



# Informacja do skróconego skonsolidowanego raportu Grupy Kapitałowej Energa za III kwartał 2023 roku

Gdańsk, dnia 30 października 2023 roku

## Spis treści

<b>1. PODSUMOWANIE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA .....</b>	<b>6</b>
2.1. Charakterystyka działalności i struktura Grupy.....	6
2.2. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym .....	6
2.3. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów.....	10
<b>3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA.....</b>	<b>13</b>
3.1. Zasady sporządzania kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego .....	13
3.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w kwartalnym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.....	13
3.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej.....	19
3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych.....	20
3.5. Prognozy wyników finansowych .....	20
3.6. Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału .....	20
<b>4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA.....</b>	<b>22</b>
4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja.....	22
4.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna.....	22
4.1.2. Wyniki finansowe.....	23
4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie .....	25
4.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna.....	25
4.2.2. Wyniki finansowe.....	26
4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż.....	29
4.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna.....	29
4.3.2. Wyniki finansowe.....	30
<b>5. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE.....</b>	<b>33</b>
5.1. Rynek energii elektrycznej w Polsce .....	33
5.2. Otoczenie regulacyjne.....	37
<b>6. AKCJE I AKCJONARIAT.....</b>	<b>46</b>
6.1. Informacje o akcjach i akcjonariacie Spółki Energa .....	46
6.2. Notowania akcji Spółki na GPW .....	46
6.3. Oceny ratingowe.....	47
6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących .....	47
<b>7. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE.....</b>	<b>49</b>
7.1. Informacje o istotnych umowach i transakcjach .....	49
7.2. Zarządzanie ryzykiem.....	49
7.2.1. Opis najistotniejszych ryzyk .....	50
7.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	55
7.4. Zatrudnienie.....	67
7.5. Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe .....	67
Spis tabel .....	69
Spis rysunków.....	69
Słownik skrótów i pojęć.....	70

## 1. PODSUMOWANIE

### GRUPA ENERGA PO 9 MIESIĄCACH 2023 ROKU



Jedna z wiodących grup energetycznych oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju, z 47% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

#### Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
19 489 mln zł	3 358 mln zł	17,2%

#### Odnawialne źródła energii

Produkcja OZE	Moc zainstalowana									
1 173 GWh	622 MWe	<table><tr><td>Wiatr</td><td>39%</td></tr><tr><td>Biomasa</td><td>13%</td></tr><tr><td>PV</td><td>15%</td></tr><tr><td>El. przepływowe</td><td>33%</td></tr></table>	Wiatr	39%	Biomasa	13%	PV	15%	El. przepływowe	33%
Wiatr	39%									
Biomasa	13%									
PV	15%									
El. przepływowe	33%									





#### Dane operacyjne

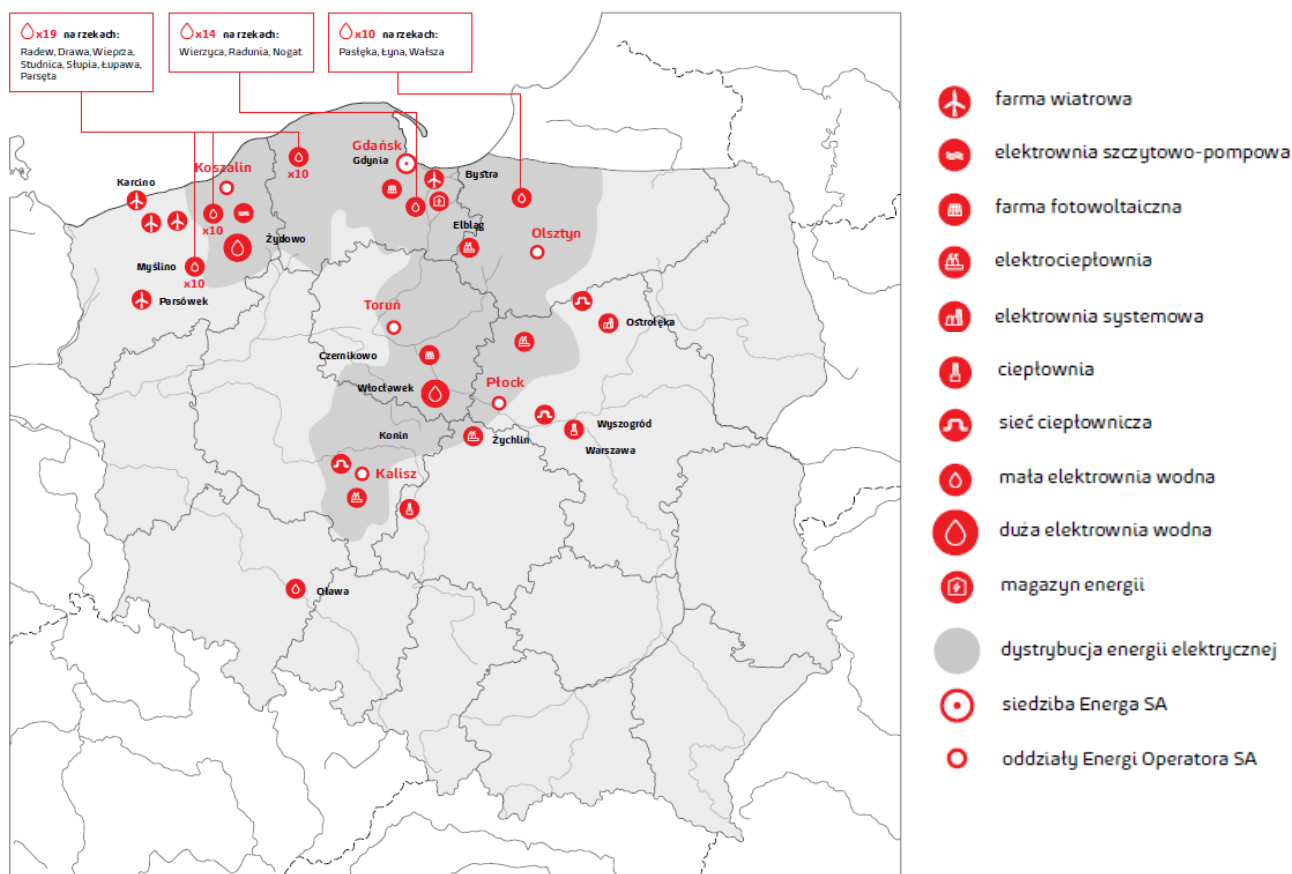
Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
16,6 TWh	2,5 TWh	12,5 TWh

#### Niezbędnik inwestora

Kapitalizacja*	Cena akcji*	Rating Fitch	Rating Moody's
3,27 mld zł	7,90 zł	BBB+	Baa2

\* Stan na 30 września 2023 roku

Kluczowe zasoby			
Sieć dystrybucji	Moc zainstalowana	Liczba klientów	Liczba pracowników
196 tys. km 	1,41 GWe z czego 44% stanowią OZE 	Dystrybucja: 3,3 mln  Sprzedaż 3,3 mln 	8,7 tys. 



Kluczowe Linie Biznesowe		
Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
<b>Energa Operator</b>	<b>Energa Wytwarzanie</b>	<b>Energa Obrót</b>
EBITDA: 1 950 mln zł	EBITDA: 413 mln zł	EBITDA: 1 094 mln zł

Inwestycje			
2 888 mln zł	Nowoprzyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, ŚN i NN	Nowe źródła OZE*
Z czego Dystrybucja: 1 408 mln zł	55 tys.	2 118 km	1 110 MW

\*przyłączone do sieci dystrybucji



Elektrownia Wodna w Straszynie

## **Podstawowe informacje o Grupie Energa**

## 2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA

### 2.1. Charakterystyka działalności i struktura Grupy

Podstawowa działalność Grupy Kapitałowej Energa („Grupa”, „Grupa Energa”) obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej, a koncentruje się w następujących liniach biznesowych:

**Linia Biznesowa Dystrybucja** to podstawowa dla rentowności Grupy Linia Biznesowa zajmująca się dystrybucją energii elektrycznej, która jest w Polsce działalnością regulowaną, prowadzoną w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”). Funkcję podmiotu wiodącego Linii pełni spółka Energa Operator SA („Energa Operator”, „EOP”). Grupa Energa pozostaje naturalnym monopolistą na terenie północnej i środkowej Polski, gdzie znajdują się jej aktywa dystrybucyjne, za pomocą których dostarcza energię elektryczną do 3,3 mln klientów, z czego około 3,2 mln stanowią klienci z umowami kompleksowymi, a 161 tys. to klienci TPA (ang. Third Party Access). Na koniec września 2023 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła ponad 196 tys. km i obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km<sup>2</sup>, co stanowiło około 24% powierzchni kraju.

**Linia Biznesowa Wytwarzanie** działa w oparciu o cztery Obszary Wytwarzania: Elektrownia w Ostrołęce, Woda, Wiatr i Pozostałe (w tym kogeneracja - CHP). Całkowita zainstalowana moc wytwórcza w elektrowniach Grupy wynosiła na koniec września 2023 roku około 1,4 GW. Podmiotem wiodącym tej Linii Biznesowej jest spółka Energa Wytwarzanie SA („Energa Wytwarzanie”, „EWYT”). W ciągu pierwszych 9 miesięcy 2023 roku Grupa wytworzyła ok. 2,5 TWh energii elektrycznej brutto, z czego 49% pochodziło z węgla kamiennego, 32% z wody, 14% z wiatru, 3% z biomasy i 3% z fotowoltaiki. Grupa Energa swoją wysoką pozycję pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w energii wytworzonej ogółem zawdzięcza głównie produkcji energii w hydroelektrowniach i elektrowniach wiatrowych. Zielona energia powstaje w 46-ciu elektrowniach wodnych, 6-ciu farmach wiatrowych, a także w instalacjach spalających biomasę (m.in. w spółce Energa Kogeneracja Sp. z o.o.) oraz posiadanych przez Grupę instalacjach fotowoltaicznych.

**Linia Biznesowa Sprzedaż**, której podmiotem wiodącym jest Energa Obrót SA, prowadzi sprzedaż energii elektrycznej, gazu i dodatkowych usług do wszystkich segmentów klientów. Na koniec III kwartału 2022 roku Grupa Energa obsługiwała około 3,3 mln odbiorców, z czego 3.0 mln stanowili klienci taryfy G, a na pozostałą część składali się klienci grup taryfowych: C, B i A, w porządku malejącym.

### Zmiany w strukturze i organizacji Grupy

Na dzień 30 września 2023 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym – spółką Energa SA („Energa” „Spółka”, „Emitent”), wchodziło 26 spółek.

### Sprzedaż spółki Energa Invest Sp. z o.o.

W dniu 31 lipca 2023 roku Energa oraz ORLEN Projekt SA zawarły umowę sprzedaży, na podstawie której Spółka zbyła 100% udziałów posiadanych w podmiocie zależnym Energa Invest Sp. z o.o. Tytuł prawny do udziałów przeszedł na ORLEN Projekt SA w dniu 1 sierpnia 2023 roku. Cena sprzedaży wyniosła 14,5 mln zł. Transakcja ma na celu integrację działalności projektowej prowadzonej przez podmioty Grupy ORLEN, co pozwoli wzmocnić ten obszar biznesowy i wpłynie pozytywnie na realizację przez Grupę przedsięwzięć inwestycyjnych. Spółka Energa Invest w okresie poprzedzającym sprzedaż klasyfikowana była jako grupa do zbycia zgodnie z MSSF5.

## 2.2. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego i po dniu bilansowym

### 2.2.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego

Najważniejsze zdarzenia I półrocza 2023 roku zostały przedstawione w Sprawozdaniu Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2023 roku. Istotne zdarzenia w III kwartale 2023 roku oraz po dniu bilansowym zostały przedstawione poniżej.

### Podpisanie dokumentu zawierającego podsumowanie warunków transakcji nabycia przez Skarb Państwa akcji spółki Energa Elektrownie Ostrołęka SA

23 lipca 2021 roku Energa podpisała porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych i ich integracji w ramach Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego („NABE”). W związku z powyższym w dniu 14 lipca 2023 roku Energa Wytwarzanie („EWYT”) otrzymała od Skarbu Państwa, reprezentowanego przez Ministra Aktywów Państwowych, propozycję niewiążącego dokumentu („Term Sheet”) podsumowującego kluczowe warunki transakcji nabycia przez Skarb Państwa wszystkich posiadanych przez EWYT akcji spółki Energa Elektrownie Ostrołęka SA („EEO”), stanowiących 89,64% kapitału zakładowego EEO, w celu utworzenia NABE („Transakcja”).

Term Sheet w szczególności zawierał propozycję ceny nabycia akcji EEO, kluczowe warunki ekonomiczno-prawne przeprowadzenia Transakcji, w tym kluczowe postanowienia przedwstępnej umowy sprzedaży oraz przyrzeczonej umowy sprzedaży. Zgodnie z Term Sheet kwota ceny sprzedaży akcji EEO wynosiła 153 mln złotych w oparciu o wartość przedsiębiorstwa (Enterprise Value) ustaloną według mechanizmu locked-box na dzień 30 września 2022 roku.

Term Sheet był przedmiotem dalszych negocjacji EWYT i Emitenta ze Skarbem Państwa, których celem było ostateczne uzgodnienie treści tego dokumentu.

10 sierpnia 2023 roku Term Sheet w finalnej wersji został podpisany przez Energa Wytwarzanie oraz Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Aktywów Państwowych. Podpisany Term Sheet zawiera kluczowe warunki brzegowe Transakcji, które zostały wskazane powyżej, a także określa warunki, od spełnienia których uzależniona jest zawarcie umowy przedwstępnej sprzedaży akcji EEO na rzecz Skarbu Państwa, obejmujące w szczególności:

- a) osiągnięcie porozumienia w zakresie treści dokumentacji związanej z Transakcją, w tym obejmującej przyszłe finansowanie NABE i uzyskanie wstępnych decyzji kredytowych banków na finansowanie NABE,
- b) pozytywne rozpatrzenie przez Prezesa Rady Ministrów wniosku o nabycie akcji EEO przez Skarb Państwa z Funduszu Reprywatyzacji,
- c) uzyskanie wszelkich wewnętrznych zgód i pozwoleń wymaganych do zawarcia lub wykonania Transakcji,
- d) zawarcie umów (lub odpowiednich aneksów) zapewniających funkcjonowanie spółek tworzących NABE po zamknięciu Transakcji,
- e) przeprowadzenie zmian kapitału zakładowego czy struktury akcji/udziałów spółek tworzących NABE w celu przygotowania ich do Transakcji, w tym przeprowadzenie konwersji.

Term Sheet nie stanowi oferty ani zobowiązania do zawarcia jakiegokolwiek umowy.

W ramach kolejnego etapu Transakcji przewidywane jest zawarcie umowy przedwstępnej, a następnie umowy przyrzeczonej sprzedaży akcji EEO na rzecz Skarbu Państwa.

### **Wniesienie pozwu o uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia Energi**

W dniu 21 sierpnia 2023 roku Spółka poinformowała o otrzymaniu od Sądu Okręgowego w Gdańsku, IX Wydział Gospodarczy, odpisu pozwu o uchylenie uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energi SA z dnia 15 czerwca 2023 roku w sprawie podziału zysku netto za rok obrotowy 2022 i przeznaczenia tego zysku na podwyższenie kapitału zapasowego. Spółka nie zgadza się z wniesionym pozwem i złożyła na niego odpowiedź.

### **Porozumienie dotyczące rozwiązania umowy z firmą audytorską uchwały**

Energa oraz Deloitte Audit sp. z o.o. sp.k. z siedzibą w Warszawie („Audytor”) podpisały w dniu 28 września 2023 roku porozumienie o rozwiązaniu umowy o badanie i przeglądy sprawozdań finansowych („Umowa”) zawartej w dniu 12 lipca 2022 roku. Umowa została zawarta na czas wykonywania przez Audytora prac objętych przedmiotem Umowy na lata 2022-2023.

Umowa dotyczyła m.in. świadczenia przez Audytora badania i przeglądu, sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską i innymi obowiązującymi przepisami prawa:

- rocznych jednostkowych sprawozdań finansowych Spółki oraz rocznych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej Energa za lata 2022 i 2023,
- śródrocznych jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych Spółki i Grupy za I półrocze 2022 i 2023 roku.

Decyzja o rozwiązaniu Umowy była decyzją obu stron Umowy. Przyczyną rozwiązania Umowy był brak możliwości wykonania Umowy z przyczyn leżących po stronie Audytora, który wynika z wydania wobec Audytora decyzji Polskiej Agencji Nadzoru Audytowego, nakładającej czasowy zakaz świadczenia usług objętych krajowymi standardami wykonywania zawodu.

Jednocześnie Spółka poinformowała, że nie wystąpiły przypadki wyrażenia w sprawozdaniach z badania sprawozdań finansowych lub skonsolidowanych sprawozdań finansowych opinii z zastrzeżeniem, opinii negatywnych albo odmowy wyrażenia opinii. Nie wystąpiły również przypadki wyrażenia w raportach z przeglądu skróconych sprawozdań finansowych lub skróconych skonsolidowanych sprawozdań finansowych wniosków z zastrzeżeniem, wniosków negatywnych albo odmowy wyrażenia wniosków. W okresie obowiązywania Umowy nie zaistniały rozbieżności odnośnie do interpretacji i stosowania przepisów prawa lub postanowień statutu dotyczących przedmiotu i zakresu badania, przeglądu lub innych usług pomiędzy osobami zarządzającymi Spółką a Audytorem, który dokonywał badania, przeglądu lub innych usług dotyczących sprawozdań finansowych Spółki lub skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy.

## Sytuacja w Ukrainie i jej wpływ na działalność Grupy Energa

Atak Rosji na Ukrainę ma niewątpliwie istotny wpływ na krajową i międzynarodową gospodarkę.

Grupa monitoruje na bieżąco sytuację w Ukrainie pod kątem wpływu na jej działalność, niemniej jednak utrzymująca się duża dynamika wydarzeń sprawia, że prognozowanie dalszych skutków gospodarczych wojny obarczone jest dużym ryzykiem przyjęcia błędnych założeń. Biorąc pod uwagę dużą dynamikę zmian sytuacji geopolitycznej oraz gospodarczej i trudności w opracowaniu lub uzyskaniu jednoznacznych i wysoce prawdopodobnych prognoz ekonomicznych i finansowych, na ten moment nie jest możliwe dokładne oszacowanie potencjalnego wpływu konfliktu na działalność i wyniki finansowe Grupy.

Dla pełnej oceny wpływu obecnej sytuacji na przyszłe wyniki finansowe Grupy kluczowy będzie dalszy przebieg działań militarnych, zakres i efektywność sankcji nałożonych na Rosję i Białoruś oraz reakcja banków centralnych i innych instytucji finansowych na kryzys.

Mając na względzie powyższe, Grupa identyfikuje następujące ryzyka rynkowe:

- Ryzyko dalszego osłabienia złotego względem głównych walut, w tym przede wszystkim PLN/EUR.  
Grupa zabezpiecza ryzyko walutowe dla posiadanych zobowiązań w walutach obcych oraz podejmuje działania w celu zabezpieczenia tego ryzyka w odniesieniu do planowanych projektów inwestycyjnych.
- Ryzyko wzrostu cen surowców energetycznych (węгля i gazu) na skutek ograniczenia ich dostępności w rezultacie embarga nałożonego na Rosję. Zaznaczyć należy, iż Grupa nie nabywa paliw od podmiotów pochodzących z Rosji, Białorusi czy Ukrainy.  
Grupa bierze pod uwagę, iż bieżąca sytuacja może mieć istotny wpływ na dostępność i ceny węгля kamiennego, w związku z czym Grupa identyfikuje ryzyko negatywnego wpływu tego czynnika na jej działalność i wyniki finansowe. Grupa na bieżąco monitoruje dostępność i zachowanie cen tego paliwa w odniesieniu do kolejnych okresów i podejmuje działania mające na celu zabezpieczenie dostaw i cen umożliwiających nieprzerwaną i rentowną działalność Linii Biznesowej Wytwarzanie.  
Istniejące źródła wytwórcze Grupy w znikomym stopniu wykorzystują paliwo gazowe (obecnie jedynie kotły rezerwowo-szczytowe w Elblągu obciążone są tym ryzykiem).
- Ryzyko negatywnego wpływu na działalność Grupy interwencji Rządu RP na krajowym rynku energii elektrycznej, co jest rezultatem wzrostu cen energii elektrycznej w okresie od wybuchu wojny w Ukrainie – m.in. ustawowe ograniczenie cen energii elektrycznej dla wybranych grup odbiorców, rekompensaty dla przedsiębiorstw obrotu energią w kwocie niepokrywającej pełnego zakresu kosztów, konieczność zwrotu przez wytwórców energii części przychodów ponad ustawowo określony poziom, polityka taryfowa Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- Ryzyko płynności systemu rozliczeń w ramach wprowadzonych regulacji rynku energii, która może skutkować brakiem uzyskania części należnych rekompensat, co może przełożyć się negatywnie na wynik Grupy. Spółki Grupy nie zanotowały dotychczas istotnych problemów z uzyskaniem należnych im od Zarządcy Rozliczeń zaliczek i rekompensat.
- Ryzyko braku dostępności oraz wzrostu cen nabywanych materiałów elektroenergetycznych a także innych komponentów. Wzrost cen w tym obszarze może przełożyć się na wyższe koszty bieżących remontów oraz wyższe nakłady na realizowane przedsięwzięcia inwestycyjne w zakresie infrastruktury dystrybucyjnej i wytwórczej.  
W szczególności Grupa monitoruje sytuację w zakresie terminowości dostaw elementów infrastruktury pomiarowej oraz podejmuje stosowne działania dostosowawcze niezbędne dla zapewnienia ciągłości działań operacyjnych w zakresie instalacji liczników w sieci dystrybucyjnej.
- Podwyższone ryzyko ataków na infrastrukturę IT, wytwórczą i dystrybucyjną służącą realizacji głównych celów biznesowych Grupy, co rodzi konieczność poniesienia wyższych kosztów ochrony systemów IT i obiektów budowlanych oraz zastosowania bardziej zaawansowanych narzędzi, urządzeń, systemów zabezpieczających.
- Ryzyko dalszego wzrostu inflacji i stóp procentowych, i w konsekwencji ryzyko ograniczenia dostępu do zewnętrznych źródeł finansowania lub pogorszenia ich warunków, co może wpłynąć na wzrost kosztów finansowania dłużnego dla Grupy.
- Ponadto, sytuacja gospodarcza (wysoka inflacja, pogorszenie prognoz PKB, wysokie koszty kredytowania) może rzutować na pogorszenie sytuacji płynnościowej przedsiębiorstw i gospodarstw domowych w Polsce, co może spowodować spadek dyscypliny płatniczej klientów Grupy. Na moment sporządzenia niniejszego sprawozdania Grupa nie identyfikuje istotnych opóźnień w realizacji należności od klientów jednak bierze pod uwagę taką możliwość, dlatego podejmowane są stosowne działania monitorujące sytuację płatniczą poszczególnych grup odbiorców.



