowanych akcji Emitenta odpowiada liczbie akcji i wynosi 441 442 578 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.

Powyższa tabela przedstawia strukturę akcjonariatu ENEA S.A. na dzień sporządzenia raportu okresowego za pierwsze trzy kwartały 2021 r.

Akcjonariusz	Liczba akcji / liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym / udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	227 353 628	51,5%
Pozostali	214 088 950	48,5%
<b>RAZEM</b>	<b>441 442 578</b>	<b>100,0%</b>

### 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 pierwszych trzech kwartałach 2021 r. kurs akcji ENEA S.A. wzrósł z 6,535 zł do 9,28 zł, tj. o 2,745 zł, czyli o 42%. Najwyższy kurs zamknięcia w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. akcje ENEA S.A. osiągnęły 16 września 2021 r. (10,29 zł), natomiast najniższy – 19 i 25 marca 2021 r. (6,04 zł).

Udział akcji Spółki w indeksach na 30 września 2021 r. w %:

Dane	I-III kw. 2021
Liczba akcji [szt.]	441 442 578
Minimum [zł]	6,04
Maximum [zł]	10,29
Kurs na koniec okresu [zł]	9,28
Kurs na koniec poprzedniego okresu [zł]	6,535
Średni wolumen [szt.]	510 522

0,8

2,5

12,9

0,6

## 7. Władze

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

Na dzień 1 stycznia oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania	
Imię i nazwisko	Funkcja
Paweł Szczeszek	Prezes Zarządu
Tomasz Siwak	Członek Zarządu ds. Handlowych
Tomasz Szczegieliński	Członek Zarządu ds. Korporacyjnych
Marcin Pawlicki	Członek Zarządu ds. Operacyjnych
Rafał Mucha	Członek Zarządu ds. Finansowych

W trakcie okresu sprawozdawczego oraz do dnia publikacji raportu za pierwsze trzy kwartały 2021 r. nie miały miejsca zmiany w składzie Zarządu Spółki.

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

Na dzień 1 stycznia 2021 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Izabela Felczak-Poturnicka	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Roman Stryjski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Michał Jaciubek	Sekretarz Rady Nadzorczej
Mariusz Fistek	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Korobłowski	Członek Rady Nadzorczej
Ireneusz Kulka	Członek Rady Nadzorczej
Maciej Mazur	Członek Rady Nadzorczej
Piotr Mirkowski	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Członek Rady Nadzorczej
Rafał Włodarski	Członek Rady Nadzorczej

Na dzień publikacji raportu za trzy pierwsze kwartały 2021 r.	
Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Włodarski	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Roman Stryjski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Michał Jaciubek	Sekretarz Rady Nadzorczej
Mariusz Fistek	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Korobłowski	Członek Rady Nadzorczej
Maciej Mazur	Członek Rady Nadzorczej
Piotr Mirkowski	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Pliszka	Członek Rady Nadzorczej
Dorota Szymanek	Członek Rady Nadzorczej
Tomasz Lis	Członek Rady Nadzorczej

- 4 stycznia 2021 r. do Spółki wpłynęła rezygnacja Pani Izabeli Felczak-Poturnickiej z funkcji Przewodniczącej Rady Nadzorczej oraz członkostwa w Radzie Nadzorczej ENEA S.A. z dniem 5 stycznia 2021 r.
- 7 stycznia 2021 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. dokonało wyboru Pana Rafała Włodarskiego na Przewodniczącego Rady Nadzorczej Spółki ENEA S.A.
- 7 stycznia 2021 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę, na mocy której z tym samym dniem w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A. X kadencji powołana została Pani Dorota Szymanek.
- 15 września 2021 r. do Spółki wpłynęło oświadczenie Pana Ireneusza Kulki, że z dniem 16 września 2021 r. rezygnuje z funkcji członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. oraz Przewodniczącego Komitetu ds. Audytu.
- 18 listopada 2021 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę, na mocy której z tym samym dniem w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A. X kadencji powołany został Pan Tomasz Lis.

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 <sup>1)2)3)</sup>	Przewodniczący
Dorota Szymanek <sup>1)</sup>	Członek
Maciej Mazur <sup>1)</sup>	Członek
Piotr Mirkowski <sup>1)3)</sup>	Członek
Mariusz Pliszka <sup>1)3)</sup>	Członek
Roman Stryjski <sup>1)</sup>	Członek

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

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

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

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

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń	
Imię i nazwisko	Funkcja
Roman Stryjski <sup>1)</sup>	Przewodniczący
Mariusz Fistek <sup>1)</sup>	Członek
Michał Jaciubek <sup>1)</sup>	Członek
Paweł Korobłowski <sup>1)</sup>	Członek
Piotr Mirkowski <sup>1)</sup>	Członek
Rafał Włodarski	Członek

<sup>1)</sup> Członek niezależny w rozumieniu zasad ładu korporacyjnego ujętych w zbiorze Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021.

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

Komitet ds. Strategii i Inwestycji	
Imię i nazwisko	Funkcja
Rafał Włodarski	Przewodniczący
Dorota Szymanek	Członek
Michał Jaciubek	Członek
Paweł Korobłowski	Członek
Tomasz Lis	Członek
Maciej Mazur	Członek
Mariusz Pliszka	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 16 września 2021 r.	Liczba akcji ENEA S.A. na 25 listopada 2021 r.
Michał Jaciubek	Członek Rady Nadzorczej	5 020	5 020
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

### 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, których Spółka nie jest w stanie przewidzieć, a co za tym idzie ustalić ich skutków dla prowadzonej działalności gospodarczej. 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. Wewnętrzny rynek energii elektrycznej

Działalność podmiotów z branży energetycznej jest regulowana również na poziomie szeregu regulacji unijnych. Informacja nt. kluczowych regulacji obowiązujących w tym obszarze została zamieszczona w „Sprawozdaniu Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2020 r.” w rozdziale 10.

W trakcie pierwszych trzech kwartałów 2021 r. oraz po dacie bilansowej nie miały miejsca zmiany odnoszące się do istotnych regulacji obowiązujących dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

#### 8.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Oszacowano, że krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną netto wyniesie ponad 181 TWh w 2030 r. i ponad 204 TWh w 2040 r. Popyt na moc maksymalną wyniesie prawie 28 GW w 2030 r. i ponad 31 GW w 2040 r. Całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną netto w latach 2020–2040 wyniesie 27,7%. Zapotrzebowanie na moc szczytową w tym okresie wzrośnie o 27,8%.<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>

#### 8.3. Nowelizacja Ustawy Prawo energetyczne

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 przewiduje również powołanie Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), którą to funkcję pełnić będzie PSE S.A. OIRE zarządzać będzie Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii (CSIRE), który ma zostać wdrożony w ciągu trzech lat od daty wejścia w życie nowelizowanego 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.

#### 8.4. Taryfy dla energii elektrycznej 2021 r.

Prezes URE zatwierdził Taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator. Decyzja Prezesa URE nr DRE.WPR.4211.67.11.2020.KKu z dnia 8 stycznia 2021 r. opublikowana została w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 2 (3247) z dnia 8 stycznia 2021 r. Nowa Taryfa zatwierdzona została na okres do 31 grudnia 2021 r.

Zgodnie z uchwałą Zarządu ENEA Operator nr 15/2021 z 12 stycznia 2021 r. taryfa zaczęła obowiązywać od 1 lutego 2021 r.

9 grudnia 2020 r. Prezes URE podjął decyzję o zatwierdzeniu taryfy dla energii elektrycznej dla zespołu grup taryfowych G dla ENEA S.A. na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. Taryfa ta weszła w życie 1 stycznia 2021 r.

#### 8.5. Rynki finansowe (EMIR)

Regulacja EMIR (ang.: European Market Infrastructure Regulation) to Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 648/2012 w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji, wraz z rozporządzeniami wykonawczymi wydanymi na jego podstawie – zmienione Rozporządzeniem 2019/834 z dnia 20 maja 2019 r. (EMIR Refit).

Wymogi EMIR są odpowiednio zróżnicowane w zależności od przynależności poszczególnych podmiotów do danej kategorii. W odniesieniu do podmiotów niefinansowych klasyfikacja dokonywana jest na podstawie wartości średniej pozycji kontraktowej podmiotu. ENEA S.A. kwalifikuje się do kategorii tzw. kontrahentów niefinansowych minus, co redukuje zakres wymogów

wynikających dla Spółki z ww. rozporządzenia do konieczności zgłaszania zawieranych transakcji do Repozytorium transakcji w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych (KDPW).

## 8.6. Rynek mocy

W 2021 r. w oparciu o przepisy:

- Ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy,
- Regulamin rynku mocy zatwierdzony decyzją Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2020 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.
- Rozporządzenia Ministra Klimatu w sprawie parametrów aukcji głównej oraz parametrów aukcji dodatkowych. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. przeprowadziły następujące procesy rynku mocy:
  - certyfikacje ogólne;
  - certyfikacje do aukcji głównych na lata 2021–2026,
  - certyfikacje do aukcji dodatkowych na lata 2021–2022,
  - aukcję główną na rok 2021 – 15 listopada 2018 r.,
  - aukcję główną na rok 2022 – 5 grudnia 2018 r.,
  - aukcję główną na rok 2023 – 21 grudnia 2018 r.,
  - aukcję główną na rok 2024 – 6 grudnia 2019 r.,
  - aukcje dodatkowe na rok 2021 – 18 marca 2020 r.,
  - aukcję główną na rok 2025 – 14 grudnia 2020 r.,
  - aukcje dodatkowe na rok 2022 – 16 marca 2021 r.

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

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	2 711	2 711	2 711	2 711	2 711	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
<b>Razem</b>	<b>3 626</b>	<b>3 626</b>	<b>3 626</b>	<b>3 626</b>	<b>3 626</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>915</b>

### 8.6.2. Szacowane przychody z rynku mocy ENEA Wytwarzanie i ENEA Elektrownia Połaniec

[mln zł] <sup>1)</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	652	652	652	652	652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
<b>Razem</b>	<b>872</b>	<b>872</b>	<b>872</b>	<b>872</b>	<b>872</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>

<sup>1)</sup> Wartość nieindeksowana

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. 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 i 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.

Założenia te wynikały ze strategii Grupy ENEA zatwierdzonej decyzjami Zarządu ENEA S.A. przed poszczególnymi aukcjami głównymi. Blok nr 3 oraz jednostki węglowe w Elektrociepłowni Białystok oraz MEC Piła zostały zgłoszone do udziału w rynku wtórnym.

### 8.6.3. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Ciepło

[MW]	2021				2022				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.													
Umowy kwartalne (istniejące)	29	-	22	34	-	-	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	-	-	-	-	-	29	37 <sup>1)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>29</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>34</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>-</b>	<b>29</b>	<b>37</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

### 8.6.4. Szacowane przychody z rynku mocy ENEA Ciepło

[mln zł] <sup>2)</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowy kwartalne (istniejące)	4	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	8	3 <sup>1)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

<sup>2)</sup> Wartość nieindeksowana

ENEA Ciepło uczestniczyła ww. procesach i w ich wyniku zawarła dwie kwartalne umowy mocowe na rok dostaw 2021 (na I i IV kw.) dla bloku nr 2, dwie kwartalne umowy mocowe na rok dostaw 2022 (na I i IV kw.) dla bloku nr 2, jedną jednoroczną umowę mocową na rok dostaw 2024 dla bloku nr 3 oraz jedną półroczną umowę mocową na okres dostaw od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r. dla bloku nr 3.

Wynika to z dokumentów: „Strategia udziału JRM ENEA Ciepło w aukcji głównej rynku mocy (...)” na rok dostaw 2024, 2025 oraz „Strategia udziału JRM Grupy ENEA w aukcjach dodatkowych (...)” na rok dostaw 2021, 2022 opracowanych pod przewodnictwem ENEA Trading zatwierdzonych decyzjami Zarządu ENEA Ciepło przed aukcjami. Do udziału w rynku wtórnym na rok 2021 oraz 2022 został zgłoszony blok nr 3, na 2024 i 2025 r. zostały zgłoszone bloki nr 1, 2 i 4.

### 8.6.5. Zakontraktowane obowiązki mocowe ENEA Nowa Energia

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok (istniejące)	37	37	37	38	37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>37</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

### 8.6.6. Szacowane przychody z rynku mocy ENEA Nowa Energia

[mln zł] <sup>1)</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowa na 1 rok (istniejące)	9	7	8	10	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

<sup>1)</sup> Wartość nieindeksowana



Enea Nowa Energia (wcześniej: ENEA Wytwarzanie Segment OZE) uczestniczyła we wszystkich ww. procesach rynku mocy i w ich wyniku zawarła umowy jednoroczne dostaw na lata 2021-2025, dla trzech jednostek o średniej mocy ok. 37 MW w danym roku dostaw.

### 8.6.7. Zakontraktowane obowiązki mocowe MEC Piła

[MW]	2021				2022				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.													
Umowy kwartalne (istniejące)	-	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Razem</b>	-	-	-	-	<b>6</b>	<b>6</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

### 8.6.8. Szacowane przychody z rynku mocy MEC Piła

[mln zł] <sup>1)</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Umowy kwartalne (istniejące)	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 1 rok (istniejące)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 5 lat (modernizowane)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Umowa na 15 lat (nowe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Razem</b>	-	<b>1</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<sup>1)</sup> Wartość nieindeksowana

MEC Piła uczestniczyła we wszystkich ww. procesach rynku mocy i w ich wyniku zawarła dwie kwartalne umowy mocowe na rok dostaw 2022 (na II i III kwartał).