Grupa nie identyfikuje natomiast bezpośredniego negatywnego wpływu wojny w Ukrainie na wyniki finansowe osiągnięte w III kwartale 2023 roku.

Spółki Grupy nie posiadają kontaktów biznesowych z podmiotami gospodarczymi zarejestrowanymi na terytorium Ukrainy, Rosji oraz Białorusi.

### **2.2.2. Istotne zdarzenia po dniu bilansowym**

#### **Zmiany dotyczące realizacji projektu budowy elektrowni gazowo-parowej (CCGT) w Ostrołęce**

W dniu 3 października 2023 roku podpisany został pomiędzy spółką CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. a GE Power Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie i General Electric Global Services GmbH, z siedzibą w Baden, Szwajcaria (łącznie „Generalny Wykonawca”) aneks („Aneks”) do umowy z dnia 25 czerwca 2021 roku dotyczącej projektu budowy elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 745 MWe netto w Ostrołęce.

Zgodnie z zapisami Aneksu szacunkowe wynagrodzenie Generalnego Wykonawcy z tytułu realizacji ww. projektu wzrosło z ok. 2,5 mld zł netto do ok. 2,85 mld zł netto. Termin podpisania Świadczenia Obioru Warunkowego elektrowni CCGT w Ostrołęce został ustalony na 31 grudnia 2025 roku.

Zawarcie Aneksu wynika z konieczności dostosowania umowy z Generalnym Wykonawcą do uwarunkowań, które zaistniały od momentu zawarcia tej umowy, w tym w szczególności do wybuchu wojny w Ukrainie i jej wpływu na rynek surowców, energii i budowlany.

#### **Szacowany wpływ Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 roku na wyniki finansowe Grupy Energa**

W dniu 5 października 2023 roku Zarząd Energa powziął informację od spółki zależnej Energa Obrót o szacunkach dotyczących wpływu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną („Rozporządzenie”) na wyniki finansowe EOB.

Rozporządzenie wprowadza mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok. EOB oszacowała potencjalny wpływ wprowadzenia tego mechanizmu na poziomie 320 mln zł, co skutkuje koniecznością zawiązania przez EOB rezerwy w II półroczu 2023 roku. Rezerwa ta przełoży się bezpośrednio na obniżenie skonsolidowanego wyniku EBITDA Grupy Energa o ww. kwotę.

Wskazane powyżej szacunki obciążone są ryzykiem. Ostateczny wpływ Rozporządzenia na wyniki finansowe Grupy Energa uzależniony będzie od finalnej liczby klientów objętych mechanizmem obniżenia należności gospodarstw domowych wobec EOB na podstawie przepisów Rozporządzenia. Ostateczna wartość utworzonej rezerwy zostanie przedstawiona w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy za 2023 rok.

#### **Podpisanie przedwstępnej umowy nabycia spółki celowej realizującej projekt budowy hybrydowych odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy do ok. 334 MW**

W dniu 13 października 2023 roku Energa Wytwarzanie i Lewandpol Holding sp. z o.o. podpisały przedwstępną umowę zakupu 100% udziałów w spółce E&G sp. z o.o. („Transakcja”) realizującej projekty budowy instalacji fotowoltaicznych i farmy wiatrowej Kleczew Solar & Wind o łącznej mocy od ok. 244,5 MW do ok. 334 MW w województwie wielkopolskim („Projekt”). W przypadku sfinalizowania Transakcji łączna moc zainstalowana odnawialnych źródeł energii („OZE”) należących do Grupy Energa może wzrosnąć do 950 MW, czyli o ok. 54% w stosunku do stanu na koniec czerwca 2023 roku.

Projekt podzielony jest na trzy etapy, z których pierwszy obejmuje budowę instalacji fotowoltaicznej o mocy 193,1 MW oraz farmy wiatrowej o mocy do 19,2 MW. W ramach kolejnych dwóch etapów moc zainstalowana farmy fotowoltaicznej ma wzrosnąć docelowo o maksymalnie ok. 122 MW. Zgodnie z aktualnym harmonogramem Projektu budowa ww. źródeł OZE ma zakończyć się w 2025 roku.

Transakcja uzależniona jest od spełniania szeregu warunków zawieszających (m.in. uzyskania bezwarunkowej zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej), a jej zamknięcie planowane jest najpóźniej w pierwszym kwartale 2025 roku.

Projekt nie był przewidziany w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030, o którym Emitent informował w raporcie bieżącym nr 31/2021 z dnia 31 sierpnia 2021 roku. Zgodnie z założeniami, jeśli Transakcja dojdzie do skutku, ORLEN S.A. („ORLEN”) zapewni wsparcie finansowe dla Grupy Energa na sfinansowanie tej inwestycji.

### 2.3. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W ciągu pierwszych 9 miesięcy 2023 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 2 888 mln zł i były istotnie wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, przede wszystkim w związku z nakładami na projekt budowy elektrowni gazowej w Ostrołęce (CCGT Ostrołęka) oraz wyższymi nakładami w Linii Biznesowej Dystrybucja. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 49% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 1 408 mln zł.

Inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja obejmowały przyłączanie odbiorców i źródeł energii elektrycznej oraz związaną z tym budowę nowych sieci, a także modernizację i odtworzenie istniejącego majątku związaną z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc.

W Linii Biznesowej Wytwarzanie nakłady na inwestycje wyniosły 213 mln zł, z czego istotny z czego istotny udział stanowiły zadania związane z budową nowych PV (głównie PV Wielbark).

Natomiast w Linii Biznesowej Sprzedaż przeznaczono na inwestycje 80 mln zł, z czego najwięcej na prace związane z majątkiem oświetleniowym.

Stan realizacji programu inwestycyjnego za 9 miesięcy 2023 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 9 miesięcy 2023 roku (mln zł)
<b>Linia Biznesowa Dystrybucja</b>	<b>1 408</b>
Przyłączenie odbiorców i źródeł ee oraz związana z tym budowa nowych sieci	837
Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku związana z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc	405
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	166
<b>Linia Biznesowa Wytwarzanie</b>	<b>213</b>
Energa Wytwarzanie   Nowe moce wytwórcze (PV Wielbark)	149
Pozostałe nakłady inwestycyjne	64
<b>Linia Biznesowa Sprzedaż</b>	<b>80</b>
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	40
Zakup stacji ładowania pojazdów elektrycznych	21
Pozostałe nakłady inwestycyjne	19
<b>Pozostałe spółki, projekty i korekty</b>	<b>1 187</b>
CCGT Ostrołęka	811
CCGT Grudziądz	398
Pozostałe inwestycje oraz korekty i wyłączenia	- 22
<b>Razem</b>	<b>2 888</b>

#### Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych

W lokalizacji Elbląg prowadzone są prace przygotowawcze w zakresie zadania dot. budowy silników gazowych 3xSG10 – uzyskano warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz Decyzję o Uwarunkowaniach Środowiskowych. 23 maja 2023 roku uruchomiono postępowanie na wybór generalnego wykonawcy inwestycji, w ramach którego w dniu 23 sierpnia 2023 roku otrzymano oferty wstępne. W dniu 30 sierpnia 2023 roku Urząd Miasta w Elblągu wydał decyzję o pozwoleniu na budowę.

W lokalizacji Kalisz realizowany jest kontrakt na budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej oraz stacji uzdatniania wody. Kotły zostały wprowadzone i posadowione w budynku kotłowni. Finalizowany jest montaż osprzętu i instalacji w obrębie kotłów. Na końcowym etapie są prace w obrębie stacji uzdatniania wody. Realizowane są również prace dot. budowy układu kogeneracyjnego opartego o silniki gazowe 2xSG10. Trwają prace w obrębie fundamentów pod silniki i budynek.

W lokalizacji Ostrołęka prowadzone były prace projektowe gazociągu dla zasilania nowego źródła ciepła – uzyskano Decyzję o Uwarunkowaniach Środowiskowych. W toku są prace związane ze sporządzaniem dokumentacji do uzyskania decyzji administracyjnych oraz do postępowania przetargowego na wybór generalnego wykonawcy inwestycji.

W trzecim kwartale 2023 roku realizowane były także inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w obszarze sieci ciepłowniczych.

### **Projekt budowy elektrowni CCGT Ostrołęka**

W grudniu 2021 roku w wyniku aukcji głównej rynku mocy na 2026 rok CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (695,951 MW) na okres 17 lat. W dniu 24 marca 2022 roku CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. wydała generalnemu wykonawcy inwestycji tzw. Polecenie Rozpoczęcia dotyczące prac związanych z budową elektrowni gazowo-parowej. Trwa etap budowy. 29 czerwca 2023 roku została zawarta umowa kredytowa na finansowanie budowy z konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych. W dniu 3 października 2023 roku podpisany został aneks do umowy z dnia 25 czerwca 2021 roku z generalnym wykonawcą inwestycji, na mocy którego m.in. zwiększone zostało wynagrodzenie generalnego wykonawcy (szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w punkcie 2.2.2 niniejszego dokumentu).

### **Projekt budowy elektrowni CCGT Grudziądz**

W grudniu 2021 roku w wyniku aukcji głównej rynku mocy na 2026 rok CCGT Grudziądz Sp. z o.o. zawarła umowę mocową (obowiązek mocy 518,370 MW) na okres 17 lat. W dniu 24 czerwca 2022 roku spółka przekazała teren budowy generalnemu wykonawcy tej inwestycji. 18 maja 2023 roku odbyło się wmurowanie kamienia węgielnego. Aktualnie trwa budowa bloku.

### **Projekt CCGT Gdańsk**

Dnia 16 września 2022 roku Energa zawarła z ORLEN S.A. porozumienie w sprawie finansowania budowy elektrowni gazowo-parowej w Gdańsku. W pierwszych dziewięciu miesiącach 2023 roku kontynuowano postępowanie dotyczące wyboru generalnego wykonawcy (EPC) oraz dostawcy usług serwisowych (LTSA) bloku gazowo-parowego CCGT Gdańsk o mocy do 456 MWe.

### **Smart Grid**

Projekt ma na celu zapewnienie stabilności i elastyczności systemu dystrybucyjnego poprzez wdrożenie rozwiązań inteligentnej sieci energetycznej, jest współfinansowany z UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. W ramach projektu zostanie rozwinięty system sterowania ruchem sieci elektroenergetycznej SCADA o moduł lokalizacji awarii, co spowoduje skrócenie czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej. Elementem projektu była także budowa magazynu energii, którego zadaniem jest stabilizacja pracy systemu dystrybucyjnego w obszarze przyłączenia farmy fotowoltaicznej o mocy 4 MW w Czernikowie. Uroczyste otwarcie magazynu energii w Czernikowie odbyło się w 2022 roku. W trzecim kwartale 2023 roku realizowano prace wdrożeniowe centralnego systemu SCADA.

### **Projekt PV Mitra**

Celem projektu jest przygotowanie, budowa i oddanie do eksploatacji instalacji fotowoltaicznej składającej się z zespołu elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 65 MW, 23 stacji elektroenergetycznych 30/0,8kV, elektroenergetycznego przyłącza WN 110 kV wraz z traktem światłowodowym, stacji GPO 110/30 kV, linii kablowych SN 30 kV i telekomunikacyjnych, uziemienia oraz wewnętrznego układu drogowego wraz z pełną infrastrukturą towarzyszącą. W trzecim kwartale 2023 roku podpisano umowę z generalnym wykonawcą tej inwestycji, wydano NTP i przekazano teren budowy.

### **5xPV**

Celem projektu jest budowa pięciu farm fotowoltaicznych (PV Czernikowo+, PV Samolubie 1, PV Samolubie 2, PV Przykona, PV Pierzchały) o mocy do 1MW każda wraz z wyprowadzeniem mocy. W ciągu pierwszych dziewięciu miesięcy 2023 roku dokonano odbioru końcowego PV Przykona, PV Czernikowo+, PV Samolubie 1 i PV Samolubie 2. Trwają prace związane ze skablowaniem linii dla PV Pierzchały. Rozbudowa nowych mocy zwiększy wskaźnik udziału odnawialnych źródeł w łącznej produkcji energii elektrycznej wszystkich aktywów Grupy Energa.



Elektrownia Wodna w Straszynie

## **Sytuacja finansowo-majątkowa**

### 3. SYTUACJA FINANSOWO-MAJĄTKOWA

#### 3.1. Zasady sporządzania kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skrócone kwartalne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Energa za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2023 roku zostało sporządzone:

- zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską,
- zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem instrumentów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy oraz instrumentów pochodnych zabezpieczających,
- w milionach złotych („mln zł”),

przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Grupę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego nie stwierdza się istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności Grupy Energa.

Zasady (polityka) rachunkowości zastosowane do sporządzenia Skróconego kwartalnego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały przedstawione w notce 7 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2023 roku.

#### 3.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w kwartalnym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

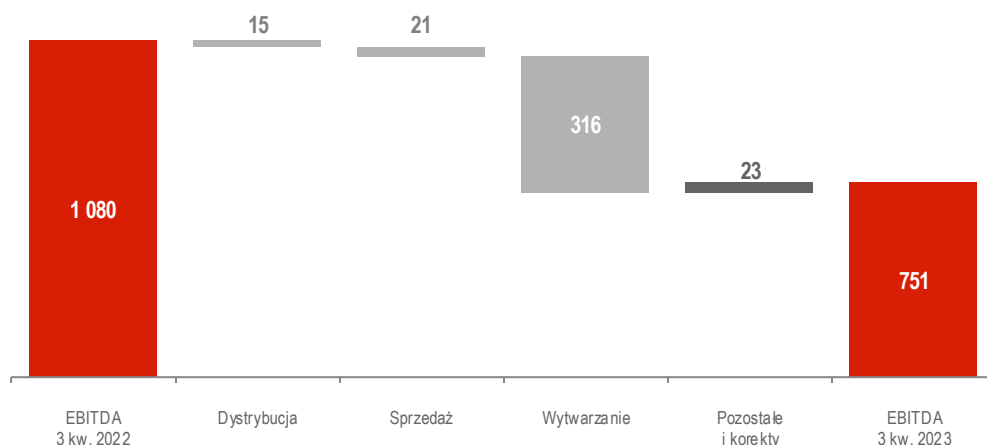
Tabela 1: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>5 507</b>	<b>5 066</b>	<b>(441)</b>	<b>-8%</b>
<b>Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny</b>	<b>-</b>	<b>989</b>	<b>989</b>	<b>-</b>
Koszt własny sprzedaży	(4 460)	(5 123)	(663)	15%
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>1 047</b>	<b>932</b>	<b>(115)</b>	<b>-11%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	390	55	(335)	-86%
Koszty sprzedaży	(237)	(347)	(110)	46%
Koszty ogólnego zarządu	(124)	(123)	1	-1%
Pozostałe koszty operacyjne	(275)	(55)	220	-80%
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>801</b>	<b>462</b>	<b>(339)</b>	<b>-42%</b>
Wynik na działalności finansowej	(116)	(168)	(52)	45%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	14	1	(13)	-93%
<b>Zysk lub strata brutto</b>	<b>699</b>	<b>295</b>	<b>(404)</b>	<b>-58%</b>
Podatek dochodowy	(163)	(100)	63	-39%
<b>Zysk lub strata netto za okres</b>	<b>536</b>	<b>195</b>	<b>(341)</b>	<b>-64%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1 080</b>	<b>751</b>	<b>(329)</b>	<b>-30%</b>

w mln zł	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>15 024</b>	<b>16 260</b>	<b>1 236</b>	<b>8%</b>
<b>Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny</b>	<b>-</b>	<b>3 229</b>	<b>3 229</b>	<b>-</b>

Koszt własny sprzedaży	(11 832)	(15 281)	(3 449)	29%
<b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>	<b>3 192</b>	<b>4 208</b>	<b>1 016</b>	<b>32%</b>
Pozostałe przychody operacyjne	653	371	(282)	-43%
Koszty sprzedaży	(724)	(1 444)	(720)	99%
Koszty ogólnego zarządu	(276)	(434)	(158)	57%
Pozostałe koszty operacyjne	(661)	(217)	444	-67%
<b>Zysk z działalności operacyjnej</b>	<b>2 184</b>	<b>2 484</b>	<b>300</b>	<b>14%</b>
Wynik na działalności finansowej	(264)	(439)	(175)	66%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	62	6	(56)	-90%
<b>Zysk lub strata brutto</b>	<b>1 982</b>	<b>2 051</b>	<b>69</b>	<b>3%</b>
Podatek dochodowy	(389)	(432)	(43)	11%
<b>Zysk lub strata netto za okres</b>	<b>1 593</b>	<b>1 619</b>	<b>26</b>	<b>2%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3 098</b>	<b>3 358</b>	<b>260</b>	<b>8%</b>

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)



EBITDA Grupy w III kwartale 2023 roku wyniosła 751 mln zł wobec 1 080 mln zł w III kwartale 2022 roku. Najwyższy spadek odnotowała Linia Biznesowa Wytwarzanie i wynikał on przede wszystkim z niższej produkcji energii przez elektrownię w Ostrołęce, wpłat na fundusz wypłaty różnicy ceny oraz uwzględnienia wpływu wyceny otwartych pozycji na energii elektrycznej zawartych przez elektrownię w Ostrołęce. W Linii Biznesowej Sprzedaż na spadek EBITDA istotny wpływ miało przede wszystkim ujęcie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Natomiast EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja była niższa r/r i był to przede wszystkim efekt wyższych kosztów operacyjnych.

Największy udział w EBITDA Grupy w III kwartale 2023 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (48%) oraz Linia Biznesowa Sprzedaż (47%). Udział Linii Biznesowej Wytwarzanie wyniósł z kolei 6%. Zysk z działalności operacyjnej („EBIT”) w III kwartale 2023 roku wyniósł 462 mln zł wobec 801 mln zł w analogicznym okresie 2022 roku. Największy wpływ na spadek wyniku EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej wpływające na EBITDA.

Zysk netto Grupy w III kwartale 2023 roku wyniósł 195 mln zł i był niższy o 341 mln zł (64%) w porównaniu do III kwartału 2022 roku. Na spadek wartości wyniku netto r/r główny wpływ miały opisane powyżej czynniki operacyjne kształtujące EBITDA. Pozostałe elementy kształtujące wynik netto to: wynik na działalności finansowej (-52 mln zł, efekt przede wszystkim wzrostu salda zadłużenia) oraz podatek dochodowy (+63 mln zł).

W III kwartale 2023 roku przychody Grupy ze sprzedaży wyniosły 6 055 mln zł i były wyższe od przychodów osiągniętych w III kwartale 2022 roku o 10%, tj. o 548 mln zł. Za zwiększenie przychodów odpowiadała w głównej mierze Linia Biznesowa

Dystrybucja i wynikało to z wyższych przychodów z dostawy usługi dystrybucyjnej, co związane było z wyższą średnią ceną sprzedaży usługi dystrybucyjnej r/r.

Łączne przychody Grupy Energa z Rynku Mocy w III kwartale 2023 roku wyniosły 67 mln zł (191 mln zł w okresie 9 miesięcy 2023 roku) wobec 67 mln zł w III kwartale 2022 roku (194 mln zł w okresie 9 miesięcy 2022 roku).

W ciągu 9 miesięcy 2023 roku Grupa wypracowała EBITDA w wysokości 3 358 mln zł, tj. o 260 (8%) więcej niż w analogicznym okresie 2022 roku. Wyższy wynik EBITDA w ujęciu narastającym r/r wypracowały Linie Biznesowe Dystrybucja i Sprzedaż. Największy wzrost zanotowała Linia Biznesowa Sprzedaż (EBITDA wyższa o 414 mln zł), co jest związane z ujęciem zdarzeń księgowych tj. rozwiązaniem części rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia oraz opłatą „exit fee” za przeniesienie procesów i funkcji związanych z hurtowym handlem energią elektryczną z Energa Obrót do ORLEN Energii, a także ujęciem skutków finansowych wspomnianego wyżej Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska. Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała wynik EBITDA wyższy o 299 mln zł w ujęciu narastającym, co przede wszystkim wynika z wyższej marży na dystrybucji (ze stratami sieciowymi) w związku z wyższą średnią ceną sprzedaży usługi dystrybucyjnej r/r przy niższym wolumenie sprzedaży oraz niekorzystnej cenie zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych. Z kolei niższą EBITDA zanotowała Linia Biznesowa Wytwarzanie i był to efekt w głównej mierze spowodowany (podobnie jak w ujęciu kwartalnym) niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (uwzględniając wpływ wpłaty na fundusz wypłaty różnicy cen oraz wyceny otwartych pozycji na energii elektrycznej zawartych przez elektrownię w Ostrołęce).

Poniżej zaprezentowano wpływ znaczących zdarzeń o nietypowym charakterze wpływających na wynik EBITDA (kryterium istotności dla wykazania zdarzenia przyjęto na poziomie 25 mln zł).