### 8.7. REMIT

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

Z REMIT wynika obowiązek rejestracji każdego uczestnika rynku w krajowym rejestrze. Uczestnik rynku zobowiązany jest do raportowania danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń. Z REMIT wynika także obowiązek podania do publicznej wiadomości, w postaci sformalizowanego komunikatu, tzw. informacji wewnętrznej dotyczącej zdolności i wykorzystania instalacji służących produkcji, magazynowaniu i przesyłowi energii elektrycznej, w tym dotyczącej planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji. Rozporządzenie REMIT zakazuje manipulacji oraz prób manipulacji na rynku oraz zakazuje wykorzystywania informacji wewnętrznych do działań handlowych. Rozporządzenie REMIT wyposaża organy regulacyjne w uprawnienia związane z prowadzeniem dochodzeń, egzekwowaniem przepisów rozporządzenia oraz ustanawianiem sankcji za niedochowywanie obowiązków.

Agencja ACER opublikowała szóstą edycję wytycznych pt. „ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency”, w ramach której dokonano zmian mających na celu uproszczenie tego dokumentu, a także uzupełniono treść o przykłady niedozwolonych praktyk dotyczących wykorzystywania informacji wewnętrznych i manipulacji rynkowej.

### 8.8. 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) 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. Najistotniejsze mechanizmy w ramach systemu EU ETS, wpływające na zmniejszenie podaży na rynku EU ETS to zwiększony od roku 2021 liniowy współczynnik redukcji z dotychczasowych 1,74% do 2,2% i funkcjonująca od początku 2019 r. rezerwa stabilności rynkowej.

Z kolei 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 związku z powyższym Komisja Europejska ogłosiła, że pracuje nad przygotowaniem szerokiego pakietu legislacyjnego pod nazwą „Fit for 55”, który opublikowała 14 lipca 2021 r. Szczegółowe informacje nt. pakietu znajdują się w punkcie 8.9. W kontekście powyższego, od listopada 2020 r. obserwowany jest gwałtowny trend wzrostowy notowań uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, kontynuowany do końca trzeciego kwartału 2021 r.

### 8.9. Europejski Zielony Ład i pakiet „Fit for 55”

Jednym z priorytetów Komisji Europejskiej kadencji 2019-2024 jest tzw. Europejski Zielony Ład, będący planem działania na rzecz zrównoważonej gospodarki unijnej, mającym urzeczywistnić aspirację Europy do miana pierwszego kontynentu neutralnego dla klimatu. W tym celu podejmowane są oraz zaplanowano na kolejne lata liczne inicjatywy legislacyjne.

- W grudniu 2019 r. Rada Europejska przyjęła jako cel całej Unii Europejskiej osiągnięcie neutralności klimatycznej (ewentualne emisje gazów cieplarnianych muszą zostać całkowicie skompensowane zwiększonym ich pochłanianiem) do 2050 r.
- 21 kwietnia 2021 r. Parlament Europejski oraz przedstawiciele Rady Unii Europejskiej osiągnęli porozumienie w sprawie rozporządzenia tzw. Europejskiego prawa o klimacie (*EU Climate Law*). Projekt rozporządzenia został przyjęty przez Parlament Europejski 24 czerwca 2021 r. oraz Radę UE 28 czerwca 2021 r. 9 lipca 2021 r. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE.

Główne założenia rozporządzenia to:

- Unia Europejska jako całość (a nie poszczególne Państwa Członkowskie) zobowiązuje się osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r.;

- także w odniesieniu do Unii jako całości ustanowiono cel redukcji emisji gazów cieplarnianych do co najmniej 55% netto do 2030 r., w porównaniu do poziomu emisji w 1990 r.;

- zobowiązanie do podniesienia ambicji w zakresie pochłaniania emisji (*carbon sink*) przy jednoczesnym ograniczeniu wielkości pochłoniętych emisji, które będą mogły być zaliczone do realizacji celu redukcji, co oznacza, że *de facto* cel redukcyjny na 2030 będzie wynosił 57%;

- w stosownych przypadkach KE może wyznaczyć dodatkowy cel pośredni redukcji emisji na 2040 r., najpóźniej w ciągu sześciu miesięcy od pierwszego globalnego przeglądu przeprowadzonego w ramach Porozumienia Paryskiego, który będzie musiał uwzględnić planowany „budżet emisji gazów cieplarnianych” na lata 2030-2050, czyli maksymalną wielkość emisji Unii w latach 2030-2050, która nie zagrazi realizacji zobowiązań UE z Porozumienia Paryskiego;

- Unia została zobowiązana do osiągania ujemnych emisji po 2050 r.;

- zobowiązanie do badania nowych propozycji legislacyjnych pod kątem zgodności z celem neutralności klimatycznej, a w przypadku braku spójności obowiązków wyraźnego tego wskazania w projekcie.

- Wdrożenie Europejskiego Zielonego Ładu oznacza konieczność rewizji dużej grupy aktualnie obowiązujących regulacji unijnych oraz wdrożenie wielu nowych. W związku z tym Komisja Europejska opublikowała 14 lipca 2021 r. szeroki pakiet propozycji legislacyjnych pod nazwą „Fit for 55”. Pakiet obejmuje m.in. następujące dokumenty i proponuje wprowadzenie m.in. następujących zmian:

- rewizję Dyrektywy 2003/87/WE ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych, której główne zmiany wprowadzą:

- podwyższenie celu redukcji emisji w sektorach, które są objęte EU ETS (energetyka, przemysł, wewnątrzunijne lotnictwo) do 61% do 2030 w stosunku do roku 2005;
- rozszerzenie EU ETS na nowe sektory: transport oraz budownictwo;
- podwyższenie poziomu liniowego współczynnika redukcji (LRF) do 4,2% w roku następującym po dacie wejścia w życie rewizji dokumentu, wzmocnione dodatkowo poprzez wprowadzenie jednorazowego skasowania uprawnień emisji;
- uniemożliwienie finansowania inwestycji w paliwa kopalne (gaz) z Funduszu Modernizacyjnego;
- podwyższenie Funduszu Modernizacyjnego o dodatkowe 2,5%;
- państwa członkowskie będą musiały przeznaczyć 100% przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji na inwestycje wspierające redukcję emisji; do tego czasu przeznaczane było na ten cel 50% środków;
- otrzymywanie darmowych uprawnień zależne będzie od wymogu przeprowadzenia oraz wdrożenia wymagań audytu energetycznego;

- rewizję dyrektywy 2018/2001/UE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, której główne zmiany wprowadzą:

- zwiększenie celu w zakresie udziału energii z OZE z 32% do 40%;
- państwa członkowskie zostaną zobowiązane do wsparcia oraz promowania kontraktów PPA;
- państwa członkowskie zostaną zobowiązane do posiadania co najmniej jednego projektu transgranicznego w ciągu trzech lat;
- zwiększony roczny cel zużycia OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa systemowego o 1,1 % rocznie 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.;
- rozszerzenie kryteriów zrównoważonego rozwoju dla paliw z biomasy na mniejsze instalacje i obniżenie obecnie obowiązujących progów stosowania kryteriów – co najmniej 20 MW dla biomasy stałej i 2 MW dla biogazu;
- zaostrenie warunków udziału instalacji wykorzystujących biomasę w systemach wsparcia w tym poprzez proponowaną hierarchię postępowania z biomasą;

- wprowadzenie z początkiem 2027 r. zasady braku wsparcia na produkcję energii elektrycznej z biomasy leśnej w instalacjach wytwarzających wyłącznie energię elektryczną.
- rewizję dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, której główne zmiany wprowadzą:
- zmiana definicji efektywnych systemów ciepłowniczych i systemów chłodnictwa poprzez wprowadzenie progresywnie zmiennych minimalnych warunków jakie musi spełnić instalacja, aby była zakwalifikowana jako efektywna;
  - zwiększenie obowiązkowego celu efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 36%. Wkład państw członkowskich w uzyskanie celu pozostaje indykatywny;
- rewizję dyrektywy o opodatkowaniu produktów energetycznych i energii elektrycznej, której główne zmiany wprowadzą:
- Komisja proponuje, aby przedstawione zmiany rozpoczęły obowiązywać od 1 stycznia 2023 r.
  - zachowanie możliwości stosowania ulg i obniżonych stawek podatkowych dla energii elektrycznej z OZE.
  - zachowanie możliwości stosowania ulg i obniżonych stawek podatkowych dla energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, spełniającej definicję wysokosprawnej kogeneracji z dyrektywy EED.
  - przedstawiona propozycja stawek minimalnego opodatkowania dla paliw do ogrzewania klaruje się na poziomach odpowiednio: dla gazu ziemnego i niezrównoważonego biogazu wyjściowo w 2023 r. 0,6 EUR/GJ, docelowo 0,9 EUR EUR/GJ w 2033 r., dla węgla od 2023 r. 0,9 EUR/GJ, dla zrównoważonego biogazu od 2023 r. 0,45 EUR/GJ, dla niezrównoważonej biomasy leśnej od 2023 r. 0,9 EUR/GJ oraz dla zrównoważonej biomasy leśnej od 2023 r. 0,45 EUR/GJ;
  - przedstawiona 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).

Obecnie trwają konsultacje publiczne pakietu „Fit for 55” ogłoszone przez Komisję Europejską, które zakończą się w połowie listopada br.

Do końca 2022 r. zmiany mogą dotknąć nawet 50 unijnych aktów prawnych, aby zapewnić ich spójność z celami przyjętymi w rozporządzeniu Prawo o klimacie.

### **8.10. 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 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. Liczba ta stanowi różnicę między minimalną liczbą ogólnodostępnych punktów ładowania, jakie według ustawy powinny zostać wybudowane na terenie wskazanych czterech gmin do 31 marca 2021 r., a istniejącą oraz planowaną do wybudowania przez prywatnych inwestorów liczbą tych punktów. 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”. Obecnie procedowany jest projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw, który stanowi implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/944 do polskiego systemu prawnego. Intencją ustawodawcy jest wygaszenie tzw. mechanizmu interwencyjnego z uwagi na treść ww. dyrektywy, zgodnie z którą OSD nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać punktów ładowania pojazdów elektrycznych, ani zarządzać takimi punktami, z wyjątkiem prywatnych punktów ładowania wyłącznie na własny użytek. Projekt jest obecnie na etapie prac parlamentarnych, których celem jest m.in. wypracowanie przepisów przejściowych, określających zakres obowiązku, niezbędnego do realizacji przez OSD.

### **8.11 Ustawa o odnawialnych źródłach energii**

4 października 2021 r. została podpisana przez Prezydenta RP ustawa zmieniająca ustawę o odnawialnych źródłach energii (ustawa OZE). Ustawa OZE wprowadza między innymi zmiany w programie wsparcia związane ze sprzedażą energii elektrycznej po stałej cenie (tzw. system FiT) albo prawa do dopłaty do ceny rynkowej energii elektrycznej (tzw. system FiP), które zostały przedłużone do 30 czerwca 2047 r.

### **8.12. Operacyjna Rezerwa Mocy (ORM)**

Szczegółowe informacje nt. mechanizmu ORM zostały opisane w Sprawozdaniu Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2020 r. w rozdziale 10 i na moment sporządzenia niniejszego raportu pozostają one aktualne.

### **8.13. Liczba Klientów korzystających z możliwości zmiany sprzedawcy**

Na koniec września 2021 r. liczba Klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B, C i R), którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej wyniosła 222,8 tys., a więc zwiększyła się od końca 2020 r. o ponad 6 tys. Klientów (wzrost o 2,9%). Wśród Klientów w segmencie gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) liczba ta na koniec trzeciego kwartału wyniosła 713 tys., a więc zwiększyła się od końca 2020 r. o 22,7 tys., co stanowi wzrost o 3,3%. Powyższe dane wskazują, że dynamika zmian sprzedawcy w 2021 r. jest niska.

### **8.14. 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.

### 8.15. Zwolnienie z obowiązku taryfowania gospodarstw domowych w zakresie energii elektrycznej

Na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Ewentualne zwolnienie z taryfowania może pozytywnie wpłynąć na marżę ENEA S.A. ze sprzedaży energii elektrycznej w przyszłości. W aktualnym stanie prawnym nadal obowiązuje model regulacyjny zakładający obowiązek przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryf dla odbiorców z grup taryfowych G. Postępowanie administracyjne odbywa się w ostatnim kwartale roku poprzedzającego wprowadzenie nowej taryfy w oparciu o wytyczne Prezesa URE w odniesieniu do kalkulacji cen przenoszących koszty uzasadnione z jednoczesnym uwzględnieniem modelowego zysku jednostkowego.

### 8.16. Istotne trendy w Obszarze Dystrybucji

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

Efekt ten zostanie 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. Pakiet będzie obecnie przedmiotem negocjacji pomiędzy organami UE i jej państwami członkowskimi, a następnie będzie podlegał zaakceptowaniu przez Radę Unii Europejskiej oraz Parlament Europejski. Szacuje się, że nowe rozwiązania prawne wejdą w życie w 2024 r.

Szybki rozwój rozproszonych zasobów energii połączony z nowymi technologiami, również w zakresie ICT, 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 (pojawienie się dwukierunkowego przepływu energii), 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 i innowacyjnej.

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.

Prezes URE zainicjował prace zespołu, który ma wypracować porozumienie społeczne regulatora sektorowego i branży dystrybucyjnej pod nazwą „Karta efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnych polskiej energetyki”. Celem projektu jest diagnoza kluczowych potrzeb związanych z pracą sieci, wynikających z wymogów formalno-prawnych obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r. oraz związanych z rosnącą liczbą źródeł odnawialnych przyłączanych do sieci OSD, jak również identyfikacja narzędzi, które pozwolą zaspokoić te potrzeby, określenie sposobu i źródeł finansowania tych narzędzi i ocena wpływu/przełożenia tych wydatków na taryfę OSD.

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 zostały stworzone regulacje umożliwiające 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.

### 8.17. Kodeks sieciowy SO GL w działalności ENEA Operator

Od 1 stycznia 2021 r. wytwórców OZE z całej Polski obowiązują nowe przepisy dotyczące przesyłania danych o energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energetycznej, co wynika z tzw. Kodeksu SO GL (ang.: *System Operation Guideline*, Wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej). Proces przekazywania do PSE informacji pozyskanych od wytwórców przebiega za pośrednictwem operatorów systemu dystrybucyjnego, do których należy ENEA Operator. Eksperti tej spółki postanowili podzielić się swoją wiedzą i doświadczeniem, aby ułatwić przedsiębiorcom produkującym energię elektryczną ze źródeł odnawialnych proces adaptacji do nowych obowiązków już na samym początku ich obowiązywania. Przygotowano webinarium dla wytwórców przybliżające cel Wytycznych i sposób ich realizacji. Na stronie internetowej Spółki, w zakładce <https://www.operator.enea.pl/dlawytworcow> przedsiębiorcy znaleźć mogą między innymi wzory formularzy do wprowadzania danych wynikających z wytycznych SO GL. Eksperti z ENEA Operator odpowiadają również na pytania

i wątpliwości wytwórców OZE pod specjalnie dla nich utworzonym adresem mailowym: wytworcy@operator.enea.pl. Obecnie trwają prace nad uruchomieniem Portalu dla wytwórców, który ma ułatwić i zautomatyzować przekazywanie danych według SO GL.

### 8.18. 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 w ramach Programu Zgodności w okresie sprawozdawczym umożliwiały użytkownikom systemu i potencjalnym użytkownikom systemu równoprawny dostęp do systemu dystrybucyjnego oraz korzystanie z usług dystrybucji energii elektrycznej na równoprawnych zasadach.

### 8.19. Model regulacji jakościowej

Kluczowym elementem wpływającym na działalność ENEA Operator jest wprowadzona przez Prezesa URE regulacja jakościowa. Obecnie jej zasady określa dokument „Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” w wersji z 29 maja 2019 r.

7 października 2019 r. Prezes URE wyznaczył ENEA Operator cele rozliczeniowe na lata 2018-2025. W związku z tym, wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany ENEA Operator w części dotyczącej zwrotu z kapitału, w okresie 2018-2025 są wskaźniki czasu trwania przerw (CTP) i częstości przerw (CP) na obszarze dużych miast, miast na prawach powiatu, miast i wsi.

### 8.20. Członkostwo ENEA Operator w organizacjach międzynarodowych

ENEA Operator jest zaangażowana we współpracę międzynarodową z podmiotami rynku energii elektrycznej. W szczególności współpraca ta jest podejmowana z organizacjami i podmiotami europejskimi takimi jak EDSO, a także utworzona na mocy Dyrektywy 2019/944 EU DSO Entity. W ramach tej współpracy następuje bieżący monitoring wydarzeń o charakterze technicznym oraz legislacyjnym w Europie. Ponadto, przedstawiane i wdrażane są propozycje zmian i rozwoju rynku dystrybucji energii elektrycznej uwzględniające perspektywę i charakterystykę polskiego rynku.

### 8.21. 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. Wprowadzono nowe zasady przetwarzania danych osobowych i nałożono na administratorów danych nowe 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.

### 8.22. Postępowania sądowe i administracyjne

Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania nie toczą się istotne postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby ENEA S.A. lub jednostka zależna.

Szczegółowy opis postępowań zamieszczony jest w nocie 25 w Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2021 r.

### 8.23. Postępowania sądowe związane z powództwami o stwierdzenie nieważności, ewentualnie uchylenie uchwał walnego zgromadzenia

Spółka w trakcie okresu sprawozdawczego była stroną dwóch postępowań związanych z powództwami o stwierdzenie nieważności, ewentualnie uchylenie uchwały walnego zgromadzenia. Poniżej zamieszczono podsumowanie informacji nt. poszczególnych postępowań.

Powód	Przedmiot pozwu (literalne brzmienie)	Status postępowania
Międzyzakładowy Związek Zawodowy Synergia Pracowników GK ENEA	Pozew o stwierdzenie nieważności uchwały walnego zgromadzenia Spółki, ewentualnie uchylenie uchwały walnego zgromadzenia Spółki <sup>1)</sup>	Postępowanie umorzone w I instancji (prawomocnie), przed Sądem Apelacyjnym w Poznaniu w II instancji toczy się sprawa w zakresie kosztów postępowania.
Międzyzakładowy Związek Zawodowy Synergia Pracowników GK ENEA	Pozew o uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki <sup>2)</sup>	Postępowanie przed Sądem Okręgowym w Poznaniu – jako sądem I instancji. Sprawa w toku.

<sup>1)</sup> dotyczy uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. z 24 września 2018 r. w sprawie wyrażenia kierunkowej zgody na przystąpienie do Etapu Budowy w ramach projektu Ostrołęka C.

<sup>2)</sup> dotyczy uchwał nr 7, 8, 9 oraz 11 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia ENEA S.A. z dnia 30 lipca 2020 r. w sprawie udzielenia poszczególnym byłym Członkom Zarządu Spółki absolutorium z wykonania obowiązków w 2019 r.

### 8.24. 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 pierwszych trzech kwartałów 2021 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.

### 8.25. Spory zbiorowe

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania nie ma sporów zbiorowych.

### 8.26. Zatrudnienie

Spółki z GK ENEA według stanu zatrudnienia na 30 września 2021 r. zatrudniały na umowę o pracę 17 394 osoby. 30 września 2021 r. ENEA S.A. na umowę o pracę zatrudniała 406 osób.

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

Dystrybucja: 5 384 osoby; Obrót: 508 osób; Wydobywanie: 5 763 osoby; Wytwarzanie: 3 998 osób; Pozostałe: 1 741 osób.

### 8.27. Prognozy wyników finansowych

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych na 2021 r.

### 8.28. Rating

Na dzień sporządzenia niniejszego raportu Emitent posiada ocenę ratingową wystawioną przez agencję Fitch Ratings. Ocena ta została wyrażona w komunikacie z 19 marca 2020 r., w którym agencja potwierdziła dla ENEA S.A. długoterminowe ratingi w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” z perspektywą stabilną. Potwierdzenie ratingów odzwierciedla profil biznesowy ENEA S.A. jako zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego z dużymi segmentami wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej oraz umiarkowaną dźwignią finansową. Ratingi ENEA S.A. wspiera wysoki udział w wynikach działalności regulowanej i quasi-regulowanej, odpowiednio z dystrybucji energii elektrycznej oraz płatności z tytułu rynku mocy. Główne czynniki ryzyka to prawie całkowite uzależnienie od węgla w segmencie wytwarzania energii elektrycznej, a także ekspozycja na bardziej ryzykowne segmenty górnictwa i obrotu.

### 8.29. Zmiany wynikające z COVID-19

W związku z trwającym na terenie kraju stanem pandemii koronawirusa zostały wprowadzone tarcze antykryzysowe, które objęły swoimi regulacjami również sektor energetyczny. Szczegółowe informacje nt. zmian, które zostały wprowadzone przez tarcze od 1.0 do 6.0 zostały opisane w Sprawozdaniu Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2020 r. w rozdziale 10. W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. weszły w życie tarcze 7.0, 8.0 i 9.0, które nie wprowadziły zmian w obszarze objętym koncesjonowaną działalnością ENEA S.A.

### 8.30. Wpływ skutków epidemii koronawirusa COVID-19 na działalność GK ENEA

W marcu 2020 r. wprowadzony został w Polsce stan epidemii wywołany koronawirusem SARS-Cov-2. Występowanie wirusa i powodowane przez niego skutki, podobnie jak i skutki przeciwdziałań podejmowanych przez państwo w celu ograniczenia pandemii, nie pozostawały bez wpływu na kondycję gospodarki krajowej. Po ustąpieniu kolejnej fali zachorowań i wdrożeniu programu masowych szczepień z gospodarki krajowej zdjętych została większość ograniczeń, co zaowocowało wyraźnym odbiciem wzrostowym parametrów makroekonomicznych. Dla Grupy ENEA efekty tego przejawiały się w sposób następujący:

- W segmencie Wydobywanie zauważalne jest zwiększenie zapotrzebowania na węgiel (ok. 36% w stosunku do analogicznego okresu roku 2020).
- W segmencie Obrót w pierwszych trzech kwartałach 2021 r., w stosunku do analogicznego okresu 2020 r., nastąpił wzrost łącznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego o 2 562 GWh, tj. o 16 %. Wzrost dotyczył przede wszystkim sprzedaży energii elektrycznej w segmencie odbiorców biznesowych. W segmencie odbiorców biznesowych wolumen sprzedaży energii elektrycznej był wyższy o 2 234 GWh, tj. o 20 % i był spowodowany wyższym poziomem zakontraktowania na 2021 r. aniżeli w poprzednim roku. Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej w segmencie gospodarstw domowych wyniósł 104 GWh, tj. 3 %. Zwiększeniu uległ również wolumen sprzedaży paliwa gazowego w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 224 GWh, tj. o 24 %. Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. wzrosły, w stosunku do analogicznego okresu 2020 r., o 693 mln zł, tj. o 15 %. Zwiększeniu uległy przychody zarówno w segmencie odbiorców biznesowych, jak również w segmencie gospodarstw domowych (odpowiednio o 17% i 10%).
- W segmencie Wytwarzanie produkcja energii elektrycznej w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. jest wyższa o 16% w stosunku do analogicznego okresu roku 2020. Przekłada się to na wzrost przychodów tego segmentu (o ok. 15% w stosunku do analogicznego okresu roku 2020).
- W segmencie Dystrybucja Grupa zaobserwowała w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. wzrost sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 6% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego, spowodowany głównie wzrostem sprzedaży w grupach taryfowych B i G.
- Spółka, od początku trwania pandemii, wykonuje regularnie dodatkowe analizy możliwego wpływu związanego z pandemią COVID-19 na poziom odpisów na należności. Efektem tych analiz jest weryfikacja odpisu na oczekiwane straty. Poziom dodatkowego odpisu – od początku prowadzenia tych analiz – jest nieistotny z punktu widzenia sprawozdawczego, niemniej, Grupa ocenia, że w przypadku utrzymywania się ograniczeń związanych z zapobieganiem skutków epidemii COVID-19 i tym samym dalszym ograniczaniem aktywności gospodarczej, nie jest wykluczone

pogorszenie się wskaźnika rotacji należności, w związku z ograniczeniem zdolności płatniczych odbiorców energii elektrycznej.

- W związku z reorganizacją pracy, zwiększonymi zabezpieczeniami spowodowanymi stanem epidemicznym i czasową niedostępnością wykonawców, Grupa identyfikuje ryzyko przesunięcia terminów zakończenia planowanych remontów i modernizacji jednostek wytwórczych, m.in. dot. konkluzji BAT. Skutki ewentualnej materializacji tego ryzyka będą ograniczone w czasie i uzależnione m.in. od aktualnej sytuacji rynkowej.

Na dzień sporządzenia niniejszego raportu okresowego, rozwój sytuacji w roku 2021 i w kolejnym jest trudny do przewidzenia, podobnie jak potencjalne negatywne skutki dla działalności operacyjnej i finansowej Jednostki Dominującej oraz Grupy z tym związane. Ponowne rozprzestrzenianie się wirusa może bowiem powodować przywracanie ograniczeń i spadek aktywności gospodarczej. Grupa podejmuje jednak działania zapobiegawcze, mające na celu mitygowanie tego rodzaju ryzyk.

W ENEA S.A. funkcjonuje powołany przez Zarząd *Sztab kryzysowo-koordynacyjny w ENEA S.A.*, a we wszystkich spółkach Grupy działają Zespoły, które koordynują zadania związane z zapewnieniem ciągłości działania spółek Grupy ENEA w kontekście zagrożenia koronawirusem. Zarząd ENEA S.A. koordynuje poprzez Sztab całość działań w powyższym zakresie. Sztab i Zespoły podejmują działania zmierzające do ochrony zdrowia pracowników poprzez zapewnienie środków ochrony indywidualnej (m.in.: zapewnienie maseczek, żeli antybakteryjnych, rękawiczek), wdrożenie bezpiecznych zasad pracy (m.in.: wprowadzanie tam, gdzie to jest możliwe trybu pracy zdalnej, ograniczenie spotkań bezpośrednich w miejscach pracy, dezynfekcja pomieszczeń, wprowadzenie limitów pracowników w pomieszczeniach, zachowanie bezpiecznych odległości pomiędzy pracownikami). Podejmowane środki ostrożności w celu przeciwdziałania zakażeniu się koronawirusem wpływają na poziom kosztów działalności operacyjnej, co wraz ze zmianami w poziomie przychodów w ostatecznym rozrachunku wpływa na skonsolidowany wynik finansowy.