Tabela 2: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych (mln zł)

EBITDA (mln PLN)	
<b>III kw. 2023</b>	
EBITDA	751
Skorygowana EBITDA	1 001
<i>w tym:</i>	
Wpływ Rozporządzenia o obniżce cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych	237
<b>III kw. 2022</b>	
EBITDA	1 080
Skorygowana EBITDA	1 099
EBITDA (mln PLN)	
<b>9 m-cy 2023</b>	
EBITDA	3 358
Skorygowana EBITDA	3 508
<i>w tym:</i>	
Przychód z tytułu "exit fee"	(120)
Wpływ Rozporządzenia o obniżce cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych	237
<b>9 m-cy 2022</b>	
EBITDA	3 098
Skorygowana EBITDA	3 076
<i>w tym:</i>	
Rezerwy aktuarialne	(22)

Tabela 3: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

w mln zł	Stan na dzień 31 grudnia 2022	Stan na dzień 30 września 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
<b>AKTYWA</b>				
<b>Aktywa trwałe</b>				
Rzeczowe aktywa trwałe	17 386	19 399	2 013	12%
Aktywa niematerialne	1 487	912	(575)	-39%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	1 050	1 075	25	2%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	153	160	7	5%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	418	241	(177)	-42%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	190	108	(82)	-43%
Pozostałe aktywa długoterminowe	702	574	(128)	-18%
	<b>21 386</b>	<b>22 469</b>	<b>1 083</b>	<b>5%</b>
<b>Aktywa obrotowe</b>				
Zapasy	346	394	48	14%
Należności z tytułu podatku dochodowego	399	369	(30)	-8%
Należności z tytułu dostaw i usług	3 271	4 916	1 645	50%
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	210	1 330	1 120	> 100%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 100	251	(849)	-77%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	478	481	3	1%
	<b>5 804</b>	<b>7 741</b>	<b>1 937</b>	<b>33%</b>
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	58	-	(58)	-100%
<b>SUMA AKTYWÓW</b>	<b>27 248</b>	<b>30 210</b>	<b>2 962</b>	<b>11%</b>
<b>PASYWA</b>				
<b>Kapitał własny</b>				
Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	6	4	(2)	-33%
Kapitał rezerwowy	1 031	1 031	-	-
Kapitał zapasowy	1 661	1 711	50	3%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	55	(22)	(77)	< -100%
Zyski zatrzymane	3 706	5 290	1 584	43%
<b>Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej</b>	<b>10 981</b>	<b>12 536</b>	<b>1 555</b>	<b>14%</b>
<b>Udziały niekontrolujące</b>	<b>559</b>	<b>929</b>	<b>370</b>	<b>66%</b>
	<b>11 540</b>	<b>13 465</b>	<b>1 925</b>	<b>17%</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>				
Kredyty i pożyczki	1 531	1 201	(330)	-22%



w mln zł	Stan na dzień 31 grudnia 2022	Stan na dzień 30 września 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	1 965	1 926	(39)	-2%
Rezerwy długoterminowe	696	604	(92)	-13%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	931	1 024	93	10%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	326	310	(16)	-5%
Zobowiązania z tytułu leasingu	817	815	(2)	-0%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	5	53	48	> 100%
Zobowiązania z tytułu umów	9	8	(1)	-11%
	<b>6 280</b>	<b>5 941</b>	<b>(339)</b>	<b>-5%</b>
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	2 388	1 713	(675)	-28%
Zobowiązania z tytułu umów	314	1 126	812	> 100%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	2 537	2 238	(299)	-12%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	609	34	(575)	-94%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	3	19	16	> 100%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	202	184	(18)	-9%
Rezerwy krótkoterminowe	2 496	1 572	(924)	-37%
Pozostałe zobowiązania finansowe	609	3 585	2 976	> 100%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	245	333	88	36%
	<b>9 403</b>	<b>10 804</b>	<b>1 401</b>	<b>15%</b>
Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży	25	-	(25)	-100%
<b>Zobowiązania razem</b>	<b>15 708</b>	<b>16 745</b>	<b>1 037</b>	<b>7%</b>
<b>SUMA PASYWÓW</b>	<b>27 248</b>	<b>30 210</b>	<b>2 962</b>	<b>11%</b>

Na dzień 30 września 2023 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 30 210 mln zł i była wyższa o 2 962 mln zł w stosunku do stanu na koniec 2022 roku.

W ramach aktywów trwałych najistotniejsza zmiana dotyczyła pozycji Rzeczowych aktywów trwałych i związana była w szczególności z nakładami poniesionymi w Linii Biznesowej Dystrybucja (nakłady na rozbudowę i modernizację sieci oraz przyłączenie odbiorców i źródeł energii elektrycznej) oraz Linii Biznesowej Usługi i Pozostałe (nakłady na budowę elektrowni CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz). Ponadto nastąpił istotny spadek wartości aktywów niematerialnych, związany przede wszystkim z umorzeniem praw do emisji CO<sub>2</sub>.

W ramach aktywów obrotowych najistotniejsza zmiana dotyczyła pozycji Należności z tytułu dostaw i usług, a wynikała ze wzrostu wartości sprzedaży energii elektrycznej oraz usług dystrybucyjnych, a także z ujęcia szacunków rekompensat z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny w spółce Energa Obrót.

Dodatkowo w ramach aktywów obrotowych, w stosunku do końca roku 2022, wzrosła pozycja Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe. Na jej wzrost wpłynęła głównie wartość należności z tytułu cash pooling. W związku z integracją Grupy Energa z Grupą ORLEN, w celu optymalizacji zarządzania środkami pieniężnymi w ramach Grupy ORLEN, w sierpniu 2023 roku zakończono proces przystępowania spółek Grupy Energa do struktur cash pooling funkcjonującego w Grupie ORLEN.

Przyczyny zmiany stanu środków pieniężnych zostały opisane w dalszej części dotyczącej przepływów pieniężnych.

Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 września 2023 roku wyniósł 13 465 mln zł i finansował Grupę w 45%.

W ramach zobowiązań najistotniejsze zmiany dotyczyły pozostałych zobowiązań finansowych oraz rezerw krótkoterminowych.

Wzrost w ramach pozycji Pozostałych zobowiązań finansowych związany był m.in. z ww. procesem optymalizacji zarządzania środkami pieniężnymi w ramach Grupy ORLEN (wzrost zobowiązań z tytułu cash pooling).

Spadek poziomu rezerw był w szczególności efektem sukcesywnego rozwiązywania rezerwy na umowy rodzące obciążenia, zawieszanej w 2022 roku w następstwie wejścia w życie ustaw regulujących ceny energii elektrycznej oraz wykorzystania rezerwy na zobowiązania z tytułu emisji CO<sub>2</sub>.

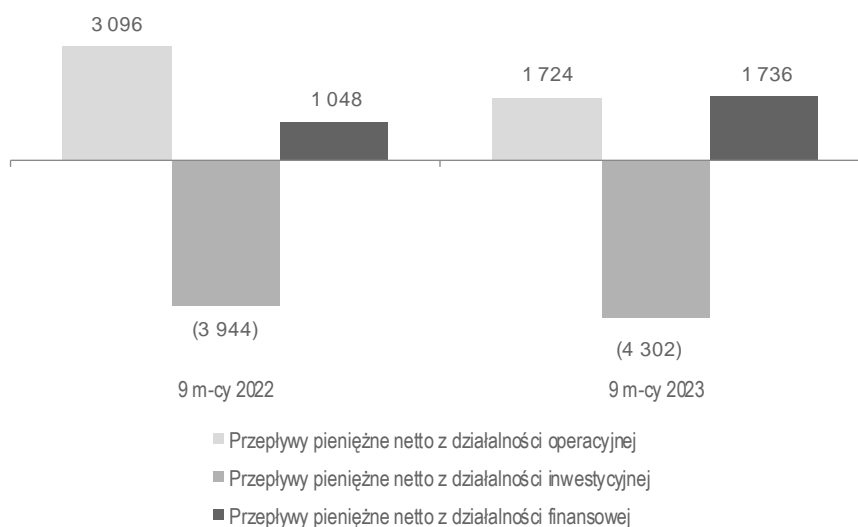
Dodatkowo na dzień 30 września 2023 roku w stosunku do końca roku 2022 spadły zobowiązania z tytułu kredytów i pożyczek oraz zobowiązań z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych co było konsekwencją wykupu transzy obligacji hybrydowych w kwocie 125 mln EUR, spłaty kredytu obrotowego z Banku Gospodarstwa Krajowego oraz spadku zadłużenia z tytułu kredytu konsorcjalnego RCF.

W związku z integracją działalności projektowej w ramach Grupy ORLEN w dniu 31 lipca 2023 roku Energa podpisała z ORLEN Projekt umowę w sprawie przejęcia 100 proc. udziałów w spółce Energa Invest Sp. z o.o.

Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

w mln zł	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 096	1 724	(1 372)	-44%
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 944)	(4 302)	(358)	-9%
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	1 048	1 736	688	66%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	200	(842)	(1 042)	< -100%

Rysunek 2: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)



Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w okresie 9 miesięcy 2023 roku były ujemne i wyniosły (842) mln zł, wobec dodatnich przepływów w wysokości 200 mln zł w analogicznym okresie 2022 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej wyniosła 1 724 mln zł wobec 3 096 mln zł w tożsamym okresie 2022 roku. Na przepływy z działalności operacyjnej w okresie 9 miesięcy 2023 roku miała wpływ głównie ujemna zmiana stanu kapitału pracującego wynosząca (2 367) mln zł (w analogicznym okresie 2022 roku była ona również ujemna i wyniosła (466) mln zł), która wynikała przede wszystkim ze wzrostu należności z tytułu dostaw i usług w spółce Energa Obrót. Ujemna zmiana stanu kapitału pracującego została częściowo skompensowana przez wypracowany zysk brutto w kwocie 2 051 mln zł, wobec 1 982 mln zł w okresie 9 miesięcy 2022 roku.

Przepływy netto z działalności inwestycyjnej w okresie 9 miesięcy 2023 roku wyniosły (4 302) mln zł, wobec (3 944) mln zł w analogicznym okresie 2022 roku. Wynikały one przede wszystkim z wydatków na zakup rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych, które wyniosły (3 094) mln zł w okresie 9 miesięcy 2023 roku wobec (3 996) mln zł w tym samym okresie 2022 roku oraz z wpływów z tytułu cash poolingu w kwocie (1 174) mln zł.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły 1 736 mln zł i wynikały głównie z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 2 530 mln zł, wpływów z tytułu cash poolingu w kwocie 3 072 mln zł oraz dopłaty do kapitału CCGT Ostrolęka Sp. z o.o. dokonanej przez ORLEN w wysokości 382 mln zł. Z kolei wydatki związane z działalnością finansową w okresie 9 miesięcy 2023 roku wynikały głównie z harmonogramu spłat obecnych kredytów i pożyczek w kwocie (3 147) mln zł, wykupu dłużnych papierów wartościowych w kwocie (578) mln zł, spłaty zadłużenia leasingowego w kwocie (68) mln zł oraz bieżących płatności odsetkowych w kwocie (436) mln zł. Przepływy pieniężne z działalności finansowej w analogicznym okresie 2022 roku były niższe i wyniosły 1 048 mln zł, co wynikało głównie z niższego, w stosunku do okresu 9 miesięcy 2023 roku, salda zaciągniętych / spłaconych zobowiązań finansowych.

### 3.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej

Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów

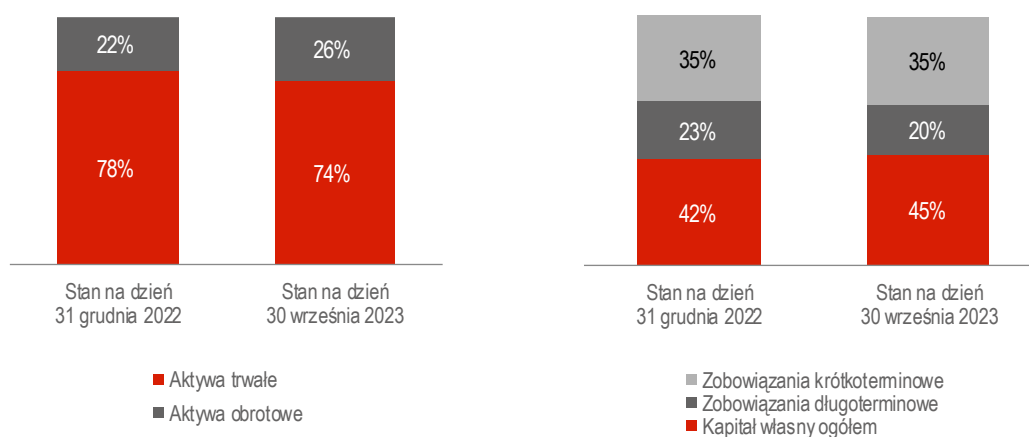


Tabela 5: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023
<b>Rentowność</b>			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	20,6%	17,2%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres*/ kapitał własny na koniec okresu	12,8%	7,7%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	10,6%	8,3%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres*/ aktywa ogółem na koniec okresu	6,1%	3,4%

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2022	Stan na dzień 30 września 2023
<b>Płynność</b>			
wskaźnik płynności bieżącej	aktywa obrotowe/zobowiązania krótkoterminowe	0,6	0,7
<b>Zadłużenie</b>			

zobowiązania finansowe (mln zł)	suma zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek, dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu cashpoolingu i leasingu, zarówno długo- i krótkoterminowych	7 504	9 354
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 404	9 103
wskaźnik dług netto**/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	1,8	2,4

\* EBITDA za ostatnie 12 miesięcy

\*\* wartość zobowiązań finansowych netto uwzględniona w kalkulacji wskaźnika dług netto / EBITDA uwzględnia kluczowe elementy zdefiniowane w umowach o finansowanie

Zarówno przychody ze sprzedaży jak i EBITDA odnotowały wzrost w ciągu 9 miesięcy 2023 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (czynniki wpływające na te zmiany zostały opisane w części dotyczącej omówienia wielkości finansowych). W związku z większą dynamiką wzrostu przychodów, wskaźnik marża EBITDA obniżył się i wyniósł w ciągu 9 miesięcy 2023 roku 17,2%. Czynniki operacyjne wpływające na poprawę EBITDA wpłynęły także na poprawę wyniku netto r/r, jednak wyższa dynamika przychodów ze sprzedaży oraz wartości bilansowych (suma bilansowa, kapitał własny) skutkowały obniżeniem wskaźników rentowności.

Wskaźnik bieżącej płynności na koniec września 2023 roku był nieco wyższy niż na koniec 2022 roku i wyniósł 0,7.

Na wzrost wskaźnika dług netto/EBITDA wpłynęło przede wszystkim wyższe saldo zobowiązań finansowych w związku z uwzględnieniem zobowiązań z tytułu cashpoolingu od ORLEN SA. EBITDA uroczniona na koniec września 2023 w stosunku do EBITDA za 2022 rok była wyższa.

### 3.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

Informacje w tym zakresie znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym – nota 20: *Aktywa i zobowiązania warunkowe*.

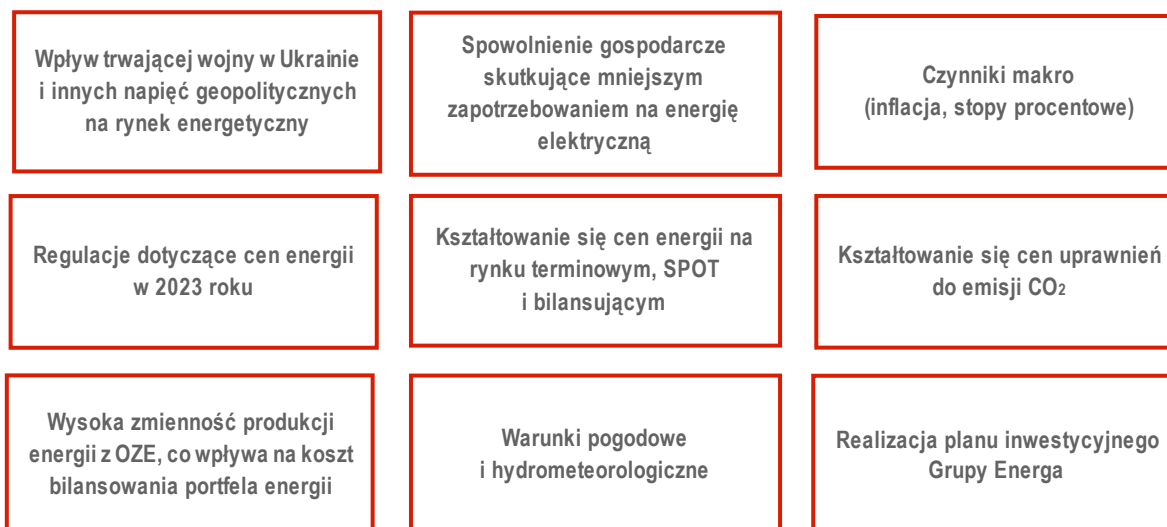
### 3.5. Prognozy wyników finansowych

Zarząd Spółki nie publikował prognoz dla jednostkowych i skonsolidowanych wyników finansowych za rok obrotowy 2023.

### 3.6. Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału

Zdaniem Zarządu Spółki, następujące czynniki będą oddziaływać na wyniki i na działalność Spółki oraz Grupy Energa w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

Rysunek 4: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału





Elektrownia wodna Lidzbark

## **Działalność Segmentów Grupy Energa**

## 4. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA

Wyniki finansowe Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe przedstawiały się następująco:

Tabela 6: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)

EBITDA w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	374	359	(15)	-4%
WYTWARZANIE	363	47	(316)	-87%
SPRZEDAŻ	373	352	(21)	-6%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(30)	(7)	23	77%
<b>EBITDA Razem</b>	<b>1 080</b>	<b>751</b>	<b>(329)</b>	<b>-30%</b>

EBITDA w mln zł	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
DYSTRYBUCJA	1 651	1 950	299	18%
WYTWARZANIE	816	413	(403)	-49%
SPRZEDAŻ	680	1 094	414	61%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(49)	(99)	(50)	-100%
<b>EBITDA Razem</b>	<b>3 098</b>	<b>3 358</b>	<b>260</b>	<b>8%</b>

### 4.1. Linia Biznesowa Dystrybucja

#### 4.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 7: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh)

Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (sprzedaż zafakturowana) w GWh	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Grupa taryfowa A (WN)	941	831	(110)	-12%	2 794	2 571	(223)	-8%
Grupa taryfowa B (SN)	2 268	2 236	(32)	-1%	6 970	6 509	(461)	-7%
Grupa taryfowa C (nN)	1 042	962	(81)	-8%	3 201	2 939	(262)	-8%
Grupa taryfowa G (nN)	1 353	1 318	(35)	-3%	4 518	4 591	73	2%
<b>Dystrybucja energii razem</b>	<b>5 604</b>	<b>5 346</b>	<b>(258)</b>	<b>-5%</b>	<b>17 483</b>	<b>16 610</b>	<b>(873)</b>	<b>-5%</b>

W ciągu 9 miesięcy 2023 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 16 610 GWh i był niższy o 5% niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. W samym III kwartale 2023 roku wolumen dostarczonej przez Grupę energii elektrycznej był również niższy w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego średnio o 5%. Największe spadki wolumenu nastąpiły w grupach A oraz C. Niższy wolumen usługi dystrybucyjnej związany był ze spowolnieniem gospodarczym w roku bieżącym.

Tabela 8: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI

	SAIDI			SAIFI		
	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem	Nieplanowane z katastrofalnymi	Planowane	Razem
	Liczba minut na odbiorcę we wskazanym okresie			Zakłócenia na odbiorcę we wskazanym okresie		
III kw. 2022	45,9	7,2	53,1	0,6	0,0	0,6
<b>III kw. 2023</b>	<b>28,5</b>	<b>7,4</b>	<b>35,9</b>	<b>0,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>
Zmiana	(17,4)	0,2	(17,2)	(0,1)	(0,0)	(0,1)
Zmiana (%)	-38%	3%	-32%	-14%	-15%	-14%
9 m-cy 2022	370,0	18,8	388,8	2,7	0,1	2,9
<b>9 m-cy 2023</b>	<b>112,1</b>	<b>20,7</b>	<b>132,9</b>	<b>1,4</b>	<b>0,1</b>	<b>1,5</b>
Zmiana 2023/2022	(257,9)	1,9	(256,0)	(1,4)	(0,0)	(1,4)
Zmiana 2023/2022 (%)	-70%	10%	-66%	-50%	-4%	-48%

Grupa Energa w okresie 9 miesięcy 2023 roku osiągnęła niski poziom wskaźnika SAIDI (planowane i nieplanowane z katastrofalnymi) 132,9 minut na odbiorcę wobec 388,8 minut na odbiorcę w analogicznym okresie 2022 roku. Również wartość wskaźnika SAIFI uległa poprawie. Uzyskane w 2022 roku łączne wyniki wskaźników niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI były efektem trzech istotnych awarii masowych wywołanych huraganowymi wiatrami, które miały miejsce w styczniu i lutym oraz jednej awarii w II kwartale ubiegłego roku. W bieżącym roku nie odnotowano zdarzeń pogodowych prowadzących do awarii na taką skalę.

W III kwartale 2023 roku wskaźniki SAIDI/SAIFI także były niższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

#### 4.1.2. Wyniki finansowe

Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)

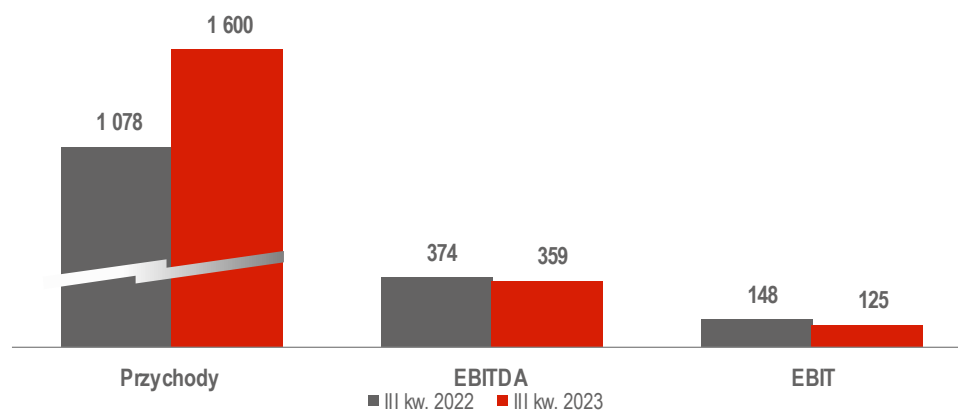
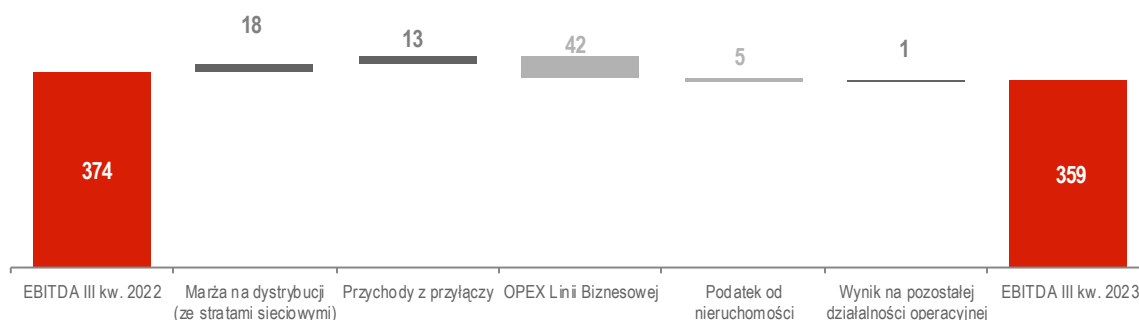


Tabela 9: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 078	1 600	522	48%
<b>EBITDA</b>	<b>374</b>	<b>359</b>	<b>(15)</b>	<b>-4%</b>
amortyzacja	226	234	8	4%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	148	125	(23)	-16%
Wynik netto	46	28	(18)	-39%
CAPEX	446	473	27	6%

w mln zł	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	3 423	5 011	1 588	46%
<b>EBITDA</b>	<b>1 651</b>	<b>1 950</b>	<b>299</b>	<b>18%</b>
amortyzacja	676	708	32	5%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	975	1 242	267	27%
Wynik netto	623	791	168	27%
CAPEX	1 110	1 408	298	27%

Rysunek 6: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w III kwartale 2023 roku 48% EBITDA Grupy Energa (w okresie porównywalnym 2022 roku było to 35% EBITDA Grupy).

Przychody ze sprzedaży w III kwartale 2023 roku ukształtowały się na poziomie 1 600 mln zł, tj. o 48% wyższym niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Wzrost przychodów wynika przede wszystkim z wyższych przychodów z dostawy usługi dystrybucyjnej, co związane jest z wyższą średnią ceną sprzedaży usługi dystrybucyjnej r/r.

EBITDA Linii za III kwartał 2023 roku wyniosła 359 mln zł wobec 374 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się EBITDA wyższe koszty operacyjne, co było częściowo efektem inflacji, a częściowo był to efekt bazy 2022 roku – w I kwartale 2022 w związku z awariami masowymi prowadzono prace polegające na ich usuwaniu, które obciążały pozostałą działalność operacyjną, a nie OPEX. W bieżącym roku ze względu na brak tak istotnych awarii objętych ubezpieczeniem, prowadzone są normalne prace eksploatacyjne.

Pozostałe czynniki wpływające na zmianę poziomu wyniku operacyjnego EBITDA to wyższa marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi) - wyższa średnia cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej r/r została w dużej mierze zrównoważona wyższą ceną zakupu energii na pokrycie strat sieciowych. Wyższe były także przychody z przyłączy r/r.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w III kwartale 2023 roku wyniósł 28 mln zł wobec 46 mln zł w analogicznym okresie 2021 roku. Był to głównie efekt zmiany EBIT.

Nakłady inwestycyjne tej Linii w III kwartale 2023 roku wyniosły 473 mln zł i były wyższe o 27 mln zł niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

W ciągu 9 miesięcy 2023 roku EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja wyniosła 1 950 mln zł i była o 299 mln zł (tj. 18%) wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Natomiast EBIT osiągnął poziom 1 242 mln zł i tu również zanotowano wzrost, o 27% r/r. Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miała wyższa o 405 mln zł marża na dystrybucji (z uwzględnieniem strat sieciowych). Był to przede wszystkim efekt wyżej średniej ceny usługi dystrybucyjnej r/r przy niższym o 5% wolumenie. Niekorzystny wpływ miała z kolei wyższa cena zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych.



Korzystnie wpłynęły na zmianę poziomu EBITDA także wyższe przychody z przyłączy. Z kolei negatywne czynniki to m.in. efekt bazy 2022 roku – w I półroczu 2022 w związku z awariami masowymi prowadzono prace polegające na ich usuwaniu, które obciążały pozostałą działalność operacyjną, a nie OPEX. W bieżącym roku ze względu na brak tak istotnych awarii objętych ubezpieczeniem, prowadzone są normalne prace eksploatacyjne, stąd przesunięcie pomiędzy OPEX a pozostałą działalnością operacyjną r/r. Dodatkowo OPEX za 9 miesięcy 2023 obciążony był niekorzystną wyceną rezerw aktuarialnych (w analogicznym okresie poprzedniego roku wpływ wyceny był korzystny).

## 4.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie

### 4.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 10: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	840	461	(378)	-45%	2 282	1 223	(1 059)	-46%
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	5	-	(5)	-100%	14	-	(14)	-100%
Elektrociepłownie - biomasa	18	16	(2)	-11%	52	62	10	20%
Elektrownie - woda	102	127	25	25%	595	713	118	20%
Elektrownia szczytowo-pompowa	21	26	5	24%	68	82	14	21%
Elektrownie - wiatr	78	75	(3)	-3%	374	336	(38)	-10%
Elektrownie - fotowoltaika	19	33	14	76%	23	62	40	> 100%
<b>Produkcja energii razem</b>	<b>1 082</b>	<b>739</b>	<b>(344)</b>	<b>-32%</b>	<b>3 408</b>	<b>2 479</b>	<b>(929)</b>	<b>-27%</b>
<i>w tym z OZE</i>	<i>216</i>	<i>251</i>	<i>35</i>	<i>16%</i>	<i>1 043</i>	<i>1 173</i>	<i>130</i>	<i>12%</i>

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w III kwartale 2023 roku wyprodukowały ok. 0,7 TWh energii elektrycznej wobec 1,1 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego (tj. mniej o 32%). Tendencja spadkowa dotyczyła głównie Elektrowni w Ostrołęce. W tym okresie 62% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 21% z wody, 10% z wiatru, 2% z biomasy oraz 5% z instalacji fotowoltaicznych.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce, dyspozycyjności tych bloków oraz zawartych kontraktów rynkowych. Produkcja energii w źródłach wodnych to efekt występujących warunków hydrologicznych, natomiast poziom produkcji z wiatru wynikał z panujących warunków pogodowych. Produkcja energii w elektrociepłowniach Grupy to pochodna produkcji ciepła, która była głównie zależna od zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców lokalnych Grupy, dyspozycyjności posiadanych bloków kogeneracyjnych oraz dostępności surowców wytwórczych (m.in. biomasy).

Za okres 9 miesięcy 2023 roku odnotowano obniżenie produkcji głównie m.in. w Elektrowni w Ostrołęce oraz elektrowniach wiatrowych. Wyższa produkcja dotyczyła głównie elektrowni wodnych oraz fotowoltaicznych.

Tabela 11: Produkcja ciepła brutto (TJ)

Produkcja ciepła brutto w TJ	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Energa Kogeneracja Sp. z o.o.	212	131	(80)	-38%	1 388	1 230	(158)	-11%
Energa Elektrownie Ostrołęka S.A.	147	125	(22)	-15%	804	745	(59)	-7%
Energa Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	15	59	43	> 100%	183	246	62	34%
<b>Produkcja ciepła brutto razem</b>	<b>374</b>	<b>315</b>	<b>(59)</b>	<b>-16%</b>	<b>2 375</b>	<b>2 221</b>	<b>(155)</b>	<b>-7%</b>

W III kwartale 2023 roku Grupa wyprodukowała o 16% (59 TJ) mniej ciepła brutto r/r na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie u odbiorców lokalnych Grupy w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

Podobnie niższą produkcję ciepła odnotowano za okres 9 miesięcy 2023 roku w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Grupa wyprodukowała o 155 TJ (tj. o 7%) mniej ciepła r/r, na co wpływ miały, podobnie jak w III kwartale r/r, warunki pogodowe.

Tabela 12: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw\*

Zużycie paliw*	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
<b>Węgiel kamienny</b>								
Ilość (tys. ton)	393	213	(180)	-46%	1 067	586	(481)	-45%
Koszt (mln zł)	353	184	(170)	-48%	596	638	42	7%
<b>Biomasa</b>								
Ilość (tys. ton)	17	17	(0)	-0%	50	61	11	22%
Koszt (mln zł)	27	18	(8)	-31%	60	73	13	22%
<b>Zużycie paliw razem (mln zł)</b>	<b>380</b>	<b>202</b>	<b>(178)</b>	<b>-47%</b>	<b>656</b>	<b>711</b>	<b>55</b>	<b>8%</b>

\* łącznie z kosztem transportu

W III kwartale 2023 roku wytwórcy Grupy zużyli o ok. 180 tys. ton mniej węgla kamiennego w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Niższe zużycie węgla wynikało z obniżenia produkcji energii elektrycznej głównie przez elektrownię w Ostrołęce. Jednocześnie, odnotowano niższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy.

Za okres 9 miesięcy 2023 roku (analogicznie jak w III kwartale r/r) niższe było zużycie węgla (zależne od produkcji elektrowni w Ostrołęce) oraz wyższe zużycie biomasy (wyższa produkcja bloku biomasowego w Elblągu) w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Odnotowano także wyższe r/r koszty jednostkowe zakupu węgla oraz nieznacznie niższe zakupu biomasy.

## 4.2.2. Wyniki finansowe

Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

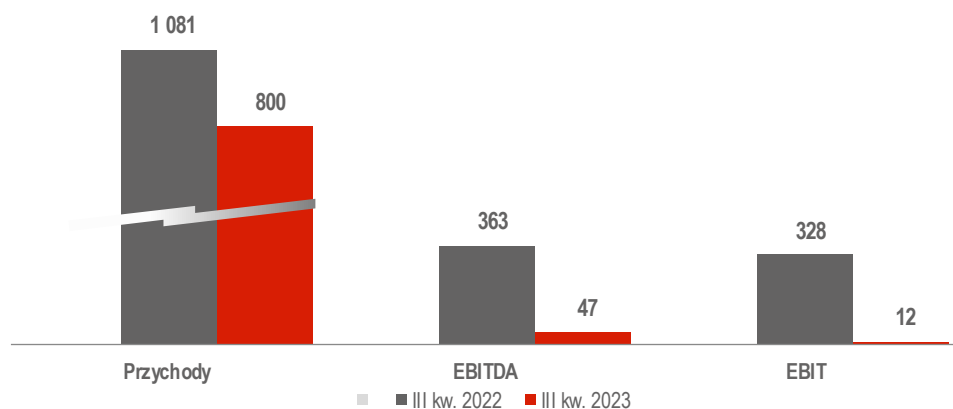


Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 081	800	(281)	-26%
<b>EBITDA</b>	<b>363</b>	<b>47</b>	<b>(316)</b>	<b>-87%</b>
amortyzacja	35	35	-	0%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	328	12	(316)	-96%

Wynik netto	243	(29)	(272)	< -100%
CAPEX	225	18	(207)	-92%

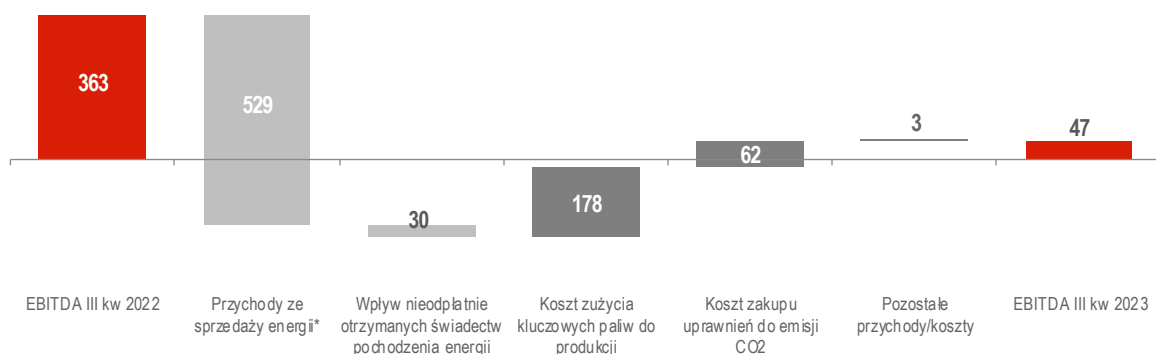
w mln zł	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	2 594	3 056	462	18%
<b>EBITDA</b>	<b>816</b>	<b>413</b>	<b>(403)</b>	<b>-49%</b>
amortyzacja	113	107	(6)	-5%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	73	(1)	(74)	< -100%
EBIT	630	307	(323)	-51%
Wynik netto	497	192	(305)	-61%
CAPEX	275	213	(62)	-23%

Poniższa tabela prezentuje podział EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie na poszczególne Obszary Wytwarzania. Zestawienie zawiera dane jednostkowe z uwzględnieniem eliminacji transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami biznesowymi oraz korekt konsolidacyjnych.

Tabela 14: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł)

EBITDA w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Woda	60	32	(28)	-47%	257	186	(71)	-28%
Wiatr	43	(3)	(45)	< -100%	171	97	(74)	-43%
Elektrownia w Ostrołęce	255	26	(229)	-90%	436	144	(291)	-67%
Pozostałe i korekty	6	(8)	(14)	< -100%	(47)	(13)	34	72%
<b>Razem Wytwarzanie</b>	<b>363</b>	<b>47</b>	<b>(316)</b>	<b>-87%</b>	<b>816</b>	<b>413</b>	<b>(403)</b>	<b>-49%</b>

Rysunek 8: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł)



\* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt), odpis na fundusz wypłaty różnicy ceny oraz wpływ wyceny otwartych pozycji elektrowni w Ostrołęce

EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w III kwartale 2023 roku wyniosła 47 mln zł (o 316 mln zł mniej r/r), a jej udział w łącznej EBITDA Grupy ukształtował się na poziomie 6% (wobec 34% w III kwartale 2022 roku). Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w III kwartale 2023 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii, wpływ nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii, koszty zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz koszty zakupu uprawnień do emisji.

Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej to wynik m.in. niższej produkcji energii przez elektrownię w Ostrołęce, odpisów na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (175 mln zł w III kw. 2023 roku) oraz uwzględnienia wpływu wyceny otwartych

pozycji na energii elektrycznej zawartych przez elektrownię w Ostrołęce (wpływ otwartych kontraktów terminowych w zakresie handlu energią elektryczną zawartych przez elektrownię w Ostrołęce wynika ze zmiany metodologii pod koniec 2021 roku w zakresie uwzględnienia wyceny kontraktów tego typu).

Wpływ nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii był głównie zależny od niższych cen rynkowych tego produktu z racji na opublikowanie rozporządzenia określającego znacznie niższy procentowy obowiązek umorzenia praw majątkowych OZE przez sprzedawców energii w roku 2024.

Koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji był głównie pochodną niższego wolumenu produkcji energii elektrycznej w elektrowni w Ostrołęce, niższego kosztu jednostkowego zużycia paliw oraz sprawności obiektów wytwórczych.

Niższy koszt zakupu uprawnień do emisji CO2 spowodowany był niższą produkcją przez źródła konwencjonalne (głównie elektrownia w Ostrołęce) przy relatywnie wyższym wpływie cen rynkowych za uprawnienia do emisji.

Nakłady inwestycyjne tej Linii w III kwartale 2023 roku były niższe o 207 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z zadań związanych z modernizacją źródeł CHP i OZE.

Niższy poziom EBITDA Linii za 9 miesięcy 2023 roku - o 403 mln zł r/r - był w głównej mierze spowodowany (podobnie jak w ujęciu kwartalnym) niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (uwzględniając wpływ wpłaty na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w wysokości 924 mln zł oraz wyceny otwartych pozycji na energii elektrycznej zawartych przez elektrownię w Ostrołęce). Dodatkowo, wyniki negatywnie obciążył wpływ nieodpłatnie otrzymanych świadectw pochodzenia energii oraz wyższe koszty zużycia kluczowych paliw do produkcji. Powyższe wyniki zostały częściowo skompensowane niższym kosztem zakupu uprawnień do emisji.

Tabela 15: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	107	197	91	85%	376	1 065	689	> 100%
<b>EBITDA</b>	<b>60</b>	<b>32</b>	<b>(28)</b>	<b>-47%</b>	<b>257</b>	<b>186</b>	<b>(71)</b>	<b>-28%</b>
EBIT	51	23	(28)	-55%	230	159	(70)	-31%
CAPEX	2	5	3	> 100%	6	7	1	24%

Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	59	69	9	16%	222	262	40	18%
<b>EBITDA</b>	<b>43</b>	<b>(3)</b>	<b>(45)</b>	<b>&lt; -100%</b>	<b>171</b>	<b>97</b>	<b>(74)</b>	<b>-43%</b>
EBIT	26	(19)	(45)	< -100%	122	47	(74)	-61%
CAPEX	1	1	0	37%	2	7	5	> 100%

Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	850	486	(364)	-43%	1 849	1 497	(352)	-19%
<b>EBITDA</b>	<b>255</b>	<b>26</b>	<b>(229)</b>	<b>-90%</b>	<b>436</b>	<b>144</b>	<b>(291)</b>	<b>-67%</b>
EBIT	254	26	(229)	-90%	441	143	(298)	-68%
CAPEX	1	1	(0)	-10%	5	6	1	27%

Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	65	47	(18)	-27%	147	232	85	58%
<b>EBITDA</b>	<b>6</b>	<b>(8)</b>	<b>(14)</b>	<b>&lt; -100%</b>	<b>(47)</b>	<b>(13)</b>	<b>34</b>	<b>72%</b>
EBIT	(3)	(17)	(14)	< -100%	(162)	(42)	120	74%
CAPEX	221	11	(210)	-95%	262	193	(69)	-26%

### 4.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

#### 4.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 19: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh)

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż w GWh	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
<b>Sprzedaż energii detaliczna</b>	<b>4 360</b>	<b>3 964</b>	<b>(396)</b>	<b>-9%</b>	<b>13 313</b>	<b>12 546</b>	<b>(767)</b>	<b>-6%</b>
<b>Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:</b>	<b>728</b>	<b>742</b>	<b>14</b>	<b>2%</b>	<b>2 736</b>	<b>2 236</b>	<b>(500)</b>	<b>-18%</b>
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	227	231	4	2%	791	937	146	18%
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	501	511	10	2%	1 944	1 298	(646)	-33%
<b>Sprzedaż energii razem</b>	<b>5 088</b>	<b>4 706</b>	<b>(383)</b>	<b>-8%</b>	<b>16 049</b>	<b>14 782</b>	<b>(1 267)</b>	<b>-8%</b>

W III kwartale 2023 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż był niższy o 8% (tj. o 383 GWh) w porównaniu do III kwartału 2022 roku. To efekt niższej sprzedaży energii na rynku detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym obniżył się w III kwartale 2023 roku o 9% (tj. o 396 GWh) w ujęciu r/r, co należy wiązać z poziomem kontraktacji klientów biznesowych, zwiększoną autokonsumpcją energii przez prosumentów (efekt przyrostu bazy prosumentów, tj. inwestycji we własne źródła wytwórcze), a także efektami makroekonomicznymi, tj. spowolnieniem gospodarczym i wysokimi cenami energii, co zachęca do oszczędzania energii.

Na koniec III kwartału 2023 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (Punkty Poboru Energii) Linii Biznesowej Sprzedaż wynosiła 3,3 mln, co oznacza wzrost o ok. 51 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów odpowiada grupa taryfowa G (gospodarstwa domowe).

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym w III kwartale 2023 roku ukształtowała się na podobnym poziomie jak w analogicznym okresie ubiegłego roku. Poziom tej sprzedaży determinowany jest procesem bilansowania portfela energii.

W okresie 9 miesięcy 2023 roku trend był analogiczny jak w III kwartale br., tj. wolumen sprzedaży energii był niższy o 8% (o 1 267 GWh) r/r. Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był o 6% niższy niż w okresie 9 miesięcy 2022 roku z powodów opisanych powyżej. Odmiennosc trendu wystąpiła z kolei w przypadku wolumenu sprzedaży energii na rynku hurtowym, który z kolei spadł o 18% r/r, co było efektem niższej skali wyprzedaży nadwyżek energii elektrycznej powiązanej z bilansowaniem portfela energii.

### 4.3.2. Wyniki finansowe

Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)

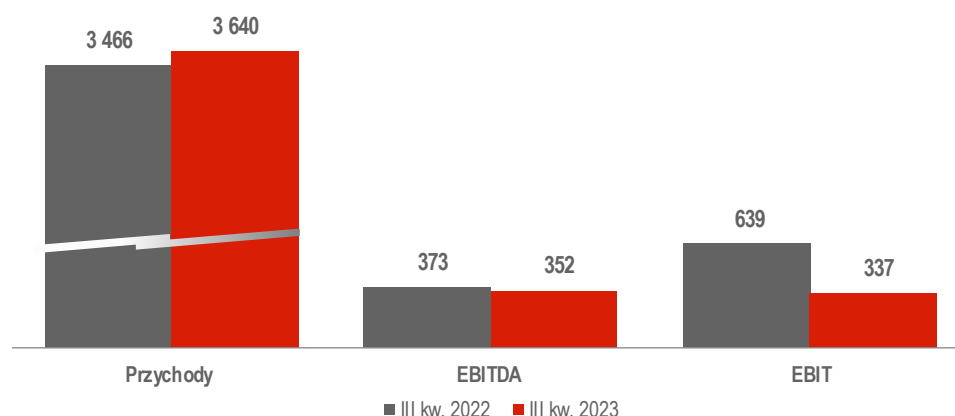
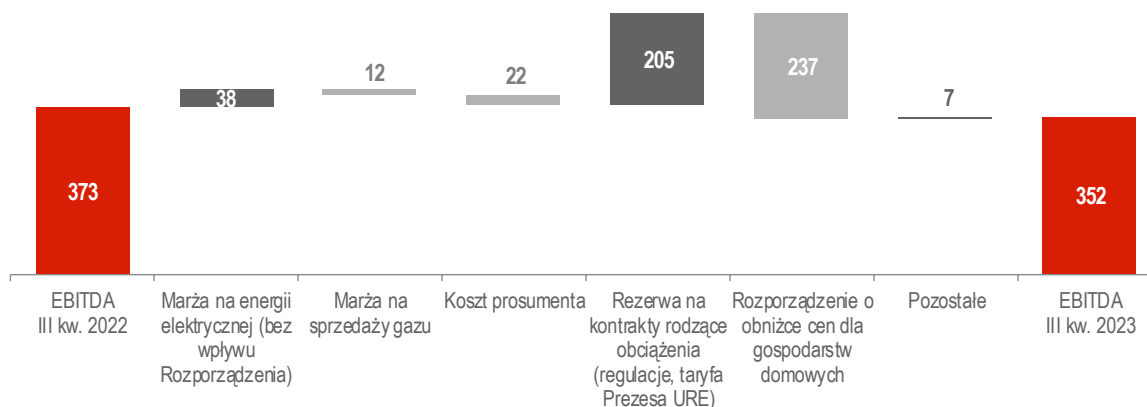


Tabela 20: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)

w mln zł	III kw. 2022	III kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	3 466	3 640	174	5%
<b>EBITDA</b>	<b>373</b>	<b>352</b>	<b>(21)</b>	<b>-6%</b>
amortyzacja	13	15	2	15%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	360	337	(23)	-6%
Wynik netto	292	271	(21)	-7%
CAPEX	22	23	1	5%

w mln zł	9 m-cy 2022	9 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	9 411	12 439	3 028	32%
<b>EBITDA</b>	<b>680</b>	<b>1 094</b>	<b>414</b>	<b>61%</b>
amortyzacja	41	46	5	12%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	639	1 048	409	64%
Wynik netto	514	826	312	61%
CAPEX	43	80	37	86%

Rysunek 10: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł)



W III kwartale 2023 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 352 mln zł i była niższa o 21 mln zł w porównaniu z wynikiem osiągniętym w analogicznym okresie 2022 roku (EBITDA na poziomie 373 mln zł). EBITDA tej Linii w III kwartale 2023 roku stanowiła 47% EBITDA Grupy Energa, podczas gdy w III kwartale 2022 roku udział ten wynosił 35%.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w III kwartale 2023 roku wyniosły 3 640 mln zł i były o 174 mln zł (5%) wyższe w porównaniu z III kwartałem 2022 roku. Wzrost przychodów wynikał z wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz gazu.