Pandemia COVID-19 nie miała w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. tak znacznego wpływu na działalność LW Bogdanka jak w 2020 r. Dodatkowo dzięki staraniom mającym na celu jak największe wykorzystanie zdolności produkcyjnych - wytężonej pracy załogi oraz optymalizacji układu i harmonogramu biegu ścian w okresie wzmożonego popytu na węgiel - możliwe było osiągnięcie bardzo dobrych wyników produkcyjnych, które przełożyły się na wyniki finansowe za trzy kwartały 2021 r.

Mając także cały czas na uwadze ryzyka powodowane przez COVID-19, LW Bogdanka w dalszym ciągu kontynuuje stosowanie odpowiednich środków i zabezpieczeń w celu zabezpieczenia się przed negatywnym wpływem COVID-19 na działalność i wyniki finansowe spółki. Do działań tych należy zaliczyć w szczególności środki ochrony osobistej, zachowanie dystansu, odpowiednią organizację pracy i wykorzystanie, tam gdzie to możliwe, pracy zmianowej oraz pracy zdalnej, jak również odpowiednie środki techniczne ułatwiające profilaktykę.

Na dzień sporządzenia niniejszego raportu okresowego Grupa nie identyfikuje ryzyka dotyczącego zdolności do kontynuowania działalności.

### **8.31. 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. Aktualnie przed Sądem Okręgowym w Poznaniu toczą się trzy sprawy o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia (odstąpienia) przez ENEA S.A. od umów sprzedaży praw majątkowych. Dodatkowo toczą się postępowania przeciwko ENEA S.A. o zapłatę tytułem wynagrodzenia za prawa majątkowe, które wynikały z potrącenia płatności za szkodę wyrządzoną ENEA S.A. powstałą wskutek niewykonania przez kontrahentów obowiązku kontraktowego przystąpienia w dobrej wierze do negocjacji kontraktów długoterminowych na sprzedaż praw majątkowych zgodnie z obowiązującą strony klauzulą adaptacyjną. Szacowana całkowita wartość zobowiązań umownych ENEA S.A. wyniosła ok. 1 187 mln zł netto.

### **8.32. Analizy związane z projektem elektrowni złożonej z systemu zgazowania węgla i bloku gazowo-parowego (IGCC) w gminie Łęczna**

Spółka ENEA Badania i Rozwój w kwietniu 2020 r. złożyła w Gminie Łęczna wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DUŚ) przedsięwzięcia dotyczącego projektu elektrowni w technologii bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (Projekt IGCC) w gminie Łęczna. Do wniosku załączony został raport oddziaływania na środowisko będący jednym z wielu dokumentów służących badaniom i rozwojowi koncepcji Projektu IGCC. Decyzja o realizacji inwestycji uzależniona jest od zaawansowanych analiz, które są prowadzone przez Grupę ENEA z uwzględnieniem zmieniającego się otoczenia rynkowego i regulacyjnego. W sierpniu 2020 r., z uwagi na ogłoszoną przez Ministerstwo Aktywów Państwowych informacją o przewidywanych zmianach w koncepcji funkcjonowania grup energetycznych, w szczególności na plany wydzielania ze struktur grup energetycznych aktywów węglowych, zarekomendowano wstrzymanie wydatków na realizację Projektu IGCC do czasu ukształtowania się programu dla aktywów węglowych. Obwieszczeniem z 22 września 2020 r. Burmistrz Łęcznej zawiesił postępowanie o uzyskanie DUŚ dla Projektu IGCC, na wniosek spółki.

### **8.33. Analizy przesyłania i odbioru paliwa gazowego z sieci przesyłowej przez ENEA Wytwarzanie**

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.

W ENEA Wytwarzanie zostały zakończone prace koncepcyjne dotyczące wyboru rozwiązań technologicznych oraz analizy ekonomiczne 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 przed inwestycyjne tj.: przygotowanie SWZ w tym wzoru umowy oraz wykonanie aktualizacji modelu finansowego przedsięwzięcia (wraz z audytem modelu finansowego). Prace w ramach tego etapu w realizacji.

### **8.34. Udział w programie budowy elektrowni atomowej**

26 marca 2021 r. ENEA, PGE, TAURON i KGHM zawarły ze Skarbem Państwa umowę sprzedaży udziałów dotyczącą nabycia przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce PGE EJ1. Zgodnie z postanowieniami Umowy Sprzedaży Udziałów, przeniesienie własności udziałów PGE EJ1 nastąpiło 31 marca 2021 r. ENEA sprzedała Skarbowi Państwa 532 523 udziały w PGE EJ1, stanowiące 10% kapitału zakładowego oraz reprezentujące 10% głosów na zgromadzeniu wspólników PGE EJ1. Cena sprzedaży za 100% udziałów wyniosła 531 362 tys. zł, z czego na ENEA przypadło 53 136 tys. zł. Cena sprzedaży podlegała korekcie na bazie wyceny PGE EJ1 zaktualizowanej na dzień zamknięcia transakcji. 2 czerwca 2021 r. ENEA S.A. dokonała rozliczenia korekty ceny sprzedaży udziałów w spółce PGE EJ1 w części przypadającej na ENEA S.A., tj. dokonała płatności na rzecz Skarbu Państwa w łącznej wysokości 533 tys. zł.

Ponadto, 26 marca 2021 r. Wspólnicy zawarli z PGE EJ1 Aneks do Porozumienia z 15 kwietnia 2015 r. w sprawie sporu PGE EJ1 z konsorcjum WorleyParsons. Zgodnie z Aneksem, wynikająca z w/w Porozumienia odpowiedzialność Wspólników względem PGE EJ1 za wynik sporu z konsorcjum WorleyParsons została ograniczona kwotowo, a w przypadku rozstrzygnięcia w/w sporu na korzyść PGE EJ1 Wspólnikom przysługują odpowiednio świadczenia od PGE EJ1. Informacje nt. przebiegu sporu pomiędzy PGE EJ1 a konsorcjum WorleyParsons przekazywane były przez PGE we właściwych raportach okresowych.

W związku z transakcją nabycia przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce PGE EJ1 Wspólnicy rozwiązali także Umowę Wspólników z 3 września 2014 r. ze skutkiem od 26 marca 2021 r.

W związku ze sprzedażą wszystkich udziałów PGE EJ1 należących do ENEA S.A. na rzecz Skarbu Państwa, ENEA S.A. przestała być udziałowcem spółki PGE EJ1.

### **8.35. 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.

19 sierpnia 2021 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility Poland S.A. podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego o 17 700 tys. zł, poprzez zmniejszenie wartości nominalnej wszystkich jej akcji z dotychczasowej kwoty 7 000,00 zł każda akcja do nowej wartości nominalnej 5 230,05 zł każda akcja. Celem obniżenia kapitału zakładowego jest przekazanie środków z kapitału zakładowego na zapasowy. Zgromadzenie podjęło także uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 249 996 tys. zł do kwoty 302 297 tys. zł, za łączną cenę emisyjną 250 000 tys. 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. 30 września 2021 r. sąd rejestrowy zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego. Obecnie ENEA S.A. posiada 4,325% akcji w kapitale zakładowym.

### **8.36. Projekty badawczo-rozwojowe realizowane w ENEA Operator**

ENEA Operator realizuje szereg projektów badawczo-rozwojowych:

1. Projekt pt. „System bilansowania mocy i energii oraz monitorowania jakości dostawy energii elektrycznej rozproszonych źródeł i zasobników energii” realizowany wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą. Systemy ciągłego monitorowania obejmują szerokie spektrum zagadnień związanych z procesem ciągłego kontrolowania stanu pracy sieci elektroenergetycznych, jakością energii elektrycznej, przyrządami pomiarowymi oraz całą infrastrukturą teleinformatyczną niezbędną do transmisji danych pomiarowych, a także zdalnego zarządzania systemami i przyrządami pomiarowymi. Projekt otrzymał dofinansowanie z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach Działania 1.2: „Sektorowe programy B+R” Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020. Realizacja projektu pozostaje w toku. Zakończona została faza badań przemysłowych i aktualnie trwa faza eksperymentalnego rozwoju.
2. Projekt pt. „Innowacyjne usługi systemowe magazynów energii zwiększające jakość i wydajność wykorzystania energii elektrycznej” realizowany wspólnie z Uniwersytetem Zielonogórskim zakłada testowanie strategii i metod, w tym również biznesowych, wykorzystania magazynów energii w sieciach elektroenergetycznych w celu poprawy jakości i efektywności wykorzystania energii elektrycznej oraz rozwoju oferty produktowej dla Klientów. Projekt otrzymał dofinansowanie z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach Działania 1.2: „Sektorowe programy B+R” Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020. Zakończona została faza badań przemysłowych i aktualnie trwa faza eksperymentalnego rozwoju.
3. Projekt pt. „Elastyczny system zwiększania kompetencji pracowników służb technicznych z zastosowaniem technik rzeczywistości wirtualnej” realizowany wspólnie z Politechniką Poznańską oraz Uniwersytetem Ekonomicznym w Poznaniu dotyczy zastosowania technik VR w szkoleniu pracowników służb technicznych na wirtualnych modelach obiektów elektroenergetycznych z zastosowaniem metod realistycznej interakcji. Projekt otrzymał dofinansowanie z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach Działania 2/1.1.1/2018 „Szybka ścieżka” Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020. Projekt znajduje się w fazie eksperymentalnego rozwoju (faza badań przemysłowych została zakończona).
4. 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. Zostanie przeanalizowana i przetestowana w praktyce koncepcja Energy Hub rozumiana jako model sterowania oraz zarządzania rozproszonymi źródłami energii zintegrowanymi systemowo w celu optymalizacji ich działania. 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.

5. Projekt pt. „DRES2Market: Technical, business and regulatory approaches to enhance the renewable energy capabilities to take part actively in the electricity and ancillary services markets”, realizowany w ramach program Horyzont 2020. Głównym celem projektu DRES2Market jest opracowanie kompleksowego i opłacalnego podejścia w celu ułatwienia skutecznego udziału generacji rozproszonej opartej na energii odnawialnej na rynkach energii elektrycznej oraz umożliwienie świadczenia usług bilansowania i magazynowania zgodnie z kryteriami rynkowymi. Projekt DRES2Market koncentruje się na przewyżczeniu istniejącej bariery (ramy technologiczne i regulacyjne) dla rozwoju integracji tych technologii.
6. Projekt pt. „Opracowanie inteligentnego i bezobsługowego systemu stabilizacji pracy dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych w oparciu o modułowe instalacje wodorowego bufora energetycznego z perspektywą użytkowego wykorzystania wodoru” w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój, Działanie: Badania naukowe i prace rozwojowe – Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Projekt jest realizowany w konsorcjum przemysłowo naukowym wspólnie z Zachodniopomorskim Uniwersytem Technologicznym i Uniwersytem Szczecińskim.

W spółce realizowane są także projekty pilotażowe, które zostały zgłoszone zarówno przez podmioty zewnętrzne jak i pracowników. Takie inicjatywy poza możliwością wspólnego wypracowania lub przetestowania pomysłów w warunkach rzeczywistych, 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.

### **8.37. 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 trzecim kwartale 2021 r. rozpoczęto nową procedurę wyłonienia wykonawcy farmy fotowoltaicznej dla potrzeb pola Bogdanka.

### **8.38. Budowa farm fotowoltaicznych we współpracy z KOWR**

Projekt budowy wielkopowierzchniowych instalacji fotowoltaicznych we współpracy z Krajowym Ośrodkiem Wsparcia Rolnictwa jest jednym z kluczowych projektów na których zostały oparte założenia transformacji energetycznej GK ENEA. Realizując założenia zaktualizowanej w grudniu 2019 r. Strategii GK ENEA, w kolejnych latach rozważany jest rozwój projektów PV do łącznej mocy 1500-2000 MWp (scenariusz bazowy/dynamiczny). Współpraca pomiędzy Grupą ENEA i KOWR wpisuje się w założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., która zakłada rozwój odnawialnych źródeł energii w celu dywersyfikacji struktury wytwarzania i obniżenia emisyjności sektora energetycznego.

### **8.39. Realizacja projektu budowy Elektrowni Ostrołęka C**

Szczegółowe informacje nt. realizacji projektu budowy Elektrowni Ostrołęka C zostały opisane w nocie 11 w „Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za okres od 1 stycznia do 30 września 2021 r.”.

### **8.40. Działalność ENEA Innowacje**

Powołana przez Zarząd ENEA S.A. 29 września 2015 r. spółka ENEA Innowacje zajmuje się przede wszystkim inicjatywami i przedsięwzięciami, które mają szansę stać się realnymi, innowacyjnymi i nowoczesnymi produktami czy usługami oferowanymi w przyszłości przez GK ENEA. Spółka realizuje działania związane ściśle z poszukiwaniem, analizą i oceną projektów pod kątem atrakcyjności i zgodności ze Strategią Grupy oraz wsparciem integracji procesów w ujęciu operacyjnym i strategicznym. Chętnie wspiera przedsięwzięcia z ambicjami globalnymi. W ścisłym kręgu zainteresowań spółki jest poszukiwanie i implementacja rozwiązań dla rozwoju potencjału obszarów tj.: gospodarki o obiegu zamkniętym, magazynowania energii i nowych technologii OZE, elektromobilności, Smart Cities, Internetu Rzeczy, sztucznej inteligencji i automatyzacji.

W ramach optymalizacji działań, spółka 1 czerwca przejęła formalnie spółkę ENEA Badania i Rozwój oraz obszar jej działalności. W pierwszych trzech kwartałach br. ENEA Innowacje nie prowadziła prac badawczo-rozwojowych, natomiast nawiązała współpracę z jednostkami naukowymi, które wspierają spółkę w tym zakresie. W ramach współpracy dokonano pierwszych prac w ramach analiz technologii i produktów będących w zainteresowaniu spółki.

Z końcem czerwca 2021 r. ENEA Innowacje podpisała umowę ramową o współpracy z NCBR Investment Fund ASI S.A., koinwestycyjnym publicznym funduszem venture capital należącym i zarządzanym przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Zgodnie z umową ramową ENEA Innowacje pełnić będzie rolę podmiotu zarządzającego wspólnym portfelem inwestycyjnym. Podstawowym zadaniem będzie inwestowanie wspólnych środków na zasadach rynkowych w udziały lub akcje wybranych spółek, będących już w fazie wzrostu lub ekspansji oraz komercjalizujących już wyniki swoich wcześniejszych prac badawczo-rozwojowych. Celem tych działań inwestycyjnych ma być wzrost wartości spółek portfelowych oraz maksymalizacja wartości całego portfela inwestycyjnego dla obu podmiotów (inwestorów).

W lipcu i sierpniu spółka podpisała umowy o współpracy z Uniwersytem Przyrodniczym w Lublinie, Uniwersytem Technologiczno-Humanistycznym w Radomiu, Akademią Górniczo-Hutniczą, Politechniką Lubelską, Politechniką Gdańską i Politechniką Warszawską oraz NDA z Politechniką Śląską i Siecią Badawczą Łukasiewicza.

W październiku spółka wraz z norweską spółką CAPTICO2, CAPTICO Rights oraz Łęczyńską Energetyką podpisały porozumienie dotyczące testów technologii wychwytu CO<sub>2</sub>. Spółka wraz z firmą CAPTICO2 sprawdzi możliwości wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> w Polsce. Pilotaż technologiczny zostanie przeprowadzony w Łęczyńskiej Energetyce, spółce córce LW Bogdanka. Norweska firma dysponuje technologią tzw. sekwestracji, która ma szansę być z powodzeniem stosowana w instalacjach ciepłowniczych i energetycznych. Głównym założeniem porozumienia i pilotażu jest rozwój technologii ograniczającej emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery i potwierdzenie poziomu dojrzałości technologii na poziomie TRL 7, czyli testu prototypu w warunkach operacyjnych.

W ramach swojej podstawowej działalności spółka prowadzi intensywne prace nad rozwojem projektów innowacyjnych oraz budową portfela inwestycyjnego, w wyniku czego obecnie na pierwszym etapie analiz obszarów biznesowych, kilkanaście inicjatyw oceniono jako rozwiązania mające wysoki potencjał biznesowy i innowacyjny oraz podjęto wobec nich dalsze zaawansowane prace. Spółka również ściśle współpracuje z innymi podmiotami GK ENEA celem zapewnienia synergii i rozwoju w Grupie, tym samym ściśle realizując założenia Strategii GK ENEA.

#### 8.41. Raport o stosowaniu Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW 2021

„Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021” to nowa redakcja zbioru zasad ładu korporacyjnego, którym od 2002 r., na podstawie przepisów Regulaminu Giełdy, podlegają emitenci akcji notowanych na Głównym Rynku GPW. Dobre Praktyki uwzględniają aktualny stan prawny i najnowsze trendy z obszaru corporate governance, a także reagują na postulaty uczestników rynku zainteresowanych coraz lepszym ładem korporacyjnym w spółkach giełdowych. W stosunku do zasad zawartych w Dobrych Praktykach obowiązuje formuła: stosuj lub wyjaśnij (comply or explain).

Z końcem lipca ENEA S.A. opublikowała raport o stosowaniu Dobrych Praktyk. Spółka stosuje się do zdecydowanej większości zasad. Cały raport dostępny jest do pobrania w zakładce Ład korporacyjny na stronie internetowej <https://ir.enea.pl>

#### 8.42 Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego

23 lipca 2021 r. ENEA S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., Energa S.A. oraz Skarb Państwa zawarły porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego. W dokumencie „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa” opublikowanym przez Ministerstwo Aktywów Państwowych, opracowana została koncepcja wydzielenia z grup kapitałowych poszczególnych Spółek energetycznych aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych („Aktywa węglowe”). Założenia Transformacji przewidują m.in. integrację Aktywów węglowych w ramach jednego podmiotu, tj. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. - spółki zależnej PGE S.A., która będzie docelowo działała pod firmą Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego.

Mając powyższe na uwadze, Strony Porozumienia dostrzegają potrzebę koordynacji współpracy w procesie wydzielenia Aktywów węglowych i ich integracji w NABE. W ramach Porozumienia, Strony deklarują wzajemną wymianę niezbędnych informacji, w tym dotyczących struktur organizacyjnych, realizowanych procesów i założeń dla kierunku Transformacji, których przekazanie nie narusza przepisów prawa. Porozumienie pozwoli na sprawną i efektywną realizację procesu mającego na celu utworzenie NABE.

#### 8.43. Ograniczenie emisji zanieczyszczeń

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola, tzw. dyrektywa IED), wprowadziła 1 stycznia 2016 r. nowe, zaostrzone normy ochrony środowiska dla instalacji spalania paliw o całkowitej mocy dostarczonej w paliwie ≤ 50 MW. Przepisy prawa wynikające z dyrektywy IED zostały uzupełnione o opublikowane 17 sierpnia 2017 r. tzw. konkluzje BAT (kBAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (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). Konkluzje BAT, które po 4-letnim okresie dostosowawczym weszły w życie 18 sierpnia 2021 r., wprowadziły m. in. bardziej restrykcyjne niż w dyrektywie IED wymogi dla takich zanieczyszczeń jak: dwutlenek siarki, tlenki azotu i pył. Dopuszczalnymi poziomami emisji objęte zostały także dodatkowe substancje: rtęć, chlorowódz, fluorowódz i amoniak

#### Elektrownia Koźnice – bloki 1-10

Lata	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			Pył			CO <sub>2</sub>		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Oплата za emisję SO <sub>2</sub> [tys. zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Oплата za emisję NO <sub>x</sub> [tys. zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Oплата za emisję pyłu [tys. zł]	Emisja CO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	
I-III kw. 2021	5 481,4	0,547	3 069,6	6 572,3	0,656	3 680,5	275,5	0,027	104,7	8 509 472,4	849	10 025 182,5
I-III kw. 2020	6 355,1	0,749	3 495,3	5 975,1	0,704	3 286,3	317,5	0,037	117,5	7 241 312,7	854	8 482 532,3
Zmiana %	-13,75	-27,00	-12,18	9,99	-6,88	12,00	-13,23	-25,73	-10,89	17,51	-0,61	18,19

W 2021 r. nastąpił wzrost stawek opłat za emisję:

SO<sub>2</sub> : 0 55 zł/kg w 2020 r. => 0,56 zł/kg w 2021 r.

NO<sub>x</sub> : 0,55 zł/kg w 2020 r. => 0,56 zł/kg w 2021 r.

Pył : 0,37 zł/kg w 2020 r. => 0,38 zł/kg w 2021 r.

### Elektrownia Kozienice – blok 11 vs. bloki 1-10

Lata	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			Pył			CO <sub>2</sub>		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję SO <sub>2</sub> [tys. zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję NO <sub>x</sub> [tys. zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Oplata za emisję pyłu [tys. zł]	Emisja CO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	
I-III kw. 2021 Blok 11 <sup>1)</sup>	1 421,6	0,313	796,1	1 824,3	0,402	1 021,6	56,4	0,012	21,4	3 409 075,6	751	4 539 291,9
I-III kw. 2020 Blok 11 <sup>1)</sup>	1 391,1	0,336	765,1	1 659,5	0,401	912,7	66,7	0,016	24,7	3 097 977,0	749	4 138 623,5
I-III kw. 2021 Bloki 1-10	5 481,4	0,547	3 069,6	6 572,3	0,656	3 680,5	275,5	0,027	104,7	8 509 472,4	849	10 025 182,5
I-III kw. 2020 Bloki 1-10	6 355,1	0,749	3 495,3	5 975,1	0,704	3 286,3	317,5	0,037	117,5	7 241 312,7	854	8 482 532,3

<sup>1)</sup> Dane dla bloku 11 uwzględniają emisje i opłaty dla kotłowni rozruchowej.

### ENEA Elektrownia Połaniec

Lata	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			Pył			CO <sub>2</sub>		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję SO <sub>2</sub> [tys. zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję NO <sub>x</sub> [tys. zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Oplata za emisję pyłu [tys. zł]	Emisja CO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	
I-III kw. 2021	3 455,3	0,564	1 935,0	3 872,2	0,632	2 168,5	313,3	0,051	119,1	4 269 215,0	696,5	6 129 892,6
I-III kw. 2020	4 693,8	0,911	2 581,6	3 724,5	0,723	2 048,5	250,8	0,049	92,8	3 402 367,8	660,7	5 149 895,1
Zmiana %	-26,4	-38,1	-25,0	4,0	-12,6	5,9	24,9	4,1	28,3	25,5	5,4	19,0

### Elektrociepłownia Białystok

Lata	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			Pył			CO <sub>2</sub>		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję SO <sub>2</sub> [tys. zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję NO <sub>x</sub> [tys. zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Oplata za emisję pyłu [tys. zł]	Emisja CO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	
I-III kw. 2021	148,9	0,133	83,4	368,4	0,328	206,3	22,8	0,020	8,6	220 186,6	196,3	368 257,2
I-III kw. 2020	68,1	0,072	37,4	320,1	0,336	176,1	29,4	0,031	10,9	122 242,9	128,5	314 645,8
Zmiana %	118,7	85,5	122,7	15,1	-2,4	17,2	-22,8	-34,5	-20,7	80,1	52,8	17,0

### Ciepłownia Zachód Białystok

Lata	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			Pył			CO <sub>2</sub>		Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję SO <sub>2</sub> [tys. zł]	Emisja NO <sub>x</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	Oplata za emisję NO <sub>x</sub> [tys. zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Oplata za emisję pyłu [tys. zł]	Emisja CO <sub>2</sub> [Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	
I-III kw. 2021	16,7	-	9,3	14,2	-	8,0	0,5	-	0,2	14 671	-	-
I-III kw. 2020	4,0	-	2,2	3,5	-	1,9	0,4	-	0,1	7 314	-	-
Zmiana %	317,5	-	322,7	305,7	-	321,1	25,0	-	100,0	100,6	-	-

## 8.44. Dotrzymanie wymogów formalno-prawnych

### ENEA Wytwarzanie

30 czerwca 2020 r. Elektrownia Kozienice zakończyła uczestnictwo w Przejściowym Planie Krajowym (PPK) i od 1 lipca 2020 r. dotrzymuje standardy emisyjne, zgodnie z zapisami dyrektywy IED. Jednocześnie 18 sierpnia 2021 r. rozpoczęły swoje obowiązywanie konkluzje BAT (kBAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania paliw.

Mając na uwadze powyższe, od 18 sierpnia 2021 r. w odniesieniu do instalacji bloków 1-10 i bloku 11 Elektrowni Kozienice, obowiązują następujące zaostrzone wymogi prawa w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza:

- 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), obowiązują następujące warunki uznania standardów emisji za dotrzymane:
  - żadna z zatwierdzonych średnich miesięcznych wartości stężeń pyłu, SO<sub>2</sub> oraz NO<sub>x</sub> nie przekracza 100% standardu emisyjnego,
  - 95% wszystkich zatwierdzonych średnich jednogodzinnych wartości stężeń pyłu, SO<sub>2</sub> oraz NO<sub>x</sub> w ciągu roku kalendarzowego nie przekracza 200% standardu emisyjnego;
- zgodnie z Decyzją Wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz. U. UE. 2017, L. 212 s.1), obowiązują następujące warunki uznania granicznych wielkości emisji za dotrzymane:

- a) żadna z zatwierdzonych średnich rocznych wartości stężeń pyłu, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, HCl, HF, NH<sub>3</sub> oraz Hg nie przekracza rocznych granicznych wielkości emisji,
- b) żadna z zatwierdzonych średnich dobowych wartości stężeń pyłu, SO<sub>2</sub> oraz NO<sub>x</sub> nie przekracza dobowych granicznych wielkości emisji.