Na wyniki finansowe Linii Biznesowej Sprzedaż w III kwartale 2023 roku istotny wpływ wywarły dwa zdarzenia księgowe będące konsekwencją regulacji w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2023 roku. Ich wpływ na wynik był całkowicie odmienny. Na wzrost EBITDA w ujęciu r/r (+205 mln zł) wpłynęło rozwiązanie części rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia, która została utworzona w grudniu 2022 roku w związku z wydaniem przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji o zatwierdzeniu Taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G na 2023 rok oraz wejściem w życie ustaw regulujących ceny energii elektrycznej dla niektórych odbiorców końcowych w 2023 roku. Rezerwa ta w momencie utworzenia obniżyła wynik finansowy Linii 2022 roku, a w bieżącym roku jest sukcesywnie rozwiązywana, co wywiera pozytywny wpływ na wyniki finansowe bieżącego roku. Z kolei drugie zdarzenie miało negatywny wpływ na EBITDA. W wynikach III kwartału 2023 roku Grupa ujęła skutki finansowe Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Rozporządzenie wprowadza mechanizm obniżenia należności gospodarstw domowych (o ok. 125 zł dla jednego klienta) wobec przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za 2023 rok. Linia Biznesowa Sprzedaż oszacowała negatywny wpływ wprowadzenia tego mechanizmu na poziomie 320 mln zł w skali całego roku, z czego 237 mln zł zostało ujęte w wynikach III kwartału br. (proporcjonalnie do poziomu zużycia energii w trakcie roku).

Marża na sprzedaży energii elektrycznej (bez wpływu ww. rozporządzenia) okazała się wyższa r/r (o 38 mln zł) na skutek wzrostu marży jednostkowej.

Marża na sprzedaży gazu wpłynęła negatywnie na zmianę EBITDA w ujęciu r/r. Jej poziom w III kwartale 2023 roku był o 12 mln zł niższy w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. To efekt braku możliwości przeniesienia na odbiorców końcowych pełnej skali wzrostu cen zakupu tego paliwa, a także niższego wolumenu sprzedaży.

Kolejnym elementem oddziałującym negatywnie na zmianę wyniku EBITDA był koszt prosumenta, tj. koszt usługi dystrybucyjnej pokrywany przez Sprzedawcę Zobowiązanego (Energa Obrót) od energii pobieranej przez prosumenta, który w III kwartale 2023 roku wzrósł o 22 mln zł w ujęciu r/r. Wynika to z większej bazy klientów w 2023 roku oraz bardziej świadomego korzystania z energii produkowanej i zmagazynowanej.

W okresie 9 miesięcy 2023 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 1 094 mln zł i była wyższa o 414 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2022 roku. Najistotniejszy wpływ na wzrost EBITDA w ujęciu narastającym miały zdarzenia księgowe, tj. rozwiązanie części rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia (+708 mln zł) oraz opłata „Exit fee” od ORLEN Energa (+120 mln zł) za przeniesienie procesów i funkcji związanych z hurtowym handlem energią elektryczną z Energa Obrót do ORLEN Energa. Negatywnie na zmianę wyniku (obniżenie o 237 mln zł) wpłynęło ujęcie skutków finansowych rozporządzenia, o którym była mowa powyżej.



Elektrownia wodna Pieniężno

## Otoczenie regulacyjno-biznesowe



## 5. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

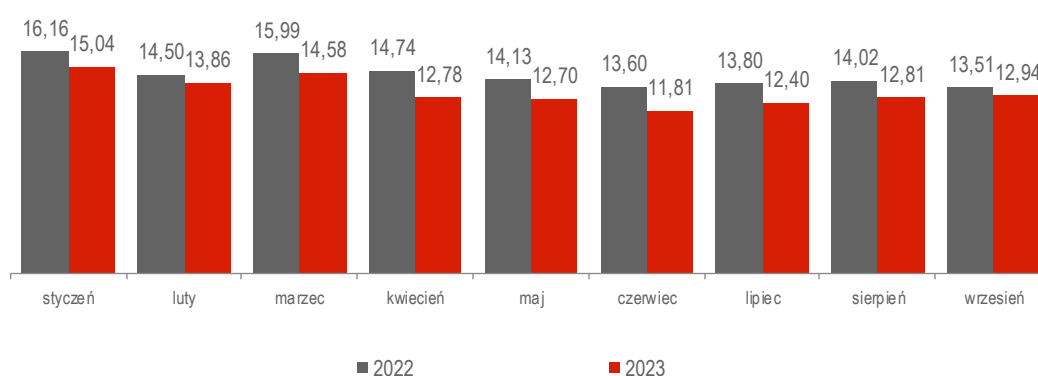
### 5.1. Rynek energii elektrycznej w Polsce

Kształtowanie się otoczenia rynkowego ma istotne znaczenie dla osiąganych przez Grupę wyników finansowych. W tym świetle zwraca się uwagę zwłaszcza na produkcję i zużycie energii elektrycznej, wymianę międzysystemową Polski, ceny energii elektrycznej w Polsce i wybranych krajach sąsiednich, ceny praw majątkowych oraz koszty uprawnień do emisji.

#### Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej w Polsce według danych publikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) po 3 kwartałach 2023 roku wyniosła 118,91 TWh i była niższa o 11,53 TWh tj. 8,8% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (130,44 TWh). Niższa produkcja była widoczna w elektrowniach pracujących na węgiel brunatny oraz kamienny. Spadek produkcji był odpowiedzią na niższe zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

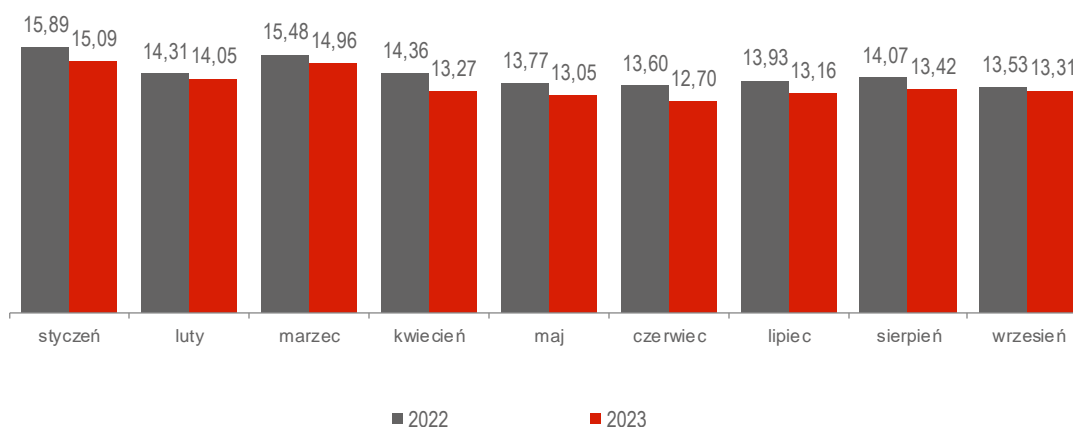
Rysunek 11: Produkcja energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku wyniosło 123,00 TWh i było niższe o 5,94 TWh tj. 4,6% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (128,94 TWh). Spadek zużycia wynikał z niższego zapotrzebowania spowodowanego spowolnieniem gospodarczym.

Rysunek 12: Zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku (TWh)

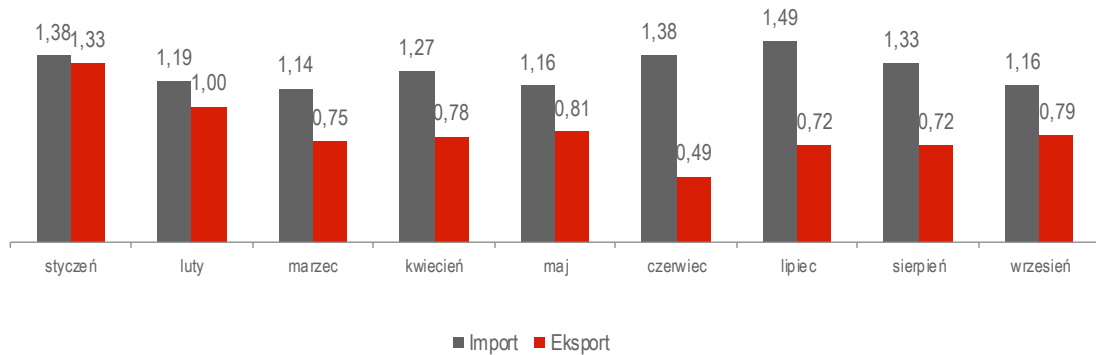


Źródło: PSE

## Wymiana międzysystemowa Polski

W pierwszych 3 kwartałach 2023 roku import energii elektrycznej był na poziomie 11,49 TWh, czyli tym samym jak w analogicznym okresie roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć spadek eksportu energii elektrycznej o 5,59 TWh w stosunku do analogicznego okresu ubiegłego roku, co odpowiada w głównej mierze za nadwyżkę importu netto energii elektrycznej w badanym okresie na poziomie 4,09 TWh wobec eksportu netto w wysokości 1,50 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. Jest to efekt głównie mniejszego oddania energii elektrycznej na liniach wymiany równoległej (Niemcy, Czechy, Słowacja).

Rysunek 13: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku (TWh)

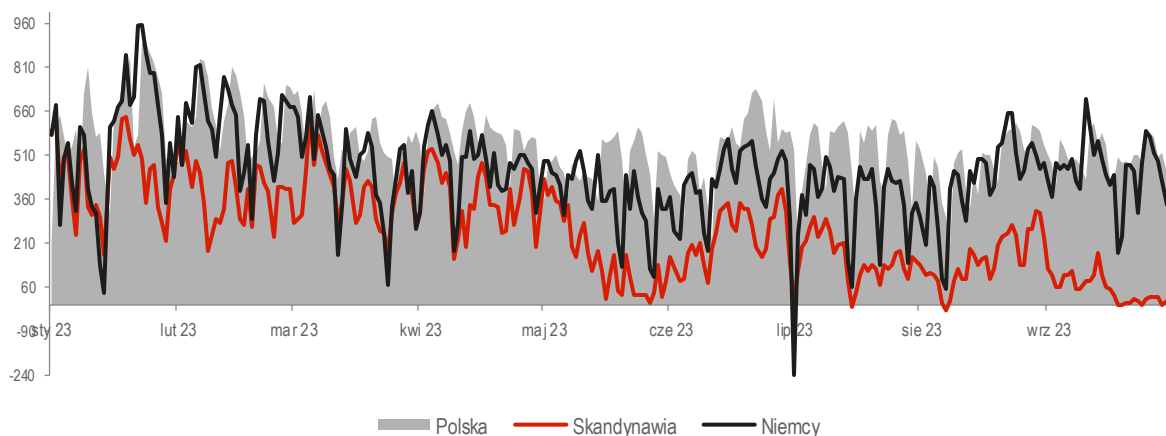


Źródło: PSE

## Ceny energii w wybranych krajach sąsiadujących z Polską

Średni poziom cen na rynku SPOT w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku był, podobnie jak w samym III kwartale 2023 r., wyższy niż w krajach sąsiadujących. Spadek zapotrzebowania na moc wraz z wyższą produkcją ze źródeł odnawialnych, jak również zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Europy prowadzące do spadku cen i zaspokojenia popytu na gaz oraz węgiel, wsparte spadkiem ubytków systemowych oraz cen uprawnień do emisji, doprowadziły do spadku cen na rynku polskim jak również na rynkach ościennych. Największe odchylenia cen odnotowano względem rynku skandynawskiego (+112,43%, tj. +290,59 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+19,72%, tj. 90,43 zł/MWh).

Rysunek 14: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących po 3 kwartałach 2023 roku (cena (PLN/MWh))

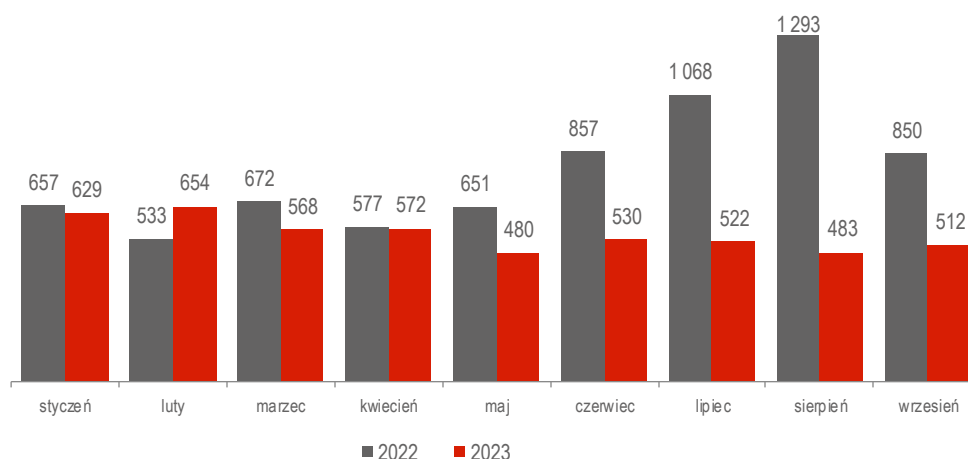


Źródło: Bloomberg, TGE

## Rynek Dnia Następnego (RDN) energii elektrycznej w Polsce

Średni poziom indeksu TGeBase po 3 kwartałach 2023 roku wyniósł 549,05 zł/MWh i był o 249,60 zł/MWh niższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (798,65 zł/MWh). Natomiast porównując III kwartał 2023 roku z III kwartałem roku ubiegłego można zaobserwować spadek ceny o 566,99 zł/MWh. Niski poziom zapotrzebowania na moc został wsparty przez spadek ubytków systemowych oraz wzrost produkcji z OZE, co wraz z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Europy po szoku podażowym na rynku surowców, wpłynęło na spadek cen w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Rysunek 15: Indeks TGeBase po 3 kwartałach 2023 roku (PLN/MWh)



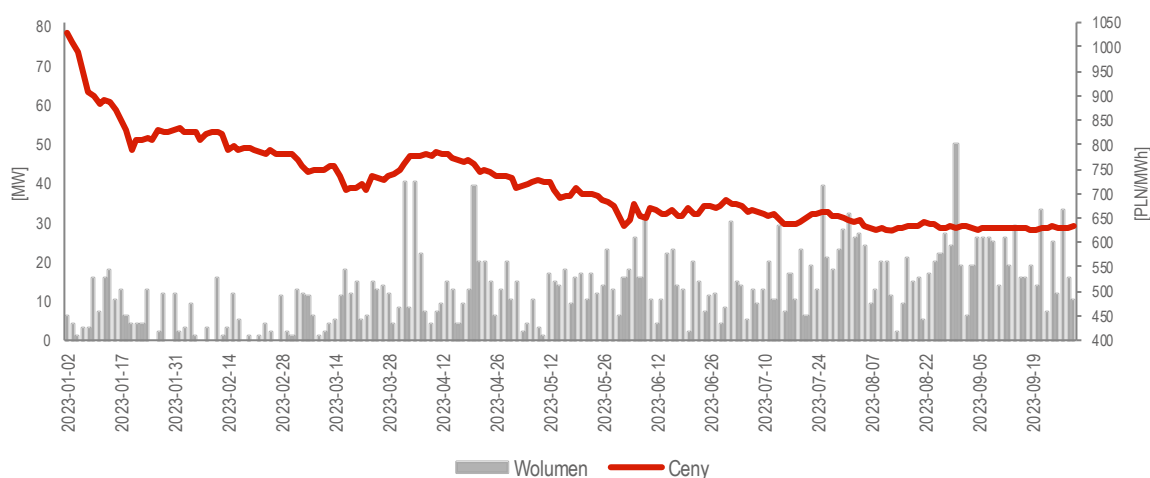
Źródło: TGE

## Rynek terminowy energii elektrycznej w Polsce

W pierwszych 3 kwartałach 2023 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w trendzie spadkowym, wypłaszczając krzywą w drugiej połowie III kwartału i kończąc notowania poniżej poziomu 650,00 zł/MWh (BASE 2024). Głównymi determinantami spadku cen energii w III kwartał na rynku terminowym były:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Europy poprzez udrożnienie nowych kierunków dostaw surowców i w konsekwencji zapełnienie magazynów gazu oraz wzrost zapasów węgla w europejskich portach po okresie wprowadzenia sankcji na import surowców energetycznych z Rosji do UE,
- wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE,
- spadek cen na rynku SPOT,
- spadki cen energii na rynkach ościennych.

Rysunek 16: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2023 rok po 3 kwartałach 2023 roku



Źródło: TGE

## Rynek uprawnień do emisji

W dniu 15 maja 2023 roku Komisja Europejska („KE”) poinformowała, że na koniec 2022 roku w obiegu było około 1 135 mln uprawnień do emisji (spadek liczby uprawnień o około 314 mln, 22%). Wartość ta stanowiła podstawę do określenia poziomu tzw. rezerwy stabilności rynkowej (MSR), funkcjonującej w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) od stycznia 2019 roku. Zgodnie z zasadami MSR w okresie 12 miesięcy – od dnia 1 września 2023 roku do dnia 31 sierpnia 2024 roku – w rezerwie stabilności rynkowej zostanie umieszczona łączna liczba około 272 mln uprawnień. Jest to już siódma kalkulacja nadwyżki uprawnień opublikowana przez KE. Kluczowymi czynnikami, które determinowały cenę EUA w I kwartale były spekulacja oraz kontynuacja prac i uzgodnienie zapisów założeń inicjatywy REPowerEU mającej na celu zwiększenie wolumenu aukcyjnego. W dniu 21 lutego 2023 roku Rada państw członkowskich zatwierdziła część planu REPowerEU, mającego na celu przyspieszenie sprzedaży uprawnień do emisji o wartości 20 mld EUR. Zgodnie z założeniami REPowerEU, pozyskanie 20 mld EUR na jego sfinansowanie ma pochodzić zarówno z przyspieszonej sprzedaży EUA z lat 2027-2030 (8 mld EUR), jak i z Funduszu Innowacji (12 mld EUR). W dniu 27 marca 2023 roku Komisja Europejska ogłosiła, iż pierwszy etap, czyli plan sprzedaży wolumenów przeniesionych z rezerw aukcyjnych państw członkowskich, które pierwotnie miały zostać sprzedane po 2027 r., zostanie rozpoczęty w lipcu br. Oznacza to, że do harmonogramu aukcji w 2023 r. (od 3 lipca 2023 r.) zostanie dodane zaledwie 16,5 mln dodatkowych jednostek EUA, co może wynieść miesięcznie 3 mln EUA więcej (przy tzw. sierpniowym wolumenie „wakacyjnym” 1,5 mln EUA więcej). Licytacja EUA z Funduszu Innowacji rozpocznie się dopiero w 2024 roku. Rozporządzenie UE w sprawie mechanizmu dostosowywania cen na granicach (CBAM) zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym 16 maja, natomiast w kolejnym dniu po opublikowaniu weszło w życie. W lutym, pierwszy raz w historii, cena zamknięcia była powyżej 100 EUR/t, wynosząc dokładnie 100,34 EUR/t. W samym III kwartale następował powolny lecz systematyczny spadek notowań. W sierpniu, jak co roku, w sezonie wakacyjnym, wolumen aukcyjny na rynku pierwotnym był obniżony. Z uwagi na wprowadzenie od lipca dodatkowego wolumenu aukcyjnego wynikającego z REPowerEU, ostatecznie sumaryczny wolumen w sierpniu był obniżony nie o połowę, jak to miało miejsce w latach poprzednich, a o 44% względem lipcowego. Oznacza to, że redukcja wolumenu spadła z 47,7 mln EUA w lipcu do 26,8 mln EUA w sierpniu. W latach ubiegłych przekładało się to na niemalejący charakter notowań cen uprawnień do emisji, jednak w tym roku ceny EUA zachowały się zgoła odmiennie. W dniu 08.09.2023 r. niemiecki parlament przyjął prawo zakazujące stosowania kotłów grzewczych na paliwa kopalne od 2028 r. Pierwotna wersja regulacji zakładała wprowadzenie zakazu od 2024 roku, jednak ze względu na zmiany opinii politycznych wprowadzenie zakazu zostało odsunięte w czasie. Czynnikiem wspierającym spadek cen notowań EUA były wysokie stany zapasów w Europie węgla oraz gazu, korzystne warunki pogodowe oraz utrzymujące się słabe nastroje i odczyty makro z gospodarki. Na koniec III kwartału 2023 roku kurs wyniósł 81,67 EUR/t, rosnąc od końca 2022 roku o 1%, natomiast porównując z końcem III kwartału 2022 roku kurs wzrósł o 22%.

Rysunek 17: Ceny uprawnień EUA po 3 kwartałach 2023 roku (euro/tona)



Źródło: Bloomberg

## Rynek praw majątkowych

W tabeli poniżej zostały przedstawione ceny zielonych praw majątkowych notowane na Towarowej Gieldzie Energii.