**W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. nie stwierdzono przekroczenia standardów emisyjnych, granicznych wielkości emisji i innych wymogów formalno-prawnych.**

Elektrownia Kozienice skutecznie realizuje cele nakreślone przez prawodawstwo krajowe i wspólnotowe (dyrektywa IED, konkluzje BAT, ustawa Prawo Ochrony Środowiska i rozporządzenia wykonawcze). W Elektrowni funkcjonuje pięć instalacji odsiarczania spalin, które gwarantują wymaganą redukcję emisji SO<sub>2</sub> ze spalin wszystkich bloków. Wszystkie bloki Elektrowni wyposażone są w wysokosprawne elektrofiltry, poddawane modernizacjom w celu utrzymania wysokiej skuteczności odpylania. Bloki (z wyłączeniem bloku nr 3) są także wyposażone w instalacje do selektywnej katalitycznej redukcji NO<sub>x</sub> (SCR). Zabudowane urządzenia i instalacje służące ochronie środowiska pozwalają zachować pełną zgodność z wymogami formalno-prawnymi.

**ENEA Ciepło**

ENEA Ciepło korzysta w ramach instalacji Ciepłowni Zachód z derogacji cieplowniczej wynikającej z dyrektywy IED w zakresie emisji SO<sub>2</sub>, pyłu i NO<sub>x</sub>.

W okresie obowiązywania derogacji cieplowniczej tj. od 1 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2022 r., obowiązują standardy emisyjne według stanu na 31 grudnia 2015 r.

**ENEA Elektrownia Połaniec**

ENEA Elektrownia Połaniec S.A. korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17 500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1.

W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. z limitu wykorzystano 1 541 godzin. Łącznie wykorzystano 15 113 godzin.

---

## 9. CSR – Społeczna Odpowiedzialność Biznesu

---

### 1. Walka z COVID-19

Do chwili obecnej Grupa ENEA przeznaczyła ponad 6,2 mln zł na wsparcie placówek medycznych i instytucji, które angażowały się w walkę z pandemią. Kwota została przekazana do 43 szpitali i innych jednostek leczniczych na terenie całej Polski. W pierwszych trzech kwartałach 2021 r. na walkę z COVID-19 oraz rehabilitację po przebyciu choroby Fundacja ENEA przekazała 1 895 600 zł.

### 2. Projekt edukacji historycznej pn. „Z Wielkopolski do Wolnej Polski. Młodzi o 27 grudnia 1918 roku”

ENEA S.A. wspólnie z Fundacją „Towarzystwo Projektów Edukacyjnych” realizowała projekt historyczno-edukacyjny nt. Powstania Wielkopolskiego, angażując się tym samym w realizację celów zrównoważonego rozwoju w zakresie zapewnienia dobrej jakości edukacji. W ramach projektu opracowane zostały materiały edukacyjne i pomoce dydaktyczne niezbędne do przeprowadzenia lekcji dotyczącej powstania oraz strona internetowa akcji <https://1918pamietamy.enea.pl>. Dodatkowo zorganizowane zostały dwie konferencje historyczno-dydaktyczne, a dla szkół przygotowano także wystawę wielkoformatową. Od 1 października do 12 listopada trwał konkurs z nagrodami sprawdzający wiedzę wyniesioną z lekcji o Powstaniu. Celem projektu było szerzenie wiedzy i edukacja młodego pokolenia na temat Powstania Wielkopolskiego, jego znaczenia dla niepodległości Polski oraz integracja społeczności lokalnej oraz budowanie poczucia wspólnoty i patriotyzmu.

### 3. Kampania społeczna #OgarnijHejt

Kampania realizowana była w ramach ustanowionego przez Sejm RP Roku Lema, którego Grupa ENEA jest partnerem. Grupa ENEA wraz z Instytutem Polska Przyszłości im. Stanisława Lema popularyzowała wiedzę o zasadach bezpiecznego korzystania z internetu oraz zapobieganiu cyberprzemocy. W ramach kampanii uczniowie, ich rodzice i nauczyciele, w 30 szkołach, które kwalifikowały się do programu, wzięli udział w bezpłatnych warsztatach nt. bezpiecznego i odpowiedzialnego korzystania z internetu i mediów społecznościowych. Projekt miał na celu również przeciwdziałanie negatywnym skutkom pandemii wśród młodzieży oraz osób dorosłych oraz działania z obszaru opieki psychologicznej. W dniach 10-15 września odbył się festiwal edukacyjny pn. „Bomba Megabitowa” z udziałem przedstawicieli Grupy ENEA, poświęcony twórczości Stanisława Lema oraz ryzykom i szansom wynikającym z rozwoju technologicznego.

### 4. Kampania społeczna „Razem ruszamy do stołu”

ENEA, angażując się w realizację celów zrównoważonego rozwoju w obszarze dobrego zdrowia i jakości życia, zachęcała Polaków do zadbania o swoją kondycję fizyczną, organizując w tym celu kampanię społeczną „Razem ruszamy do stołu”. Celem akcji była integracja społeczności lokalnej z terenu działania Grupy ENEA. Kampania zakładała nagradzanie wspólnej aktywności ruchowej i przyniosła korzyści całym lokalnym społecznościom. Uczestnicy akcji od 19 sierpnia do 24 września dzięki np. spacerom, bieganiu, wędrówkom krajoznawczym, nordic walking, jeździe na rowerze, hulajnodze czy rolnkach zebrali kilometry, które były przeliczane na punkty w aplikacji mobilnej i zaliczane na rzecz miast i gmin z terenu działania ENEA. Każdy z pięciu samorządów z największą liczbą przemierzonych kilometrów otrzymał od ENEA po dwa profesjonalne stoły do tenisa stołowego. Ponad stu najbardziej aktywnych mieszkańców otrzymało indywidualne nagrody sportowe, m.in. hulajnogi elektryczne i zestawy do gry w tenisa stołowego. Łącznie w wyzwaniu wzięło udział ponad 1600 osób, które łącznie pokonały 429 173 km.

### 5. Projekt Czysty Bałtyk

Wielkie sprzątanie plaż to inicjatywa Stowarzyszenia Czysta Polska oraz United Nations Global Compact, do którego dołączyła ENEA. W trakcie pierwszej, rekordowej edycji przez dwa dni udało się zebrać prawie dwie tony odpadów. Dokonało tego 1787 wolontariuszy z całej Polski. Sprzątnięcie śmieci z nadmorskich plaż to tylko cel pośredni. Celem najważniejszym jest edukacja, zmiana świadomości i szkodliwych przyzwyczajeń. W ten sposób ENEA chce zwrócić uwagę na problem śmieci, ich odpowiedniej segregacji i recyklingu, a tym samym dotrzeć do szerokiego grona odbiorców i pokazywać pozytywne wzorce zachowania.

### 6. Czatownia ornitologiczna

Grupa ENEA prowadzi również działania na rzecz ochrony bioróżnorodności realizując tym samym dwa Cele Zrównoważonego Rozwoju dotyczące przeciwdziałaniu zmianom klimatu i ich skutkom oraz powstrzymania utraty różnorodności biologicznej. Dzięki współpracy z Lasami Państwowymi, 30 września w leśnictwie Biskupice powstała czatownia ornitologiczna. Drewniana czatownia ustawiona jest nad Zalewem Grudniańskim w miejscu, z którego z powodzeniem można obserwować ptactwo wodno-błotne. To drugi tego typu obiekt na terenie Piłskiej Dyrekcji Lasów Państwowych. Obiekt powstał w niedużej odległości od istniejącego parkingu leśnego, do którego prowadzi droga umożliwiająca korzystanie z niej także osobom niepełnosprawnym. Otwarcie połączone zostało z warsztatami fotografii przyrodniczej, które prowadził ceniony fotograf natury Hubert Gajda.

## 10. Załączniki

### Załącznik nr 1 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	2 143 696	2 223 599	79 903	3,7%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 952	3 263	1 311	67,2%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	1 435	19 110	17 675	1 231,7%
Rozliczenie rynku bilansującego	26 329	2 837	-23 492	-89,2%
Opłaty za przyłączenie do sieci	112 765	63 552	-49 213	-43,6%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	3 972	6 613	2 641	66,5%
Przychody z tytułu usług	20 360	21 085	725	3,6%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	19 609	19 057	-552	-2,8%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	953	1 339	386	40,5%
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>2 331 071</b>	<b>2 360 455</b>	<b>29 384</b>	<b>1,3%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	462 337	495 231	32 894	7,1%
Koszty świadczeń pracowniczych	370 784	386 279	15 495	4,2%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	22 143	24 736	2 593	11,7%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	261 992	219 573	-42 419	-16,2%
Koszty usług przesyłowych	348 789	324 439	-24 350	-7,0%
Inne usługi obce	201 894	206 983	5 089	2,5%
Podatki i opłaty	173 594	179 905	6 311	3,6%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 841 533</b>	<b>1 837 146</b>	<b>-4 387</b>	<b>-0,2%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	85 998	29 670	-56 328	-65,5%
Pozostałe koszty operacyjne	48 365	26 102	-22 263	-46,0%
Zysk/ (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(3 894)	(1 273)	2 621	67,3%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>523 277</b>	<b>525 604</b>	<b>2 327</b>	<b>0,4%</b>
Przychody finansowe	3 538	4 992	1 454	41,1%
Koszty finansowe	66 928	44 333	-22 595	-33,8%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>459 887</b>	<b>486 263</b>	<b>26 376</b>	<b>5,7%</b>
Podatek dochodowy	90 811	96 263	5 452	6,0%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>369 076</b>	<b>390 000</b>	<b>20 924</b>	<b>5,7%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>985 614</b>	<b>1 020 835</b>	<b>35 221</b>	<b>3,6%</b>

#### **Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. (wzrost o 35 mln zł):**

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 98 mln zł wynikają głównie z wyższego wolumenu dystrybuowanej energii. Skutki oddziaływania pandemii i ograniczeń w sektorze przedsiębiorstw, w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną, są znacznie mniej odczuwalne. Dodatkowo cały czas obserwujemy wpływ pracy w trybie "home office" na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną w grupach taryfowych G

(+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych o 24 mln zł są w szczególności konsekwencją spadku mocy umownej, wyższego wolumenu energii pobranej oraz niższych stawek opłaty zmiennej i stałej, odpowiednio w rozliczeniach z PSE SA oraz sąsiednimi OSD

(-) niższe przychody za przyłączenie do sieci o 49 mln zł wynikają z rozliczenia w 2020 r. przyłączenia o znacznej opłacie przyłączeniowej w II grupie przyłączeniowej

(+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 19 mln zł wynikają przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2021 r.

(-) wyższe koszty operacyjne o 29 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych, wyższych kosztów usług obcych oraz wyższych kosztów podatków i opłat

(-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 31 mln zł wynika głównie z niższych przychodów z tytułu otrzymanych kar umownych i odszkodowań, niższych przychodów z tytułu usuwania kolizji, zmiany stanu odpisów aktualizujących, kompensowanych przez wyższy wynik likwidacji

## Załącznik nr 2 - Rachunek zysków i strat ENEA Operator w trzecim kwartale 2021 r.

[tys. zł]	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	721 182	734 984	13 802	1,9%
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	407	992	585	143,7%
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	-3 325	-563	2 762	83,1%
Rozliczenie rynku bilansującego	6 070	330	-5 740	-94,6%
Opłaty za przyłączenie do sieci	11 961	27 155	15 194	127,0%
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 187	1 529	342	28,8%
Przychody z tytułu usług	6 576	6 979	403	6,1%
Przychody ze sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	6 695	6 341	-354	-5,3%
Przychody ze sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	322	433	111	34,5%
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>751 075</b>	<b>778 180</b>	<b>27 105</b>	<b>3,6%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	157 263	167 198	9 935	6,3%
Koszty świadczeń pracowniczych	113 194	120 899	7 705	6,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	7 489	8 426	937	12,5%
Zakup energii na potrzeby własne oraz straty sieciowe	85 178	71 989	-13 189	-15,5%
Koszty usług przesyłowych	117 325	111 604	-5 721	-4,9%
Inne usługi obce	71 289	68 848	-2 441	-3,4%
Podatki i opłaty	59 007	59 030	23	0,0%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>610 745</b>	<b>607 994</b>	<b>-2 751</b>	<b>-0,5%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	19 096	9 555	-9 541	-50,0%
Pozostałe koszty operacyjne	5 797	8 695	2 898	50,0%
Zysk/ (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(1 235)	(134)	1 101	89,1%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>152 394</b>	<b>170 912</b>	<b>18 518</b>	<b>12,2%</b>
Przychody finansowe	598	483	-115	-19,2%
Koszty finansowe	17 794	14 887	-2 907	-16,3%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>135 198</b>	<b>156 508</b>	<b>21 310</b>	<b>15,8%</b>
Podatek dochodowy	26 909	30 714	3 805	14,1%
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	108 289	125 794	17 505	16,2%
<b>EBITDA</b>	<b>309 657</b>	<b>338 110</b>	<b>28 453</b>	<b>9,2%</b>

### Czynniki zmiany EBITDA ENEA Operator w trzecim kwartale 2021 r. (wzrost o 28 mln zł):

(+) wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 17 mln zł wynikają głównie z wyższego wolumenu dystrybuowanej energii

(+) niższe koszty zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych o 6 mln zł są w szczególności konsekwencją spadku mocy umownej, wyższego wolumenu energii pobranej oraz niższych stawek opłaty zmiennej i stałej, odpowiednio w rozliczeniach z PSE SA oraz sąsiednimi OSD

(+) wyższe przychody za przyłączenie do sieci o 15 mln zł

(+) niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej (saldo) o 7 mln zł wynikają przede wszystkim ze spadku cen hurtowych z realizacją w 2021 r.

(-) wyższe koszty operacyjne o 6 mln zł wynikają głównie z wyższych kosztów świadczeń pracowniczych

(-) niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 11 mln zł wynika głównie z aktualizacji stanu rezerw dotyczących majątku sieciowego, niższych przychodów z tytułu otrzymanych kar umownych i odszkodowań, kompensowanych przez wyższy wynik likwidacji

### Załącznik nr 3 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2020 <sup>1)</sup>	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 990 530	3 898 157	-92 373	-2,3%
koncesja na wytwarzanie	3 345 257	3 757 809	412 552	12,3%
koncesja na obrót	569 285	116 546	-452 739	-79,5%
Regulacyjne Usługi Systemowe	75 988	23 802	-52 186	-68,7%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	0	458 803	458 803	100,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	22 613	91	-22 522	-99,6%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	642	1 169	527	82,1%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	4 873	4 046	-827	-17,0%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	10 707	20 309	9 602	89,7%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>4 029 365</b>	<b>4 382 575</b>	<b>353 210</b>	<b>8,8%</b>
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	252	425	173	68,7%
<b>Przychody ze sprzedaży i inne dochody</b>	<b>4 029 617</b>	<b>4 383 000</b>	<b>353 383</b>	<b>8,8%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	305 553	170 457	-135 096	-44,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	195 444	202 956	7 512	3,8%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	2 440 819	3 060 253	619 434	25,4%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	455 591	313 658	-141 933	-31,2%
Usługi przesyłowe	1	3	2	200,0%
Inne usługi obce	87 790	98 996	11 206	12,8%
Podatki i opłaty	56 393	59 510	3 117	5,5%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>3 541 591</b>	<b>3 905 833</b>	<b>364 242</b>	<b>10,3%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	37 614	16 529	-21 085	-56,1%
Pozostałe koszty operacyjne	8 322	9 473	1 151	13,8%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	193	64	-129	-66,8%
Odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych	522 822	0	-522 822	-100,0%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>(5 311)</b>	<b>484 287</b>	<b>489 598</b>	<b>9 218,6%</b>
Przychody finansowe	476	7 665	7 189	1 510,3%
Koszty finansowe	106 258	65 954	-40 304	-37,9%
Przychody z tytułu dywidend	152	121	-31	-20,4%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>(110 941)</b>	<b>426 119</b>	<b>537 060</b>	<b>484,1%</b>
Podatek dochodowy	-21 188	82 377	103 565	488,8%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>(89 753)</b>	<b>343 742</b>	<b>433 495</b>	<b>483,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>823 064</b>	<b>654 744</b>	<b>-168 320</b>	<b>-20,5%</b>

<sup>1)</sup> prezentowane dane w 2020 r. nie uwzględniają wydzielonego z ENEA Wytwarzanie z dniem 1 grudnia 2020 r. Segmentu OZE

#### **Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. (spadek o 168 mln zł):**

- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 284,9 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 229,8 mln zł
- (-) niższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 52,2 mln zł
- (-) spadek pozostałych czynników o 36,8 mln zł w tym spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 22,2 mln zł, spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych o 22,5 mln zł, wzrost wyniku na sprzedaży materiałów o 9,5 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 23,5 mln zł
- (+) przychody z Rynku Mocy 458,8 mln zł



## Załącznik nr 4 - Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie w trzecim kwartale 2021 r.

[tys. zł]	III kw. 2020 <sup>1)</sup>	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 443 497	1 562 526	119 029	8,2%
koncesja na wytwarzanie	1 398 812	1 550 217	151 405	10,8%
koncesja na obrót	27 516	5 940	-21 576	-78,4%
Regulacyjne Usługi Systemowe	17 169	6 369	-10 800	-62,9%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	0	160 328	160 328	100,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	43	0	-43	-100,0%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	121	595	474	391,7%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 606	1 432	-174	-10,8%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	4 415	8 284	3 869	87,6%
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>1 449 682</b>	<b>1 733 165</b>	<b>283 483</b>	<b>19,6%</b>
Przychody z tytułu leasingu i subleasingu operacyjnego	90	123	33	36,7%
<b>Przychody ze sprzedaży i inne dochody</b>	<b>1 449 772</b>	<b>1 733 288</b>	<b>283 516</b>	<b>19,6%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIPI	101 148	55 822	-45 326	-44,8%
Koszty świadczeń pracowniczych	62 276	67 647	5 371	8,6%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 003 160	1 270 293	267 133	26,6%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	80 009	80 591	582	0,7%
Inne usługi obce	32 204	40 745	8 541	26,5%
Podatki i opłaty	19 885	19 843	-42	-0,2%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 298 682</b>	<b>1 534 941</b>	<b>236 259</b>	<b>18,2%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	1 567	2 379	812	51,8%
Pozostałe koszty operacyjne	1 331	1 557	226	17,0%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	274	53	-221	-80,7%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>151 600</b>	<b>199 222</b>	<b>47 622</b>	<b>31,4%</b>
Przychody finansowe	129	-868	-997	-772,9%
Koszty finansowe	30 612	16 794	-13 818	-45,1%
Przychody z tytułu dywidend	0	1	1	100,0%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>121 117</b>	<b>181 561</b>	<b>60 444</b>	<b>49,9%</b>
Podatek dochodowy	22 365	-54 899	-77 264	-345,5%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>98 752</b>	<b>236 460</b>	<b>137 708</b>	<b>139,4%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>252 748</b>	<b>255 044</b>	<b>2 296</b>	<b>0,9%</b>

<sup>1)</sup> prezentowane dane w 2020 r. nie uwzględniają wydzielonego z ENEA Wytwarzanie z dniem 1 grudnia 2020 r. Segmentu OZE

### **Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Wytwarzanie w trzecim kwartale 2021 r. (wzrost o 2 mln zł):**

- (+) przychody z Rynku Mocy 160,3 mln zł
- (+) wzrost pozostałych czynników o 4,4 mln zł w tym wzrost wyniku na sprzedaży materiałów o 4,2 mln zł
- (-) niższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych o 10,8 mln zł
- (-) wzrost kosztów stałych o 18,1 mln zł,
- (-) spadek marży na obrocie i na Rynku Bilansującym o 36,7 mln zł
- (-) spadek marży na wytwarzaniu o 96,8 mln zł

## Załącznik nr 5 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w pierwszych trzech kwartałach 2021 r.

[tys. zł]	I-III kw. 2020	I-III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 646 089	1 885 321	239 232	14,5%
koncesja na wytwarzanie	1 287 775	1 377 753	89 978	7,0%
koncesja na obrót	337 021	498 404	161 383	47,9%
Regulacyjne Usługi Systemowe	21 293	9 164	-12 129	-57,0%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	0	185 360	185 360	100,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	176 035	215 176	39 141	22,2%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	34 781	50 464	15 683	45,1%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	4 034	3 960	-74	-1,8%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	2 837	1 545	-1 292	-45,5%
Podatek akcyzowy	40	42	2	5,0%
<b>Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody</b>	<b>1 863 736</b>	<b>2 341 784</b>	<b>478 048</b>	<b>25,6%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	49 528	60 289	10 761	21,7%
Koszty świadczeń pracowniczych	55 261	56 773	1 512	2,7%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 075 237	1 259 638	184 401	17,1%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	247 022	610 073	363 051	147,0%
Usługi przesyłowe	239	305	66	27,6%
Inne usługi obce	181 877	175 551	-6 326	-3,5%
Podatki i opłaty	25 908	25 613	-295	-1,1%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 635 072</b>	<b>2 188 242</b>	<b>553 170</b>	<b>33,8%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	9 895	20 990	11 095	112,1%
Pozostałe koszty operacyjne	1 447	1 011	-436	-30,1%
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	56	0	-56	-100,0%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>237 168</b>	<b>173 521</b>	<b>-63 647</b>	<b>-26,8%</b>
Przychody finansowe	152	827	675	444,1%
Koszty finansowe	4 737	7 098	2 361	49,8%
Przychody z tytułu dywidend	2 635	3 614	979	37,2%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>235 218</b>	<b>170 864</b>	<b>-64 354</b>	<b>-27,4%</b>
<b>Podatek dochodowy</b>	<b>43 795</b>	<b>31 744</b>	<b>-12 051</b>	<b>-27,5%</b>
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	191 423	139 120	-52 303	-27,3%
<b>EBITDA</b>	<b>286 696</b>	<b>233 810</b>	<b>-52 886</b>	<b>-18,4%</b>

### Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. (spadek o 53 mln zł):

#### **Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 130,3 mln zł):**

- (-) niższa marża na obrocie i RB o 201,7 mln zł
- (-) niższa marża na wytwarzaniu o 110,1 mln zł
- (-) niższe przychody ze sprzedaży Regulacyjnych Usług Systemowych o 12,1 mln zł
- (+) przychody z Rynku Mocy 185,4 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 8,2 mln zł

#### **Segment OZE (wzrost EBITDA o 69,7 mln zł):**

- (+) wyższa marża na produkcji energii z OZE o 67,4 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 3,2 mln zł
- (-) niższa marża Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 0,9 mln zł

#### **Segment Ciepło (wzrost EBITDA o 7,7 mln zł):**

- (+) wyższa marża na ciepłe o 7,5 mln zł z tytułu wyższego wolumenu produkcji ciepła +1,5 mln zł, wyższej ceny sprzedaży ciepła +7,4 mln zł, niższego kosztu paliwa +2,3 mln zł, wyższego kosztu CO<sub>2</sub> -3,8 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 0,2 mln zł

## Załącznik nr 6 - Rachunek zysków i strat ENEA Elektrownia Połaniec w trzecim kwartale 2021 r.

[tys. zł]	III kw. 2020	III kw. 2021	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	556 240	707 833	151 593	27,3%
koncesja na wytwarzanie	405 874	546 246	140 372	34,6%
koncesja na obrót	145 200	159 131	13 931	9,6%
Regulacyjne Usługi Systemowe	5 166	2 456	-2 710	-52,5%
Przychody z tytułu Rynku Mocy	0	64 194	64 194	100,0%
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	49 118	90 765	41 647	84,8%
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	12 948	16 945	3 997	30,9%
Przychody ze sprzedaży pozostałych produktów i usług	1 269	1 309	40	3,2%
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	973	422	-551	-56,6%
Podatek akcyzowy	13	9	-4	-30,8%
<b>Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody</b>	<b>620 535</b>	<b>881 459</b>	<b>260 924</b>	<b>42,0%</b>
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	17 883	21 679	3 796	21,2%
Koszty świadczeń pracowniczych	17 323	17 900	577	3,3%
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	341 045	487 147	146 102	42,8%
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	118 662	215 471	96 809	81,6%
Usługi przesyłowe	75	85	10	13,3%
Inne usługi obce	63 355	62 264	-1 091	-1,7%
Podatki i opłaty	8 113	7 873	-240	-3,0%
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>566 456</b>	<b>812 419</b>	<b>245 963</b>	<b>43,4%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	1 082	2 988	1 906	176,2%
Pozostałe koszty operacyjne	532	482	-50	-9,4%
<b>Zysk / (strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>54 629</b>	<b>71 546</b>	<b>16 917</b>	<b>31,0%</b>
Przychody finansowe	14	817	803	5 735,7%
Koszty finansowe	1 162	2 294	1 132	97,4%
Przychody z tytułu dywidend	2 635	97	-2 538	-96,3%
<b>Zysk / (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>56 116</b>	<b>70 166</b>	<b>14 050</b>	<b>25,0%</b>
Podatek dochodowy	-12 845	10 009	22 854	177,9%
<b>Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>68 961</b>	<b>60 157</b>	<b>-8 804</b>	<b>-12,8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>72 512</b>	<b>93 225</b>	<b>20 713</b>	<b>28,6%</b>

### Główne czynniki zmiany EBITDA ENEA Elektrownia Połaniec w trzecim kwartale 2021 r. (wzrost o 21 mln zł):

#### **Segment Elektrownie Systemowe (spadek EBITDA o 29,5 mln zł):**

- (-) niższa marża na obrocie i RB o 83,1 mln zł
- (-) niższa marża na wytwarzaniu o 4,6 mln zł
- (-) niższe przychody ze sprzedaży Regulacyjnych Usług Systemowych o 2,7 mln zł
- (-) wyższe koszty stałe o 3,3 mln zł
- (+) przychody z Rynku Mocy 64,2 mln zł

#### **Segment OZE (wzrost EBITDA o 48,1 mln zł):**

- (+) wyższa marża na produkcji energii z OZE o 48,6 mln zł
- (+) niższe koszty stałe o 3,4 mln zł
- (-) niższa marża Zielony Blok na sprzedaży zielonych certyfikatów o 3,9 mln zł

#### **Segment Ciepło (wzrost EBITDA o 2,1 mln zł):**

- (+) wyższa marża na ciepłe o 1,7 mln zł z tytułu wyższego wolumenu produkcji ciepła +0,4 mln zł, wyższej ceny sprzedaży ciepła +2,5 mln zł, niższego kosztu paliwa +0,5 mln zł, wyższego kosztu CO<sub>2</sub> -1,8 mln zł
- (+) niższe koszty stałe +0,4 mln zł