Tabela 21: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii

Indeks (rodzaj świadectwa)	Wartość Indeksu		Procent obowiązku (%)	Opłata zastępcza (zł)
	3 kwartały 2022 (zł/MWh)	3 kwartały 2023 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	195,19	179,12	12,0*	300,03*

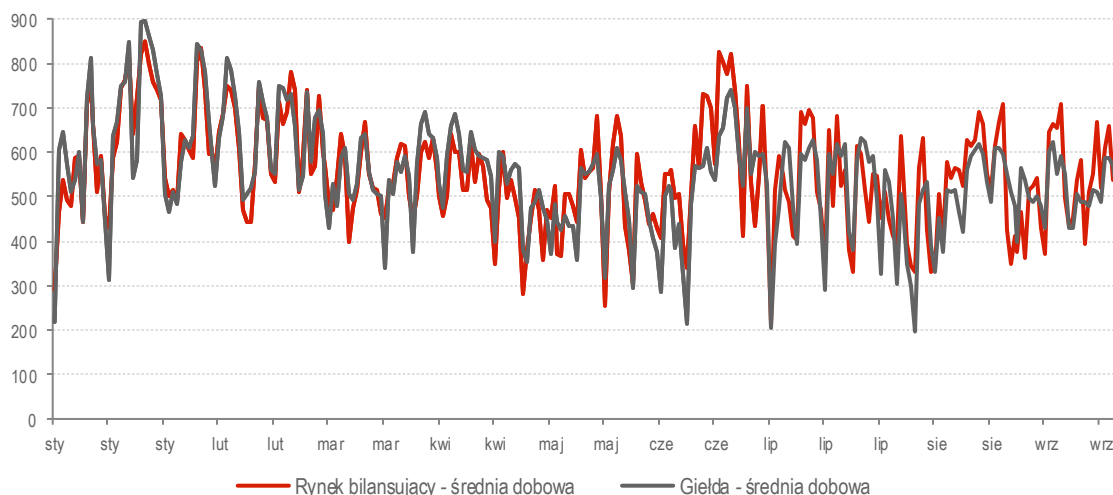
\* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2023 rok.

Z perspektywy posiadanej struktury wytwórczej Grupy Energa (tj. duży udział produkcji z OZE) najistotniejsze są notowania zielonych praw majątkowych. Ceny PM OZE w transakcjach sesyjnych ulegały konsekwentnie spadkom na przestrzeni 9 miesięcy 2023 roku. Załamanie cen na rynku nastąpiło w sierpniu, kiedy opublikowano projekt rozporządzenia obniżającego obowiązek umorzenia z 12% do 5% w 2024 r. PM OZE zakończyły notowania w III kwartale 2023 roku na poziomie 51,89 zł/MWh.

## Rynek Bilansujący

Od 1 stycznia 2019 roku zmianie uległy limity cen rozliczeniowych energii elektrycznej na rynku bilansującym, które wynoszą obecnie -50.000,00 zł/MWh do +50.000,00 zł/MWh. W przeważającym okresie pierwszych trzech kwartałów 2023 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była np. sytuacja z dnia 05 września br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 361,81 zł/MWh i była niższa od ceny na rynku dnia następnego o 176,47 zł/MWh. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 552,41 zł/MWh, wobec 716,78 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 18: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) po 3 kwartałach 2023 roku (PLN/MWh)



Źródło: TGE, PSE

## 5.2. Otoczenie regulacyjne

### Procesy legislacyjne zakończone w III kwartale 2023 roku

Tabela 22: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	regulacji i ich cel
Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw Dz.U. 2023 poz. 1762	Ustawa weszła w życie 1 października 2023 r. (zastrzeżeniem vacatio legis części przepisów określonych w art. 50). <b>Główne założenia Ustawy:</b> Zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym zużyciu energii brutto, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych. Wdrożenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zwaną dalej „dyrektywą RED II” w obszarze: ✓ Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 dyrektywy RED II);

Akt prawny	regulacji i ich cel
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Procedury administracyjne (art. 15–16 dyrektywy RED II);</li> <li>✓ Gwarancje pochodzenia (art. 19 dyrektywy RED II);</li> <li>✓ Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23–24 dyrektywy RED II).</li> </ul> <p>Ponadto, ustawa wprowadza zmiany dotyczące:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Biometanu;</li> <li>✓ Wdrożenia systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego: <ul style="list-style-type: none"> <li>• w zakresie modernizacji instalacji odnawialnych źródeł energii,</li> <li>• dla instalacji odnawialnych źródeł energii, którym upływa 15-letni system wsparcia;</li> </ul> </li> <li>✓ Hybrydowych instalacji odnawialnych źródeł energii;</li> <li>✓ Zmiana definicji spółdzielni energetycznej;</li> <li>✓ Zmiana zasad rozliczeń spółdzielni energetycznej;</li> <li>✓ Jednym z celów ustawy jest stworzenie warunków umożliwiających realizację obowiązków wynikających z REDII w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym m. in.:</li> <li>✓ Ustanowienie czytelnych zasad zawierania porozumienia o utworzeniu klastra energii oraz zmianę definicji klastra energii;</li> <li>✓ Doprecyzowanie przepisów określających zakres podmiotowy, przedmiotowy oraz obszar działalności klastra energii;</li> <li>✓ Dodanie celu działania klastra energii;</li> <li>✓ Stworzenie rejestru klastrów energii oraz określenie zasad jego funkcjonowania;</li> <li>✓ Zapewnienie warunków rozwoju klastrów energii, przez wprowadzenie mechanizmu premiowania zużycia na własne potrzeby energii wytworzonej przez członków klastra energii;</li> <li>✓ Ułatwienie współpracy poszczególnych członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych przez określenie szczególnych zasad tej współpracy;</li> <li>✓ Określenie wymagań, których spełnienie przez klastr energii będzie umożliwiało skorzystanie ze zwolnienia z opłat określonych w ustawie oraz z preferencyjnego sposobu rozliczeń (wymagania w zakresie stopnia pokrycia w ciągu roku łącznych potrzeb własnych członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, łącznej mocy magazynów energii na określonym w ustawie poziomie, a także wymóg, aby co najmniej 30%, zaś od dnia 1 stycznia 2027 r. co najmniej 50%, energii wytwarzanej w klastrze energii pochodziło z OZE);</li> <li>✓ Ustawa wprowadza rejestr klastrów energii. Rejestr jest jawny i prowadzony przez Prezesa URE w postaci elektronicznej. Wpis do rejestru jest dobrowolny, jednak uzyskanie wpisu umożliwiałoby – po spełnieniu innych warunków – uzyskiwanie korzyści z przyjętego dla klastrów energii systemu wsparcia;</li> <li>✓ W Ustawie doprecyzowuje się przepisy dotyczące pierwszeństwa zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wprowadza się zasady wydawania i rozliczania gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu z OZE w celu wypromowania i zainteresowania ekologicznymi dostawami ciepła;</li> <li>✓ W zakresie informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym przewidziano nałożenie na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązków polegających na publikowaniu na stronie internetowej odpowiednich danych;</li> <li>✓ Przewidziane w ustawie zmiany polegające na dodaniu art. 160a–160d do ustawy o OZE prowadzą do powstania krajowego punktu kontaktowego do spraw odnawialnych źródeł energii. Celem utworzenia krajowego punktu kontaktowego jest możliwość pełnego wsparcia informacyjnego każdego podmiotu, który ma zamiar rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE;</li> <li>✓ Krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii prowadzony będzie przez ministra właściwego do spraw klimatu, przy użyciu systemu teleinformatycznego;</li> <li>✓ Uchwalona nowelizacja zwalnia z pozwolenia na budowę instalacji fotowoltaicznych o mocy do 150 kW. Obecnie zwolnienie z ubiegania się o pozwolenie na budowę obowiązuje dla systemów OZE o mocy nie przekraczającej 50 kW;</li> <li>✓ W zakresie prosumenta lokatorskiego nowelizacja wprowadza fakultatywną opcję zmiany wynagrodzenia za energię dla prosumenta energii odnawialnej produkującego energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (tzw. prosument lokatorski), która dedykowana jest jedynie prosumentom energii odnawialnej wytwarzającym energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (np. wspólnotom mieszkaniowym, spółdzielniom mieszkaniowym). Polega ona na możliwości zmiany formy wynagrodzenia za energię;</li> <li>✓ Umożliwiono objęcie wsparciem instalacji zmodernizowanych wykorzystujących różne rodzaje biogazu, hydroenergie czy też biomasę systemem wsparcia FIT[3] (instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW) i systemem wsparcia FIP[4] (instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW). <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nowe przepisy umożliwią również udział zmodernizowanych instalacji OZE w aukcjach na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł OZE, przy czym dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji zmodernizowanych nie przewidziano odrębnych aukcji. Mają oni uczestniczyć w aukcjach wspólnie z wytwórcami energii elektrycznej z nowych instalacji. Warunkiem uzyskania wsparcia jest w szczególności uzyskanie od Prezesa URE zaświadczenia w systemie FIT/FIP lub zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji;</li> <li>• Okres wsparcia i jego poziom dla instalacji zmodernizowanych został uzależniony od wysokości nakładów inwestycyjnych poniesionych na modernizację danej instalacji. Doprecyzowano również warunki uczestnictwa w tych systemach wsparcia;</li> </ul> </li> </ul>

Akt prawny	regulacji i ich cel
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Co istotne, możliwość skorzystania z tych rozwiązań przez wytwórców została uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany przepisów nie stanowią nowej pomocy publicznej.</li> <li>✓ Utworzono nową formę wsparcia operacyjnego - nowa forma pomocy dla instalacji OZE, które wykorzystają okres wsparcia; <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dla instalacji OZE, które korzystały już z mechanizmów przewidzianych przepisami ustawy OZE, a którym upłynął już okres wsparcia, ustawodawca przewidział możliwość uzyskania nowej pomocy operacyjnej.</li> <li>• Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących różne rodzaje biogazu, hydroenergię czy też biomasę, zaprojektowano system dopłat do ceny rynkowej (podobny do funkcjonującego obecnie mechanizmu FIP). Wsparcie operacyjne w tym systemie jest przewidziane na maksymalnie 10 lat od daty pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2034 r. Z kolei dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej różne rodzaje biogazu, hydroenergię oraz biomasę - z uwzględnieniem układów hybrydowych, jej współspalania w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji - przewidziano możliwość przystąpienia do aukcji na wsparcie operacyjne. Zwycięzca będzie otrzymywał wsparcie przez rok od wygrania aukcji, po czym będzie uprawniony do ponownego przystąpienia do kolejnej. Maksymalny okres wsparcia również potrwa nie dłużej niż do 31 grudnia 2034 r.;</li> <li>• Systemy te są bardziej przyjazne dla wytwórców: przykładowo nie przewidują konieczności składania oświadczeń dotyczących pomocy publicznej. Warto również podkreślić, że dla wsparcia operacyjnego przewidziano określenie referencyjnych cen operacyjnych w oparciu o odrębne od dotychczasowego rozporządzenia wykonawcze do ustawy OZE;</li> <li>• Możliwość skorzystania z tych przepisów przez wytwórców wymaga uzyskania odpowiedniego zaświadczenia od Prezesa URE albo potwierdzenia złożenia Prezesowi URE stosownej deklaracji oraz została uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany przepisów nie stanowią nowej pomocy publicznej;</li> </ul> </li> <li>• Przepisy dotyczące tego systemu wejdą w życie 1 lipca 2025 r.</li> <li>✓ Wprowadzono również na regulacje wprowadzające możliwość cable pooling'u tj. włączenie do sieci kilku źródeł OZE na jednym przyłączy.</li> </ul>
<p><b>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 sierpnia 2023 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025</b> Dz. U. 2023 poz. 1561</p>	<p>Rozporządzenie weszło w życie 9 sierpnia 2023 r.</p> <p><b>Główne założenia rozporządzenia:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej określono na 5791 MW dla dostaw w 2028 r.;</li> <li>✓ Cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych, w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2028 wynosi 183 zł/kW;</li> <li>✓ Parametr, wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc w aukcji głównej, dla której cena osiąga wartość maksymalną uwzględniającą współczynnik zwiększający cenę okresu dostaw przypadającego na rok 2028 wynosi 10%;</li> <li>✓ Parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc, dla okresu dostaw przypadającego na rok 2028 wynosi 60%;</li> <li>✓ Zapotrzebowanie na moc w ramach rynku mocy w poszczególnych kwartałach 2025 roku uwzględni wyniki aukcji głównej i kształtuje się następująco: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 520 MW dla I kwartału;</li> <li>• 1 131 MW dla II kwartału;</li> <li>• 500 MW dla III kwartału;</li> <li>• 842 MW dla IV kwartału.</li> </ul> </li> <li>✓ Cenę wejścia nowej jednostki CeWe ustalono na poziomie 431 zł/kW;</li> <li>✓ Określono współczynnik wyznaczający cenę maksymalną w aukcji głównej oraz w aukcjach dodatkowych: cenę maksymalną dla aukcji 2028 r. współczynnik – 1,05; dla aukcji dodatkowej na rok 2025 przyjęto współczynnik – 1,0;</li> <li>✓ Maksymalna liczba rund aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2028 wynosi 12;</li> <li>✓ Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto, odniesiony do mocy osiągalnej netto, uprawniający do oferowania obowiązków mocy w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2028 na nie więcej niż: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 15 okresów dostaw przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą, wynosi 2400 zł/kW;</li> <li>• 5 okresów dostaw przez nową i modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania, wynosi 400 zł/kW.</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>Ustawa o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw</b> Dz.U. 2023 poz. 1506</p>	<p>Ustawa weszła w życie 3 września 2023 r.</p> <p><b>Główne założenia ustawy:</b></p> <p>W celu przyspieszenia inwestycji w infrastrukturę dystrybucyjną, kluczową dla systemu elektroenergetycznego, oraz rozwoju OZE w Polsce proponuje się w projekcie Ustawy objęcie niektórych inwestycji dystrybucyjnych reżimem specustawy przesyłowej. Pozwoli to na skrócenie kluczowych projektów inwestycyjnych, w których niejednokrotnie 80% czasu jest poświęcone przygotowywaniu stosownej dokumentacji inwestycyjnej oraz uzyskiwaniu przez inwestora zgód administracyjnych wymaganych przez prawo.</p>

Akt prawny	regulacji i ich cel
	<p><b>W Ustawie z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dodanie projektowanego pkt. 1a w art. 1 w ust. 2 wskazanej ustawy zawierającego definicję inwestycji towarzyszącej, rozumianej jako pozostające w funkcjonalnym związku ze strategiczną inwestycją w zakresie sieci przesyłowej zadanie inwestycyjne wraz z wykonywaniem niezbędnych robót budowlanych w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, w szczególności budowy lub przebudowy obiektów, urządzeń, sieci i instalacji niezbędnych do budowy, przebudowy, remontu, utrzymania, użytkowania, zmiany sposobu użytkowania, eksploatacji lub rozbiórki linii stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV, w szczególności w koordynowaną sieć 110 kV, a także zadanie inwestycyjne polegające na przebudowie lub remoncie istniejących linii elektroenergetycznych stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV, tymczasowych obiektów budowlanych, obiektów sieci gazowej, sieci i przyłączy elektroenergetycznych, wodociągowych, kanalizacyjnych, ciepłych, telekomunikacyjnych, infrastruktury drogowej lub kolejowej oraz ogólnodostępnych stacji ładowania;</li> <li>✓ Dodanie projektowanego art. 2a w celu zagwarantowania większej elastyczności w zakresie możliwości stosowania uproszczonych procedur dla inwestycji, polegających na przebudowie lub remoncie istniejących linii, przewiduje się upoważnienie Rady Ministrów do określenia, w drodze rozporządzenia, listy inwestycji już istniejącej infrastruktury, do których, w drodze wyjątku, znajdują zastosowanie przepisy ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych;</li> <li>✓ Dodanie projektowanego art. 3b, który ma na celu precyzyjne określenie zakresu stosowania przepisów ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych do inwestycji towarzyszących. W tym celu w projektowanym przepisie określono sposób odpowiedniego stosowania przepisów tej ustawy, a także rozumienia poszczególnych określeń w niej wprowadzonych w odniesieniu do inwestycji towarzyszących.</li> </ul> <p><b>W Ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dodanie proj. ust. 1a w art. 5a wskazanej ustawy przez wprowadzenie możliwości publicznego obwieszczenia decyzji w przypadku gruntów o nieuregulowanym stanie prawnym;</li> <li>✓ Zmiana w art. 29 w ust. 1 w pkt 27 wskazanej ustawy, która ma na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego. W jej wyniku nie wymaga decyzji o pozwoleniu na budowę, natomiast wymaga zgłoszenia podbudowa słupowa dla linii elektroenergetycznych.</li> </ul>
<p><b>Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw Dz.U. 2023 poz. 1681</b></p>	<p>Ustawa weszła w życie 7 września 2023 r., (z zastrzeżeniem vacatio legis części przepisów określonych w art. 48).</p> <p><b>Główne założenia ustawy:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Możliwość tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych (od 24 sierpnia 2024 r.) m.in. w formach spółdzielni, spółdzielni mieszkaniowej, wspólnoty mieszkaniowej, stowarzyszenia, z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego, spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej, oraz spółdzielni rolników;</li> <li>✓ Opóźnienie o rok - z 1 lipca 2024 do 1 lipca 2025 r. - uruchomienia Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii (CSIRE). Przepisy umożliwiające techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w ciągu 24 godzin mają obowiązywać od 2026 r.;</li> <li>✓ Powierzenie URE, zadania stworzenia porównywarki wszystkich dostępnych na rynku ofert sprzedaży energii elektrycznej do gospodarstw domowych i firm o zużyciu poniżej 100 MWh rocznie. W porównywarce znajdują się obowiązkowo tylko oferty sprzedaży, możliwe będzie porównanie innych usług związanych ze sprzedażą energii elektrycznej świadczonych przez sprzedawców energii. Sprzedawcy pod groźbą sankcji będą musieli udostępnić swoje oferty regulatorowi na potrzeby porównywania ofert;</li> <li>✓ Możliwość zawierania umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej (od 24 sierpnia 2024 r.) , z minimalną częstotliwością rozliczeń co 15 min. Oferować takie umowy mają sprzedawcy, obsługujący powyżej 200 tys. odbiorców końcowych, odbiorca końcowy będzie musiał mieć licznik zdalnego odczytu;</li> <li>✓ Wprowadzenie przepisów dotyczących linii bezpośredniej (obowiązuje od 7 września 2023 r.) łączącej odbiorcę z wytwórcą energii elektrycznej. Przedsiębiorcy, którzy będą chcieli budować takie linie, nie będą musieli już występować o stosowną zgodę do prezesa URE, a jedynie złożyć zgłoszenie do dedykowanego rejestru linii bezpośrednich;</li> <li>✓ Ustawodawca poszerzył kompetencje Prezesa URE przyznając mu prerogatywę do opracowywania wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mają zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci tak, aby na poziomie krajowym zapewniony był ich spójny, systematyczny i skoordynowany rozwój. Wytyczne regulator będzie publikował w Biuletynie Informacji Publicznej. Co ważne, realizacja wytycznych Prezesa URE w obszarze inwestycji priorytetowych ma charakter fakultatywny i jest połączona z systemem wynagradzania, którego celem jest zachęcenie przedsiębiorstw do ich realizacji. Prezes URE zyskał też uprawnienie do kontrolowania wykonania planów rozwoju w zakresie kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.;</li> <li>✓ Ustawa doprecyzowuje, że właścicielami połączeń międzysystemowych gazowych i elektroenergetycznych z sąsiednimi krajami będą mogli być tylko polscy operatorzy przesyłu energii elektrycznej lub gazu. Elementy systemu przesyłowego gazu lub energii elektrycznej będą mogli budować tylko operatorzy przesyłowi;</li> <li>✓ Ustawa wprowadza także mechanizm nierynkowego ograniczenia generacji z farm wiatrowych i fotowoltaki przez operatora systemu przesyłowego w przypadku problemów z jego zbilansowaniem. Ograniczenie ma być stosowane w przypadku wykorzystywania innych dostępnych, wymienionych środków;</li> <li>✓ Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę (od 24 października 2023 r.), zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego oświadczenie o jej wypowiedzeniu. Wysokość tych kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy zawartej na czas oznaczony przez odbiorcę końcowego;</li> </ul>