## 11. 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/slownik>.

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
<b>Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach</b>	Średni stan należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe x liczba dni / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
<b>Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach</b>	Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
<b>Cykl rotacji zapasów w dniach</b>	Średni stan zapasów x liczba dni / Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów
<b>Dług netto / EBITDA</b>	(Kredyty, pożyczki i dłużne papiery wartościowe długo- i krótkoterminowe + zobowiązania z tyt. leasingu finansowego długo- i krótkoterminowe + zobowiązania finansowe wycenione w wartości godziwej długo- i krótkoterminowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty - aktywa finansowe wycenione w wartości godziwej długo- i krótkoterminowe - dłużne aktywa finansowe wycenione w zamortyzowanym koszcie długo- i krótkoterminowe) / EBITDA LTM
<b>EBITDA</b>	Zysk (strata) operacyjny + amortyzacja + odpis z tyt. utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych
<b>EBITDA LTM</b>	EBITDA z ostatnich 12 miesięcy
<b>EBIT</b>	Zysk (strata) operacyjny
<b>Finansowanie zewnętrzne</b>	Suma pozycji z sprawozdania z przepływów pieniężnych: Otrzymane kredyty i pożyczki, Emisja obligacji, Spłata kredytów i pożyczek, Wykup obligacji
<b>Koszty operacyjne</b>	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
<b>Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</b>	Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów; zakup energii i gazu na potrzeby sprzedaży; usługi przesyłowe; inne usługi obce, podatki i opłaty, podatek akcyzowy
<b>Koszty stałe</b>	Koszty, które są niezależnie od wielkości produkcji energii elektrycznej. W Elektrowni koszty te dotyczą: kosztów wynagrodzeń razem z narzutami, amortyzacji, kosztów zużycia materiałów i surowców, kosztów usług obcych, kosztów podatków i opłat, w pozycji też znajdują się również pozostałe koszty stałe
<b>Koszty własne</b>	Bezpośrednie i pośrednie koszty sprzedaży ENEA S.A. i ENEA Trading
<b>Marża na ciepłe</b>	Marża na sprzedaży ciepła, kalkulowana jako różnica pomiędzy przychodem ze sprzedaży ciepła, a jego zmiennymi kosztami wytworzenia
<b>Marża na obrocie</b>	Różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży energii zakupionej w ramach obrotu, a kosztami zakupu tej energii uwzględniająca wynik na sprzedaży CO <sub>2</sub>
<b>Marża na produkcji energii z OZE</b>	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

Wskaźnik finansowy	Wyszczególnienie
<b>Marża na Rynku Bilansującym</b>	Różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży energii zakupionej na rynku bilansującym, a kosztami zakupu tej energii uwzględniająca wynik na sprzedaży CO <sub>2</sub>
<b>Marża na wytwarzaniu</b>	Różnica pomiędzy osiągniętymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej i przychodów z certyfikatów, a kosztami zmiennymi dotyczącymi wytworzenia tej energii
<b>Marża z działalności koncesjonowanej</b>	Marża z działalności koncesjonowanej jest to pozycja zarządcza uwzględniająca przychody i koszty związane z działalnością gospodarczą polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na określonym terenie. Są to przede wszystkim: <ul style="list-style-type: none"> <li>• przychody ze sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym</li> <li>• koszt usług przesyłowych i dystrybucyjnych</li> <li>• koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych</li> <li>• przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci ENEA Operator posiada koncesję udzieloną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 1 lipca 2030 r.</li> </ul>
<b>Marża ZB na sprzedaży / aktualizacji zapasu zielonych certyfikatów</b>	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
<b>Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi</b>	Kapitał własny / Aktywa trwale
<b>Rentowność operacyjna</b>	Zysk (strata) operacyjny / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
<b>Rentowność kapitału własnego (ROE)</b>	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Kapitał własny
<b>Rentowność aktywów (ROA)</b>	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Aktywa całkowite
<b>Rentowność netto</b>	Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
<b>Rentowność EBITDA</b>	EBITDA / Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody
<b>Skorygowana marża i pokrycia</b>	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 koszty rezerw z tytułu roszczeń wypowiedzianych umów PMOZE, przychody i koszty z tytułu sprzedaży i zakupu praw do emisji CO <sub>2</sub> , wycenę kontraktów CO <sub>2</sub> , transakcji terminowych energii, gazu i praw majątkowych wykazywaną w działalności operacyjnej.
<b>Wynik na pozostałej działalności operacyjnej</b>	Zmiana na pozycjach: pozostałe przychody operacyjne, pozostałe koszty operacyjne, zysk/ strata na zmianie, sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych
<b>Wskaźnik bieżącej płynności</b>	Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe
<b>Wskaźnik zadłużenia ogólnego</b>	Zobowiązania ogółem / Aktywa całkowite
<b>Zmiana kapitału obrotowego</b>	Pozycja z sprawozdania z przepływów pieniężnych

Skrót/pojęcie	Pełna nazwa/wyjaśnienie
<b>ACER</b>	Agency for the Cooperation of Energy Regulators - Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
<b>Aukcja mocy</b>	Mechanizm wprowadzony przez Ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2020 poz. 247). W ramach aukcji mocy producenci energii elektrycznej oferują operatorowi na okres dostaw obowiązków mocy, czyli zobowiązują się do pozostawiania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia
<b>BAT</b>	Best Available Techniques – najlepsze dostępne techniki, dokument formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazujący poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami
<b>Blockchain</b>	Zdecentralizowana platforma o rozproszonej infrastrukturze sieciowej, służąca do księgowania transakcji, płatności lub zapisów księgowych. Do zalet tej technologii należy m.in. bezpieczeństwo, które zapewnia stosowanie algorytmów kryptograficznych, odporność na awarie oraz jawność transakcji przy zachowaniu anonimowości użytkowników. Lista możliwych zastosowań obejmuje m.in. kryptowaluty, Internet Rzeczy, transakcje giełdowe bez pośredników i instytucji, księgi wieczyste z pominięciem notariusza i sądów ksiąg wieczystych, handel energią elektryczną prosument-odbiorca bez pośredników, księgi rachunkowe
<b>CAPEX</b>	Capital expenditures - nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawo do korzystania ze składnika aktywów
<b>CDS (ang. Clean dark spread)</b>	Różnica pomiędzy osiągniętymi ceną ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej, a kosztami zmiennymi dotyczącymi wytworzenia tej energii (jednostkowy koszt CO <sub>2</sub> i jednostkowy koszt węgla z transportem).
<b>Cena pasma (BASE)</b>	Cena kontraktu z dostawą takiego samego wolumenu energii w każdej godzinie doby
<b>CER</b>	Certified Emission Reduction - jednostka poświadczonej redukcji emisji
<b>CO</b>	Tlenek węgla (czad)
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dwutlenek węgla
<b>CSR (ang. Corporate Social Responsibility)</b>	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"> <li>- przyczynia się do zrównoważonego rozwoju, w tym dobrobytu i zdrowia społeczeństwa</li> <li>- uwzględnia oczekiwania interesariuszy</li> <li>- jest zgodne z obowiązującym prawem i spójne z międzynarodowymi normami postępowania</li> <li>- jest zintegrowane z działaniami organizacji i praktykowane w jej relacjach</li> </ul>
<b>Dyrektywa IED</b>	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych. Zaostrza ona standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów z obiektów energetycznego spalania
<b>EUA</b>	EU Emission Allowance - uprawnienie do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami
<b>Europejski System Handlu Emisjami EU ETS</b>	Europejski system wspierający redukcję emisji gazów cieplarnianych
<b>GWh</b>	Gigawatogodzina
<b>HCl</b>	Chlorowodór
<b>HF</b>	Fluorowodór
<b>Hg</b>	Rtęć
<b>ICE</b>	Platforma obrotu umożliwiająca handel uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> (EUA) oraz jednostkami poświadczonej redukcji emisji (CER) na rynku futures
<b>IIP</b>	Inside Information Platform. Platformy informacyjne
<b>Instalacja SCR</b>	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin
<b>Interesariusz</b>	Osoba lub grupa osób zainteresowana decyzjami lub działaniami organizacji. Interesariusz to każdy, kto wpływa na organizację i każdy, na kogo ona wpływa
<b>Internet Rzeczy</b>	Koncepcja, zgodnie z którą różnego rodzaju przedmioty, m.in. urządzenia gospodarstwa domowego, artykuły oświetleniowe i grzewcze, mogą pośrednio albo bezpośrednio gromadzić, przetwarzać lub wymieniać dane za pośrednictwem instalacji elektrycznej lub sieci komputerowej. Celem realizacji tej idei jest tworzenie inteligentnych miast, transportu, produktów, budynków, systemów energetycznych, systemów zdrowia czy związanych z życiem codziennym
<b>IOS</b>	Instalacja odsiarczania spalin oraz redukcji metali ciężkich
<b>IT (ang. information technology)</b>	Technika informatyczna. Sprzęt komputerowy oraz oprogramowanie, a także narzędzia i inne techniki związane ze zbieraniem, przetwarzaniem, przesyłaniem, przechowywaniem, zabezpieczaniem i prezentowaniem informacji
<b>Mg</b>	Megagram, inaczej tona
<b>MWe</b>	Megawat mocy elektrycznej
<b>MWh</b>	Megawatogodzina (1 GWh = 1.000 MWh)
<b>MWt</b>	Megawat mocy cieplnej
<b>NH<sub>3</sub></b>	Amoniak
<b>Nm<sup>3</sup></b>	Normalny metr sześcienny gazu, tj. liczba m <sup>3</sup> , jakie zająłby gaz w warunkach normalnych
<b>nn</b>	Sieć niskiego napięcia, dostarczająca indywidualnym odbiorcom prąd przemienny o częstotliwości 50 Hz, pod napięciem fazowym 230 V
<b>NOx</b>	Tlenki azotu

<b>OSD</b>	Operator Systemu Dystrybucyjnego
<b>OSP</b>	Operator Systemu Przesyłowego. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., jednoosobowa spółka Skarbu Państwa będąca właścicielem sieci najwyższych napięć, a więc operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego
<b>OZE</b>	Odnawialne źródła energii
<b>PM „białe”</b>	Nazwa potoczna instrumentów PMOZE-BIO
<b>PM „błękitne”</b>	Nazwa potoczna instrumentu PMEF, PMEF_F, PMEF-XXXX
<b>PM „zielone”</b>	Tożsame z PMOZE
<b>PMOZE</b>	Prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii
<b>PMOZE - BIO</b>	Prawa Majątkowe wynikające ze Świadectw Pochodzenia energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych
<b>PSCMI 1</b>	Odzwierciedla poziom cen miałow energetycznych klasy 20-23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej.
<b>Prawo energetyczne</b>	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. 2019 poz. 755)
<b>RDN</b>	Rynek Dnia Następnego (RDN) funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. Jest rynkiem spot dla energii elektrycznej w Polsce. Od początku notowań ceny na RDN stanowią odniesienie dla cen energii w kontraktach bilateralnych w Polsce. RDN przeznaczony jest dla tych spółek, które chcą w sposób aktywny i bezpieczny na bieżąco domykać swoje portfele zakupów/sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby
<b>REMIT</b>	(ang.: Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
<b>Rynek bilansujący</b>	Rynek techniczny prowadzony przez OSP. Jego celem jest bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE)
<b>Rynek SPOT</b>	Rynek kasowy (bieżący)
<b>Rynek terminowy</b>	Rynek energii elektrycznej, na którym notowane są produkty typu forward
<b>SCR (ang. Selective Catalytic Reduction)</b>	Instalacja katalitycznego odazotowania spalin. Zasadą jej działania jest redukcja tlenków azotu do azotu atmosferycznego na powierzchni katalizatora, odbywająca się z wykorzystaniem substancji zawierającej amoniak
<b>Smart Grid</b>	Inteligentne sieci elektroenergetyczne, w ramach których istnieje komunikacja między wszystkimi uczestnikami rynku energii, mająca na celu dostarczanie usług energetycznych z zapewnieniem obniżenia kosztów, zwiększenia efektywności oraz integracji rozproszonych źródeł energii, w tym także źródeł odnawialnych
<b>SN</b>	Sieć średniego napięcia, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 1 kV do 60 kV
<b>SO<sub>2</sub></b>	Dwutlenek siarki
<b>TGE</b>	Towarowa Giełda Energii
<b>TWh</b>	Terawatogodzina
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>Ustawa Prawo Energetyczne</b>	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne
<b>WN</b>	Sieć wysokiego napięcia. Elektroenergetyczna sieć przesyłowa, w której napięcie międzyfazowe wynosi od 60 do 200 kV (w Polsce 110 kV). Sieć do przesyłania energii elektrycznej na duże odległości

## Podpisy Zarządu

Data zatwierdzenia i publikacji „Pozostałych informacji do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za trzeci kwartał 2021 r.” - 25 listopada 2021 r.

Podpisy:

Prezes Zarządu    Paweł Szczeszek

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych    Tomasz Siwak

Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych    Tomasz Szczegielniak

Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych    Marcin Pawlicki

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych    Rafał Mucha