Akt prawny	regulacji i ich cel
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Nowelizacja wprowadza obowiązek zawierania (od 24 lutego 2024 r.) wyłącznie umów kompleksowych z odbiorcami paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Wcześniej istniała możliwość zawierania odrębnie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych lub ee. albo umów kompleksowych.</li> </ul>
<p><b>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną</b> Dz. U. 2023 r. Poz. 1847</p>	<p>Rozporządzenie weszło w życie 18 września 2023 r.</p> <p><b>Główne założenia Rozporządzenia:</b> <u>Rozliczenia z odbiorcami w gospodarstwach domowych:</u> Rozporządzenie stanowi wypełnienie delegacji ustawowej zawartej w art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Nowelizacja zobowiązuje sprzedawców do wprowadzenia nowego sposobu rozliczeń z odbiorcami w gospodarstwach domowych, wynagradzającego aktywności i efektywnościowe postawy odbiorców energii;</li> <li>✓ Premiowane będzie m.in.: oszczędzanie energii elektrycznej, wyrażenie zgody na otrzymywanie komunikacji marketingowej, otrzymywanie faktur VAT w formie elektronicznej, czy bycie prosumentem;</li> <li>✓ Wszystkim klientom, którzy są odbiorcami w gospodarstwie domowym i spełnią warunki wskazane w Rozporządzeniu, jednorazowo przysługuje obniżenie rachunku za energię elektryczną w kwocie równej 12% iloczynu średniej ceny energii elektrycznej opublikowanej przez Prezesa URE na 2022 r. i wynikającej z taryf sprzedawców z urzędu, dla taryfy G1x oraz wolumenu energii wynoszącego 2523 kWh. Jednorazowa obniżka rachunku za energię elektryczną wynosi 125,34 zł;</li> <li>✓ Sprzedawcy energii zobowiązani będą do jasnego informowania odbiorców o zmianach w rozliczeniach oraz o wysokości premii i terminie jej przyznawania. Inicjatywa ta ma na celu zwiększenie przejrzystości działań na rynku energii elektrycznej oraz wzmocnienie praw odbiorców w gospodarstwach domowych;</li> </ul> <p><u>Wsparcie dla OZE:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Nowela rozporządzenia wspiera również operatorów systemu elektroenergetycznego i ułatwia im zarządzanie bilansem mocy w systemie;</li> <li>✓ Nowe przepisy zwalniają odbiorców z opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenie mocy umownej, w przypadku gdy wynikają one z poleceń operatorów lub z usług świadczonych na ich rzecz;</li> <li>✓ Wprowadzane zmiany przyczynią się do stworzenia dla odbiorców zachęt do bardziej świadomego zarządzania zużyciem energii, zwiększających elastyczność pracy systemu. Mogą one polegać m.in. na dodatkowym zużyciu energii elektrycznej na polecenie operatora w okresach nadpodaży generacji OZE w systemie, bez obciążania użytkowników systemu za dodatkową moc pobieraną z systemu. Dzięki temu użytkownicy systemu będą mogli aktywnie uczestniczyć w wykorzystywaniu nadmiaru energii elektrycznej, co jest szczególnie istotne w kontekście rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce.</li> </ul>
<p><b>Ustawa z dnia 16 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw</b> Dz. U. 2023 poz. 1785</p>	<p>Ustawa weszła w życie 19 września 2023 r.</p> <p><b>Główne założenia ustawy:</b> Ustawa podnosi progi zużycia, do których odbiorcom w gospodarstwach domowych przysługują zamrożone ceny energii.</p> <p><b>Zgodnie z nowymi przepisami limit zwiększy się:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dla gospodarstw domowych z 2000 kWh do 3000 kWh rocznie;</li> <li>✓ Dla gospodarstw domowych, w których znajduje się osoba z niepełnosprawnością, z 2600 kWh do 3600 kWh;</li> <li>✓ Dla posiadaczy Karty Dużej Rodziny oraz rolników – z 3000 kWh do 4000 kWh rocznie;</li> <li>✓ Nowe limity będą do wykorzystania w 2023 r., nawet jeśli odbiorca energii elektrycznej przekroczył dotychczasowy limit;</li> <li>✓ Od 1 października 2023 r. obniżona zostanie cena maksymalna na energię - z 785 zł/MWh do 693 zł/MWh. Będzie to dotyczyło: samorządów; małych i średnich przedsiębiorstw; wrażliwych podmiotów użyteczności publicznej, takich jak szpitale, szkoły, przedszkola, żłobki, noclegownie czy placówki opieki nad osobami niepełnosprawnymi.</li> </ul> <p><b>Wprowadzenie w 2023 r. dla dużych podmiotów z sektora wydobywania węgla i produkcji koksu mechanizmu polegającego na:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Wdrożeniu mechanizmu klasyfikacji dużych przedsiębiorców uzyskujących nadmierne dochody zgodnie z propozycją klasyfikacji UE opisaną w rozporządzeniu 2022/1854;</li> <li>✓ Wprowadzeniu obowiązku odprowadzenia na rzecz Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny nadmiarowych dochodów, osiągniętych w 2022 r. w wyniku prowadzenia działalności w sektorze Wydobywania węgla i wytwarzania koksu, w postaci składki solidarnościowej;</li> <li>✓ Wyznaczeniu Zarządcy Rozliczeń S.A. jako podmiotu odpowiedzialnego za pobór należnej składki solidarnościowej;</li> <li>✓ Wyznaczeniu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki jako podmiotu odpowiedzialnego za sprawowanie kontroli nad realizacją ww. obowiązku przez wskazanych przedsiębiorców.</li> </ul> <p><b>Składka solidarnościowa dla przedsiębiorstw oraz obniżone ceny energii elektrycznej dla samorządów terytorialnych:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Ustawa, wprowadzając zmiany do dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r., - obniża maksymalną cenę energii elektrycznej w IV kwartale 2023 r. z 785 zł/MWh do 693 zł/MWh, co ma wesprzeć małe i średnie przedsiębiorstwa, samorządy, jednostki użyteczności publicznej i inne podmioty wrażliwe (zmiana odciaży te jednostki i jest odpowiedzią na spadek cen energii na rynkach hurtowych);</li> <li>✓ Ustawa definiuje i określa zasady obliczania składki solidarnościowej na Fundusz Wyплаты od nadmiarowych dochodów (przekraczających 120% średnich dochodów osiągniętych we wcześniejszych 4 latach) zobowiązanego przedsiębiorstwa;</li> <li>✓ Wskazuje Prezesa URE jako organ odpowiedzialny za kontrolę realizacji obowiązku obliczania i uiszczania składki solidarnościowej i wyposażając go w stosowne uprawnienia.</li> </ul>

## Procesy legislacyjne prowadzone w III kwartale 2023 roku

Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego ID projektu: druk nr 3522 Druki senackie: 1084, 1084 A i B</p> <p><b>Wejście w życie:</b> Ustawa wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.</p> <p><b>Etap prac:</b> Senat odrzucił ustawę, ponownie trafiła ona do Sejmu. Marszałek Sejmu zapowiedział, że posiedzenie 30 sierpnia 2023 r. było ostatnim w tej kadencji Sejmu. Ustawa, nie wejdzie w życie w obecnej kadencji Sejmu.</p>	<p><b>Główne założenia ustawy:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Udzielenie gwarancji Skarbu Państwa na wybrane zobowiązania finansowe, tworzonej Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE)</li> <li>✓ Zgodnie z przyjętymi założeniami powstania i funkcjonowania NABE, w art. 3 ust. 1 przewidziano objęcie gwarancją kwot głównych zobowiązań finansowych;</li> <li>✓ W związku ze zmianami strukturalnymi i własnościowymi w sektorze energetycznym, wynikającymi z procesu transformacji energetycznej, będzie wymagane przeniesienie roli dostawcy mocy dla niektórych jednostek rynku mocy objętych procesem transformacji energetycznej. Obecnie w odniesieniu do części jednostek wytwórczych dostawcą mocy jest inny podmiot z grupy kapitałowej niż podmiot będący właścicielem jednostki wytwórczej. Po nabyciu przez Skarb Państwa akcji spółek będących właścicielami jednostek wytwórczych i wyjściu przez nie z obecnych grup kapitałowych nie będzie możliwe dalsze realizowanie przez nie obowiązku mocowego. Z tego względu proponuje się, aby zmiana dostawcy mocy dla jednostek fizycznych wytwórczych skonsolidowanych w ramach NABE nastąpiła z mocy prawa, wraz z chwilą konsolidacji w ramach NABE aktywów wytwórczych;</li> <li>✓ Zmiana dostawcy mocy nie jest równoznaczna z zawarciem nowej umowy mocowej, lecz stanowi zmianę podmiotową umowy mocowej, zawartej przez pierwszego dostawcę mocy dla jednostki rynku mocy, której ta umowa dotyczy. Powyższa zmiana będzie podlegać następczemu, deklaracyjnemu odnotowaniu w rejestrze rynku mocy.</li> </ul> <p><b>Inne rozwiązania legislacyjne w Ustawie:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Nowelizacja ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 269, 295 i 1234) w art. 27: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wprowadzono zmiany, które w 2023 r. zamroziły ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, małych i średnich firm, samorządów oraz odbiorców wrażliwych (na poziomie z 2022 r.). Zobowiązania wskazanych grup odbiorców zostaną obniżone o 5% z mocą wsteczną od 1 stycznia br.;</li> </ul> </li> <li>✓ Nowelizacja ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz. U. poz. 2243 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295 i 1113) w art. 28: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wydłużono okresy związane z przekazywaniem wniosków i informacji do Zarządcy Rozliczeń SA związanych z rozliczeniem przedsiębiorstwa energetycznych odpisów/rekompensat z FWRC (31.08.2024 r. / 30.09.2024 r.).</li> </ul> </li> </ul>
<p>Rozporządzenia PE i Rady zmieniającego Rozporządzenie (UE) 2019/943 i (UE) 2019/942 oraz dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w celu poprawy unijnego rynku energii elektrycznej / Electricity Market Design Etap prac: I czytanie w PE.</p>	<p>14 września 2023 r., Parlament Europejski przyjął sprawozdanie Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE) w sprawie wniosku dotyczącego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/943 i (UE) 2019/942 oraz dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w celu udoskonalenia struktury unijnego rynku energii elektrycznej [COM(2023)0148 - C9-0049/2023 - 2023/0077(COD)]. Sprawozdawcą był: Nicolás González Casares (A9-0255/2023). Za: 366, przeciw:186, 18 głosów wstrzymało się.</p> <p><b>Główne założenia Rozporządzenia:</b></p> <p><b>Integracja rynków energii elektrycznej w UE:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dobrze zintegrowany rynek powinien umożliwić UE czerpanie korzyści gospodarczych z jednolitego rynku energii w każdym warunkach, w tym w czasie kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej, i zapewnić bezpieczeństwo dostaw przy utrzymaniu procesu dekarbonizacji, aby osiągnąć cel neutralności klimatycznej. <b>W tym celu Komisja powinna rozważyć w jaki sposób usprawnić monitorowanie i egzekwowanie rozporządzenia (UE) 2019/943, w tym obowiązku udostępnienia 70 % zdolności połączeń wzajemnych na potrzeby handlu transgranicznego;</b></li> <li>✓ Ponadto Komisja powinna rozważyć rozszerzenie tego obowiązku i ograniczenie możliwych zwolnień z niego, aby dostosować rynek energii elektrycznej do systemu energetycznego opartego przede wszystkim na energii ze źródeł odnawialnych, co wymaga liczniejszych i lepszych połączeń wzajemnych, aby zapewnić większe bezpieczeństwo dostaw;</li> </ul> <p><b>Modernizacja sieci elektroenergetycznej:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Wzmocnienie wewnętrznego rynku energii i osiągnięcie celu transformacji klimatycznej i energetycznej wymagają znacznej modernizacji unijnej sieci elektroenergetycznej aby można było do niej przyłączyć znaczne większe moce wytwórcze ze źródeł odnawialnych oraz aby mogła być odporna na: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ zmienność generacji energii;</li> <li>▪ zmieniające się wzorce przepływu energii elektrycznej w Europie;</li> <li>▪ „nowy popyt”, taki jak pojazdy elektryczne i pompy ciepła;</li> </ul> </li> <li>✓ Każda reforma rynku energii elektrycznej UE powinna przyczynić się do <b>większej integracji sieci elektroenergetycznych w UE, w związku z tym określono cel w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych w EU na poziomie 15 % do 2030 r.</b></li> </ul> <p><b>Inwestycje wyprzedzające:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Organy regulacyjne powinny promować „inwestycje wyprzedzające”, zachęcające do przyspieszenia rozwoju sieci elektroenergetycznych w celu możliwości zdynamizowania powstawania odnawialnych źródeł energii oraz inteligentnego popytu energii, takiego jak: <b>elektryczny pojazdy, infrastruktura ładowania i pompy ciepła;</b></li> <li>✓ Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych powinni oferować możliwość zawierania elastycznych umów o przyłączenie w tych obszarach, w których przepustowość sieci jest ograniczona lub nie jest dostępna dla nowych przyłączy.</li> <li>✓ <b>Umowy zakupu energii:</b></li> <li>✓ PE podkreślił znaczenie możliwości zakupu energii w ramach długoterminowej umowy dostawy energii elektrycznej - Power Purchase Agreement (PPA), zapewniającej konsumentom stabilne ceny oraz dostawę energii odnawialnej z wiarygodnych źródeł;</li> </ul>

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Państwa członkowskie powinny <b>usunąć bariery</b> i ułatwić zawieranie umów zakupu energii w ramach PPA, w szczególności umów zakupu energii ze źródeł odnawialnych w zakresie osiągnięcia celów określonych w zintegrowanych krajowych planach dot. energii i klimatu, planowanych w odniesieniu do procesu dekarbonizacji. W celu zapewnienia usunięcia barier dla umów PPA, KE może opracować szczegółowe wytyczne w jaki sposób złagodzić obowiązki administracyjne, sprawozdawcze oraz inne zawiłości związane z umowami PPA;</li> <li>✓ Do dnia 31 grudnia 2024 r. KE, we współpracy z wyznaczonymi operatorami rynku energii elektrycznej, powinna ustanowić <b>platformę rynkową</b> dla umów PPA, z której podmioty będą korzystać na zasadzie dobrowolności, w tym udostępni projekty standardowych umów PPA. Według PE niezbędne jest stworzenie unijnej bazy danych ułatwiającej gromadzenie informacji istotnych o umowach PPA;</li> <li>✓ PE poparł szersze wykorzystanie Kontraktów Różnicowych – Contract for Difference (CfD) w celu zachęcania do inwestycji energetycznych i zasugerował pozostawienie otwartego rozwiązania dla równoważnych programów wsparcia po zatwierdzeniu przez Komisję. Opowiedział się również za "elastycznością niekopalną" (zdolnością sieci energetycznej do dostosowywania się do zmian podaży i popytu bez polegania na paliwach kopalnych) oraz elastycznością po stronie popytu.</li> </ul> <p><b>Lepsza ochrona konsumentów:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Reforma unijnego rynku energii elektrycznej ma na celu osiągnięcie przystępnych i konkurencyjnych cen energii elektrycznej dla wszystkich konsumentów. W aktualizacji EMD podkreślono potrzebę: poszanowania wyboru konsumenta, ochrony konsumentów krajowych przed wysokimi cenami, manipulacjami, nadużyciami, a także umożliwienie konsumentom czerpanie korzyści z różnorodność ofert umownych. Konsumentom powinni mieć prawo do: kontraktów o stałej cenie, kontraktów z ceną dynamiczną i informacji o opcjach. PE opowiedział się również za zapisami zakazującymi dostawcom jednostronnej zmiany warunków umowy.</li> </ul> <p><b>Odpowiednia ochrona przed odłączeniami z sieci:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ W zmienionym tekście stwierdzono, że państwa członkowskie powinny zakazać odłączania energii elektrycznej wrażliwym gospodarstwom domowym, odbiorcom dotkniętym ubóstwem energetycznym lub zagrożonych ubóstwem energetycznym przy jednoczesnym zapewnieniu, że odłączenia są zabronione podczas toczących się sporów sądowych lub pozasądowych, między dostawcą a klientem na okres ośmiu tygodni. Ponadto:</li> <li>✓ Państwa członkowskie dopilnują, aby dostawcy energii elektrycznej regularnie zachęcali odbiorców będących gospodarstwami domowymi i nieposiadających inteligentnych liczników do przesyłania samodzielnych odczytów, co pomoże im zarządzać zużyciem i pozwoli uniknąć wysokich rachunków rozliczeniowych;</li> <li>✓ Państwa członkowskie dopilnują, by dostawcy nie wymagali korzystania z systemów przedpłat od odbiorców będących gospodarstwami domowymi, którzy nie są w stanie opłacać rachunków za energię, ani od odbiorców wrażliwych i odbiorców zagrożonych lub dotkniętych ubóstwem energetycznym;</li> <li>✓ W związku z powyższymi ograniczeniami, Państwa UE określą odpowiednie sposoby zagwarantowania rekompensaty za straty poniesione przez sprzedawców e.e.</li> </ul> <p><b>Rynki dnia bieżącego:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Rynki dnia bieżącego mają szczególne znaczenie dla włączania trudno prognozowanych odnawialnych źródeł energii (VRES) do systemu elektroenergetycznego po jak najniższych kosztach. Dają one uczestnikom rynku możliwość obrotu niedoborami lub nadwyżką energii elektrycznej bliżej momentu dostawy. Ponieważ wytwórcy energii ze źródeł odnawialnych o zmiennym profilu generacji są w stanie dokładnie oszacować swoją produkcję dopiero wówczas, gdy zbliża się moment dostawy, należy koniecznie zapewnić im maksymalne możliwości obrotu dzięki dostępowi do płynnego rynku jak najbliżej momentu dostarczenia energii elektrycznej;</li> <li>✓ Ważne jest aby rynki dnia bieżącego dostosowały się do udziału technologii energii ze źródeł odnawialnych o zmiennym profilu generacji, takich jak energia słoneczna i wiatrowa, a także do udziału odpowiedzi popytu i usług magazynowania energii. Płynność rynków dnia bieżącego powinna się poprawić dzięki dzieleniu się książkami zleceń przez operatorów rynku w obrębie obszaru rynkowego również wtedy, gdy międzystrefowe zdolności przesyłowe są ustalone na poziomie zerowym, lub po zamknięciu bramki rynku dnia bieżącego. Aby zapewnić prowadzenie wspólnych książek zleceń przez wyznaczonych Nominowanych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej - Nominated Electricity Market Operator (NEMO) dla rynków dnia następnego i dnia bieżącego;</li> <li>✓ NEMO powinni składać wszystkie zlecenia w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego oraz nie powinni organizować obrotu produktami dnia następnego i dnia bieżącego lub produktami o podobnych cechach - poza jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego;</li> <li>✓ Aby wyeliminować nieodłączne ryzyko dyskryminacji w obrocie produktami dnia następnego i dnia bieżącego w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego i poza nim wymóg ten powinien mieć zastosowanie do NEMO oraz do przedsiębiorstw, które bezpośrednio lub pośrednio sprawują nad NEMO kontrolę bądź mają wobec nich jakiegokolwiek uprawnienia;</li> <li>✓ Ponadto czas zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego należy ustalić bliżej momentu dostawy, aby zmaksymalizować możliwości uczestników rynku w zakresie obrotu niedoborami i nadwyżkami energii elektrycznej oraz przyczynić się do lepszej integracji trudno prognozowanych odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym, pod warunkiem, że środek ten nie będzie miał negatywnego wpływu na bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego, oszczędność kosztową i emisję gazów cieplarnianych oraz ułatwień wprowadzania do systemu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.</li> <li>✓ W dalszych krokach przewidywane są negocjacje w trilogach (KE-PE-RE) aby wypracować końcowy tekst (zmiany) Rozporządzenia.</li> <li>✓ Nie sprecyzowano / nie zaproponowano jeszcze w tekście legislacji daty wejścia w życie rozporządzenia (Artykuł 5).</li> </ul>

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (RED III). Etap prac: III czytanie w PE</p>	<p>12 września 2023 r. Parlament Europejski, w sprawie wniosku dotyczącego Dyrektywy - Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE). Sprawozdawca: Markus Pieper (A9-0208/2022). Parlament Europejski przyjął projekt: za: 470, przeciw: 120, wstrzymało się: 40 .</p> <p><b>Główne założenia Dyrektywy:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dyrektywa ma na celu zachęcanie do inwestowania w produkcję energii z OZE przy jednoczesnym zachowaniu suwerenności energetycznej każdego państwa członkowskiego;</li> <li>✓ Cel Dyrektywy ma zostać osiągnięty poprzez podwyższenie wymogu udziału OZE w końcowym zużyciu energii w elektroenergetyce, ciepłownictwie i transporcie w Unii Europejskiej do poziomu przynajmniej 42,5% do roku 2030. Jednak zgodnie z dyrektywą kraje UE mają dążyć do osiągnięcia celu 45%. To oznacza istotny wzrost ambicji w porównaniu z celem zapisanym w unijnej dyrektywie RED II z 2018 r. Przewiduje ona zwiększenie udziału OZE do 32% do 2030 r.;</li> <li>✓ Działania na rzecz OZE zostały dodatkowo wzmocnione ramach pakietu REpowerEU, którego celem jest zmniejszenie zależności UE od importu paliw kopalnych z Rosji;</li> <li>✓ Dyrektywa RED III zakłada, że państwa UE wydzielią specjalne strefy, w których realizacja projektów w OZE wiązać się będzie z uproszczonymi procedurami dotyczącymi oceny środowiskowej. W strefach określanych jako „renewables go-to areas” inwestorzy mają uzyskiwać pozwolenia na budowę elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych maksymalnie w 12 miesięcy (w przypadku morskich stref przyjęto maks. 24 miesiące). Jeszcze mniej czasu ma zajmować wydawanie pozwoleń dla mniejszych instalacji OZE (o mocy do 150 kW) i projektów zakładających repowering. Kraje UE mają wyznaczyć takie strefy w okresie do 30 miesięcy po wejściu w życie dyrektywy RED III;</li> <li>✓ Przyspieszone mają zostać procedury związane z wydawaniem pozwoleń na budowę OZE także poza specjalnymi strefami. W takim wypadku ma to zajmować maksymalnie 24 miesiące (36 miesięcy dla obszarów morskich);</li> <li>✓ Nowe prawo przewiduje zwiększenie udziału zielonej energii w transporcie przynajmniej do 14,5%. Ma to zostać osiągnięte dzięki stosowaniu zaawansowanych biopaliw oraz paliw określanych jako RFNBO (ang. Renewable Fuels of Non-Biological Origin) – w tym wodoru produkowanego z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych;</li> <li>✓ Z drugiej strony nowe unijne regulacje nałożą ograniczenia na wykorzystanie biomasy, której pozyskiwanie nie będzie mogło odbywać się ze szkodą dla środowiska. Biomasa drzewna nadal będzie zaliczana do OZE;</li> <li>✓ Dyrektywa RED III zakłada premiowanie inwestycji w energetyce odnawialnej z wykorzystaniem technologii uznawanych za innowacyjne. Mają one odpowiadać przynajmniej za 5% nowych mocy w energetyce odnawialnej. Ponadto zgodnie z nowym prawem kraje członkowskie mają przyjąć mechanizmy ułatwiające realizację transgranicznych inwestycji w OZE;</li> <li>✓ Biomasa z drewna pozostanie sklasyfikowana jako energia odnawialna.</li> <li>✓ Wdrożenie nowej dyrektywy wymaga jeszcze zatwierdzenia przez ministrów państw członkowskich na posiedzeniu Rady UE, które zaplanowane jest na 9 października 2023 r. Później pozostanie podpisanie Dyrektywy przez przedstawicieli Parlamentu i Rady i ogłoszenie w Dzienniku Urzędowym UE.</li> <li>✓ Zgodnie z Art. 5 Dyrektywy (transpozycja): <ul style="list-style-type: none"> <li>• Państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania niniejszej dyrektywy w terminie do dnia [18 miesięcy po dniu wejścia w życie niniejszej dyrektywy zmieniającej];</li> <li>• W drodze odstępstwa od terminu powyżej, państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania art. 1 pkt 6 w odniesieniu do art. 15e dyrektywy (UE) 2018/2001 ], oraz art. 1 pkt 7 w odniesieniu do art. 16, 16b, 16c, 16d, 16e oraz 16f tej dyrektywy w terminie do dnia 1 lipca 2024 r. Przepisy z odstępstwami dotyczą: (1) obszarów dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnych do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego oraz (2) organizacji i głównych zasad procedury wydawania zezwoleń;</li> <li>• Państwa członkowskie przekazują Komisji tekst podstawowych przepisów prawa krajowego, przyjętych w dziedzinie objętej niniejszą dyrektywą.</li> </ul> </li> <li>✓ Zgodnie z Art. 7 Dyrektywy do grudnia 2024 r. Komisja przedstawia kompleksową ocenę skutków dotyczącą łącznych i skumulowanych skutków pakietu „Gotowi na 55”, w tym niniejszej dyrektywy. Niniejsza dyrektywa wchodzi w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.</li> </ul>



Elektrownia szczytowo-pompowa Żydowo

## Akcje i Akcjonariat

## 6. AKCJE I AKCJONARIAT

### 6.1. Informacje o akcjach i akcjonariacie Spółki Energa

Akcje Energi SA są notowane na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie („GPW”) od 2013 roku. Na dzień 30 września 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji strategicznym akcjonariuszem Energi jest ORLEN S.A., który posiada 90,92% akcji Spółki, co daje 93,28% głosów na jej Walnym Zgromadzeniu.

Tabela 24: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji

Seria	Rodzaj akcji	Akcje	(%)	Głosy	(%)
AA	zwykłe na okaziciela	269 139 114	65,00	269 139 114	48,15
BB	imienne uprzywilejowane*	144 928 000	35,00	289 856 000	51,85
<b>RAZEM</b>		<b>414 067 114</b>	<b>100,00</b>	<b>558 995 114</b>	<b>100,00</b>

\* Jedna akcja uprzywilejowana daje prawo do 2 głosów na Walnym Zgromadzeniu. Właścicielem tych akcji jest ORLEN S.A.

Tabela 25: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 września 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
ORLEN S.A.	376 488 640	90,92	521 416 640	93,28
pozostali	37 578 474	9,08	37 578 474	6,72
<b>RAZEM</b>	<b>414 067 114</b>	<b>100,00</b>	<b>558 995 114</b>	<b>100,00</b>

### 6.2. Notowania akcji Spółki na GPW

Tabela 26: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2023 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	7,90 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	3,27 mld zł
Minimum w okresie 9 m-cy 2023 r.	6,8 zł
Maximum w okresie 9 m-cy 2023 r.	9,68 zł
Średnia wartość obrotu w okresie 9 m-cy 2023 r.	0,21 mln zł
Średni wolumen obrotu w okresie 9 m-cy 2023 r.	25 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w okresie 9 m-cy 2023 r.	0,79 tys. szt.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z [www.infostrefa.com](http://www.infostrefa.com)

Rysunek 19: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z [www.infostrefa.com](http://www.infostrefa.com)

Cena akcji Energi na zamknięciu sesji giełdowej w dniu 30 września 2023 roku wyniosła 7,90 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem w ostatnim dniu sesyjnym 2022 roku (tj. 30 grudnia) wzrosła o 12,2%. W omawianym okresie indeks WIG zanotował wzrost o około 14%, a WIG-Energia wzrost o około 18,7%. W związku ze zmniejszeniem liczby akcji Energi w wolnym obrocie poniżej 10% (po ogłoszeniu wyników wezwania delistującego przez ORLEN) GPW wykreśliła akcje Energi ze wszystkich indeksów giełdowych ze skutkiem po sesji w dniu 3 grudnia 2020 roku.

### 6.3. Oceny ratingowe

W III kwartale 2023 roku oceny ratingowe pozostały bez zmian.

### 6.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 30 września 2023 roku i na dzień sporządzenia niniejszej Informacji żaden z Członków Rady Nadzorczej Energi SA oraz żaden z Członków Zarządu Energi SA nie posiadał akcji Spółki, uprawnień do akcji Spółki ani też akcji/udziałów w jednostkach powiązanych ze Spółką.



Elektrownia Wodna we Włocławku

## **Pozostałe informacje o Grupie**



## 7. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE

### 7.1. Informacje o istotnych umowach i transakcjach

#### Umowy dotyczące kredytów i pożyczek

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek opisane zostały między innymi w notcie nr 17 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2023 roku.

Tabela 27: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 2023 roku (mln zł)

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji
1.	Energa Operator SA	533,0
<b>Razem</b>		<b>533,0</b>

#### Udzielone poręczenia i gwarancje

Na dzień 30 września 2023 roku poręczenia udzielone przez Energe SA za zobowiązania spółek Grupy wyniosły łącznie 5 864 mln zł i obejmowały:

- poręczenie za zobowiązania Energi Finance AB (publ) z tytułu emisji euroobligacji w kwocie 5 795 mln zł;
- poręczenia za zobowiązania spółek z Grupy Energa wynikające z gwarancji bankowych udzielonych przez PKO Bank Polski SA w ramach limitów gwarancyjnych dedykowanych spółkom z Grupy Energa w łącznej kwocie 27 mln zł;
- poręczenia za zobowiązania spółek Grupy Energa wobec innych podmiotów, w tym: Skarbu Państwa i Narodowego oraz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w łącznej kwocie 42 mln zł.

#### Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe

Wszystkie transakcje w ramach Grupy Energa są dokonywane w oparciu o ceny rynkowe dostarczanych towarów, produktów lub usług oparte o koszt ich wytworzenia. Szczegółowe informacje w tym zakresie znajdują się w notcie 19 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2023 roku.

### 7.2. Zarządzanie ryzykiem

Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem („ZSZR”) funkcjonuje w Grupie Energa od 2011 roku i jest koordynowany przez Energe SA.

ZSZR jest realizowany w oparciu o jednolity w całej Grupie proces zarządzania ryzykiem, bazujący na międzynarodowych standardach oraz obejmujący wszystkie poziomy organizacji i linie biznesowe. Proces zarządzania ryzykiem składa się z etapów, które determinują się wzajemnie i realizowane są w sposób ciągły. Przebiega on od poziomu komórek organizacyjnych do najwyższego kierownictwa, od poziomu podmiotów Grupy do Energi jako Podmiotu Dominującego.

Rysunek 20: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa



Podstawowym dokumentem, w oparciu o który realizowany jest proces zarządzania ryzykiem, jest *Polityka zarządzania ryzykiem w Grupie Energa*, określająca m.in. jednolite podejście, zasady zarządzania ryzykiem oraz role i odpowiedzialności w procesie:



**Zarząd:** sprawuje nadzór i określa kierunki zarządzania ryzykiem, przyjmuje wyniki raportowania ryzyka, w tym szczególności wyznacza apetyt na ryzyko i strategię zarządzania ryzykiem.



**Komórka ds. ryzyka:** koordynuje proces zarządzania ryzykiem, przeprowadza przeglądy ryzyka, prowadzi cykliczny monitoring najważniejszych ryzyk, raportuje wyniki, analizuje i wspiera szacowanie poziomu istotności ryzyka w organizacji.



**Właściciel Ryzyka:** zarządza ryzykiem, odpowiada za bieżącą i okresową analizę ryzyka, opracowuje i realizuje strategię zarządzania ryzykiem, monitoruje i utrzymuje ryzyko w określonych granicach.



**Pracownicy:** przekazują informacje nt. ryzyk i zdarzeń.



**Komitet Audytu:** monitoruje skuteczność systemu zarządzania ryzykiem.



**Komórka ds. audytu wewnętrznego:** dokonuje niezależnej i obiektywnej oceny elementów systemu zarządzania ryzykiem oraz uwzględnia wyniki raportowania ryzyka w ramach realizowanych zadań.

W ramach Zintegrowanego Systemu Zarządzania Ryzykiem Grupa Energa prowadzi następujące działania:



**przegląd ryzyka** – polegające na identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem w kompleksowym ujęciu, prowadzony w cyklach półrocznych.



**cykliczny monitoring najważniejszych ryzyk** – polegający na weryfikacji aktualności czynników i skutków ryzyka oraz statusu realizacji planów działań, wpływających na ocenę najważniejszych ryzyk w Grupie Energa, prowadzony zgodnie z przyjętym harmonogramem



**bieżące zarządzanie ryzykiem** – polegające na analizie zdarzeń, identyfikacji i ocenie ryzyka oraz określeniu strategii zarządzania ryzykiem w kontekście wydarzeń wewnątrz i na zewnątrz Grupy Energa.

W wyniku półrocznych przeglądów ryzyka przygotowana jest informacja na temat ekspozycji Grupy Energa na ryzyko. Na jej podstawie Zarząd Energi podejmuje decyzję odnośnie poziomu apetytu na ryzyko oraz akceptacji strategii zarządzania ryzykami, zobowiązując Właścicieli Ryzyka do wdrożenia planów działań.

### 7.2.1 Opis najistotniejszych ryzyk

Poniżej przedstawione zostały najistotniejsze ryzyka zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy, w podziale na cztery obszary Modelu Ryzyka, wraz z opisem najważniejszych działań stosowanych w celu kontrolowania ryzyka.

#### Obszar strategiczny

Ryzyka obszaru strategicznego cechuje bezpośredni wpływ na poziom osiągania celów strategicznych. Ich materializacja będzie oddziaływała na rozwój spółek Grupy Energa oraz budowanie przewagi konkurencyjnej na rynku energetycznym.

Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
<b>Ryzyka związane z realizacją Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych i Strategicznego Planu Rozwoju Grupy Energa</b>	<p>Kluczowe ryzyka w tym obszarze dotyczą zakłóceń oraz istotnych odchyłeń dla celów wskazanych m.in. w obszarze wytwarzania tj. budowa nowych mocy OZE, optymalizacja wykorzystania Energa Elektrownie Ostrołęka SA po 2025 r., redukcja emisyjności CO<sub>2</sub>, inwestycje w aktywa gazowe, w obszarze dystrybucji tj. rozwój sieci dystrybucyjnej, przyłączenie do sieci nowych odbiorców, dostosowanie do wzrostu mocy OZE, utrzymanie jakości dostaw energii elektrycznej, oraz w obszarze sprzedaży tj. poprawa wyników w podstawowej działalności detalicznej, zwiększanie liczby klientów, rozwój oferowanych usług i produktów.</p> <p>Materializacja ryzyk prowadzić może do pogorszenia pozycji konkurencyjnej Grupy, braku zakładanego wzrostu EBITDA czy braku spadku kosztów operacyjnych. Ryzyko może skutkować także karami regulacyjnymi, umownymi, środowiskowymi, wzrostem kosztów zmiennych, odpisami na majątku lub nieefektywnością poniesionych nakładów.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizacja inwestycji wskazanych w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030 zgodnie z kryteriami planów inwestycyjnych.</li> <li>Bieżący nadzór nad realizacją planu inwestycyjnego</li> <li>Monitoring celów Grupy i nakładów inwestycyjnych określonych w Strategicznym Planie Rozwoju Grupy Energa do 2030 r.</li> <li>Umowy z wykonawcami, dostawcami, zabezpieczające przesunięcia w harmonogramie i zmiany budżetu.</li> </ul>
<b>Ryzyka związane z planowaniem i alokacją zasobów</b>	<p>Ryzyka związane z wyzwaniem w zakresie skutecznego planowania przychodów i kosztów, kształtowania polityki cenowej oraz wzrostu planowania kosztu bilansowania długoterminowego źródeł Rynku Lokalnego. Kluczowym czynnikiem tych ryzyk są zmiany legislacyjne w zakresie dotyczącym funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych kształtujące ich polityki cenowe, a także wraz ze zmianą cen na rynku surowców do produkcji energii elektrycznej i ciepłej wpływające na zmienność i trafność procesów planistycznych.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do niezrealizowania planu strategicznego oraz finansowego Grupy oraz trudności lub rezygnacji z realizowania zaawansowanych projektów, utraty udziału w rynku lub konieczności dokupienia brakującej energii.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zarządzenie Energa SA w sprawie wprowadzania do stosowania w Spółce harmonogramu pozyskiwania od Spółek GK informacji dla potrzeb sporządzania skonsolidowanych sprawozdań finansowych, skonsolidowanych planów ekonomiczno-finansowych oraz operacyjno-finansowej informacji zarządczej.</li> <li>Zasady kalkulacji cen energii elektrycznej oraz gazu oraz zarządzania marżą.</li> <li>Instrukcja ofertowania i metodologia wyliczenia marży z kontraktów z wytwórcami energii elektrycznej.</li> <li>Projekcje kroczące dla przychodów i kosztów działalności w danym roku.</li> <li>Monitorowanie planu.</li> </ul>
<b>Ryzyko negatywnego wpływu zmian klimatycznych</b>	<p>Ryzyko dotyczy wpływu zmian klimatycznych na produktywność jednostek wytwórczych Grupy Energa oraz na pracę sieci dystrybucyjnej, a także niedostosowania działalności biznesowej Spółek Grupy Energa do wymogów w zakresie zarządzania ryzykiem klimatycznym.</p> <p>Materializacja ryzyka może w głównej mierze dotyczyć niespełnienia celów taksonomicznych, wynikających z przepisów prawa unijnego co wpłynie na pogorszenie wizerunku i pozycji konkurencyjnej spółek Grupy. Skutkiem ryzyka może być również obniżenie oceny ESG przez agencję ratingową powodujące utrudnienia w pozyskaniu finansowania dla projektów inwestycyjnych lub pogorszenie warunków finansowania (wzrost marży przy pozyskiwaniu finansowania i wzrost kosztów ubezpieczeń).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Polityka Klimatyczna Grupy Energa do 2030 roku.</li> <li>Monitorowanie działań w zakresie adaptacji do zmian klimatu oraz łagodzenia skutków zmian klimatycznych.</li> <li>Powołanie zespołu odpowiedzialnego za przeprowadzenie analizy scenariuszowej mającej na celu stworzenie strategii odpornej na zmiany klimatu oraz wycenę ryzyk fizycznych i transformacyjnych.</li> <li>Procedury zapewnienia ciągłości działania na wypadek wystąpienia zdarzeń klimatycznych.</li> <li>Ubezpieczenie majątku i mienia.</li> <li>Zintegrowany system zarządzania środowiskowo-energetycznego, zgodny z Rozporządzeniem EMAS oraz normami ISO 14001 i ISO 50001.</li> </ul>
<b>Ryzyko nieefektywnego zarządzania środowiskowo – energetycznego</b>	<p>Ryzyko dotyczy negatywnego oddziaływania na środowisko spółek Grupy Energa, w tym ich wpływ na zmiany klimatu.</p> <p>Materializacja ryzyka może dotyczyć utraty certyfikatu ISO 14001 oraz ISO 50001 przez poszczególne Spółki, wykreślenia poszczególnych Spółek lub Grupy z rejestru EMAS, utraty wizerunku "zielonej grupy energetycznej" oraz wzrostu kosztów zakupu „zielonej energii”.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Polityka środowiskowo-energetyczna Grupy Energa.</li> <li>Funkcjonowanie zintegrowanego systemu zarządzania środowiskowo - energetycznego, zgodnego z Rozporządzeniem EMAS oraz normami ISO 14001 i ISO 50001.</li> <li>Audyt zewnętrzny systemu zarządzania środowiskowo – energetycznego.</li> </ul>
<b>Ryzyko kształtowania polityki cenowej</b>	<p>Ryzyko dotyczy zagrożeń związanych z kalkulacją kosztu zakupu energii oraz praw majątkowych oraz przygotowywaniem ofert dla klientów na przyszłe lata w oparciu o dane kosztowe na podstawie obecnych cen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zasady kalkulacji cen energii elektrycznej oraz zarządzania marżą.</li> </ul>

	<p>rynkowych i obecnego stanu prawnego, które nie są lub nie mogą być w pełni zabezpieczone a także zabezpieczenia wolumenu energii elektrycznej dla odbiorców. Wynika ze zmienności cen energii, zmian przepisów prawa a także warunków makroekonomicznych.</p> <p>Materializacja ryzyka może polegać na utracie udziału w rynku, wystąpieniu strat finansowych oraz sankcji wnikających z nieprzestrzegania obowiązujących przepisów prawa.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zasady kalkulacji cen gazu ziemnego oraz zarządzania marżą.</li> <li>• Bieżące badanie rynku pod kątem zmian otoczenia rynkowego i prawno-regulacyjnego.</li> <li>• Bieżące badanie planowanego wyniku finansowego i innych, wybranych wskaźników (w szczególności danych sprzedażowych - kontraktacyjnych) oraz bieżąca analiza wpływu przyjętych zasad kalkulacji cen na ten wynik/wskaźniki.</li> </ul>
<b>Ryzyko rynkowe – praw majątkowych</b>	<p>Ryzyko dotyczy zaspokajania zapotrzebowania klientów detalicznych na rynku hurtowym oraz kontraktacji praw majątkowych. Wynika z zmian cen wpływających na wartość kontraktów oraz zmian obowiązujących przepisów prawa.</p> <p>Materializacja ryzyka może polegać na utracie klientów, zwiększeniu kosztów prowadzonej działalności, a także możliwości zakwestionowania przez regulatorów przyjętych rozwiązań.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zasad Zarządzania Ryzykiem.</li> <li>• Zasady kalkulacji cen energii elektrycznej oraz zarządzania marżą.</li> <li>• Korzystanie z usług doradczych i prawnych.</li> </ul>

## Obszar operacyjny

Ryzyka obszaru operacyjnego wiążą się z bieżącą działalnością, którą spółki podejmują na rzecz realizacji działań strategicznych – ich materializacja będzie wpływała na poziom osiągania celów operacyjnych spółek Grupy Energa.

Tabela 29: Najistotniejsze ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
<b>Ryzyka projektowe oraz inwestycyjne</b>	<p>Ryzyka związane z inwestycjami prowadzonymi w ramach Grupy Energa w kierunku zwiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego Grupy Energa, polegające na niedotrzymaniu założonego terminu realizacji, harmonogramu, budżetu lub zakresu.</p> <p>Materializacja ryzyk prowadzić może do braku zwrotu z inwestycji na zakładanym poziomie, konieczności poniesienia dodatkowych nakładów lub spisania kosztów projektu, zwrotu otrzymanego dofinansowania, utraty potencjalnych przychodów, eskalacji roszczeń na drodze sądowej, konieczności poniesienia kar lub skutków wizerunkowych.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizacja inwestycji w strukturze projektowej lub przez dedykowane spółki celowe.</li> <li>• Bieżąca kontrola i monitoring inwestycji na poziomie operacyjnym i strategicznym (Komitety i Najwyższe Kierownictwo).</li> <li>• Cykliczne warsztaty na temat odchyłań w ramach największych CAPEX-ów.</li> <li>• Zawarte umowy i porozumienia.</li> <li>• Monitoring otoczenia rynkowego projektów.</li> </ul>
<b>Ryzyka dotyczące podstawowej działalności poszczególnych spółek Grupy Energa</b>	<p>Ryzyka związane z prowadzeniem kluczowej działalności biznesowej, takie jak m.in. ryzyko awarii majątku i przerwania ciągłości produkcyjnej, czy dystrybucyjnej, ryzyko zakłóceń funkcjonowania systemów IT i braku ich rozwoju, zaburzenia łańcuchów dostaw oraz ryzyko niedoboru węgla i biomasy.</p> <p>Materializacja ryzyk prowadzić może do konieczności poniesienia dodatkowych kosztów związanych z przywróceniem urządzenia do stanu sprzed awarii lub ponownym uruchomieniem oraz utratą przychodów z tytułu niedyspozycyjności urządzenia, a także kar za niedotrzymanie wymaganego poziomu zapasów.</p> <p>W przypadku niedostosowania strategicznych systemów IT, identyfikowane jest ryzyko kar, zakłóceń w realizacji podstawowych procesów, jak np. fakturowanie, zagrożenia bezpieczeństwa informacji.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Okresowe przeglądy wynikające z instrukcji oraz posiadanego doświadczenia i wiedzy technicznej.</li> <li>• Plany remontowe i inwestycyjne.</li> <li>• Ubezpieczenie majątku.</li> <li>• Zapisy umowne z wykonawcami urządzeń wytwórczych w zakresie reagowania na występujące usterki gwarancyjne.</li> <li>• Świadectwa kwalifikacyjne pracowników.</li> <li>• Dywersyfikacja dostawców.</li> <li>• Monitoring rynku paliw oraz planów produkcji i zużycia paliw.</li> <li>• Umowy kilkuletnie na zakup i transport surowców</li> <li>• Koordynacja Portfela Projektów IT.</li> <li>• Zabezpieczenie zasobów informatycznych.</li> </ul>

## Obszar finansowy

Ryzyka obszaru finansowego wiążą się z finansowymi aspektami działalności spółek Grupy Energa, w szczególności dotyczącymi pozyskiwania kapitału finansowego z różnych źródeł, ich wykorzystywania na pokrycie kosztów funkcjonowania działalności operacyjnej i inwestycyjnej, rozliczeń publicznoprawnych oraz ujawniania informacji finansowych i zarządczych szerokiego gronu interesariuszy – ich materializacja będzie wpływała na poziom zapewnienia ciągłości działania i inicjatywy rozwojowe w Grupie Energa.

Tabela 30: Najistotniejsze ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
<b>Ryzyko płynności finansowej</b>	Ryzyko związane ze zdolnością do regulowania zobowiązań w perspektywie krótko- i długoterminowej, obejmuje także zdolność do rozliczenia niepewnych zobowiązań podatkowych. Materializacja ryzyka prowadzić może do ograniczenia możliwości realizacji celów strategicznych i rozwoju organizacji, pogorszenia zdolności kredytowej, wzrostu kosztów obsługi finansowania, utraty reputacji.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Polityka finansowa, w tym polityka zarządzania ryzykiem rynkowym.</li> <li>• Projekcje finansowe.</li> <li>• Długoterminowy model finansowy.</li> <li>• Cashpooling.</li> <li>• Plany przepływów pieniężnych.</li> <li>• Analiza odchyleń.</li> <li>• Praca dedykowanych Zespołów.</li> <li>• Współpraca z zewnętrznym doradcą.</li> <li>• Monitorowanie bieżących zmian w prawie i orzecznictwie podatkowym.</li> </ul>
<b>Ryzyka utraty marży</b>	Ryzyka związane z utratą marży, wysoką dysproporcją między ceną w taryfie a ceną w ofertach oraz zerwaniem kontraktu sprzedaży energii przez klienta.  Materializacja ryzyka może polegać na uzyskaniu przychodów niższych niż zaplanowane, a przez to brakiem realizacji celów sprzedażowych	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitorowanie otoczenia prawno-regulacyjnego.</li> <li>• Dostosowywanie ofert do sytuacji rynkowej.</li> <li>• Księga Standardów Obsługi Klienta dla Salonów Sprzedaży.</li> <li>• Proces zarządzania cennikami.</li> <li>• Zarządzanie ofertami w zakresie terminów ważności ofert.</li> <li>• Monitoring zużycia energii elektrycznej i gazu przez klientów biznesowych.</li> </ul>
<b>Ryzyka rynkowe</b>	Ryzyka związane z handlem energią elektryczną m.in. w kontekście nieoczekiwanej zmienności cen i płynności na rynku terminowym i SPOT. Ryzyka uwzględniają również kwestie zabezpieczenia uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> i wahań cen paliw oraz zmienność zapotrzebowania klientów na energię elektryczną czy gaz w stosunku do zakontraktowanego wolumenu, a także dynamiczny przyrost prosumentów i straty powodowane ubytkiem dystrybucyjnym.  Materializacja ryzyka może prowadzić do problemów z realizacją celów strategicznych, nieoczekiwanej zmiany ekspozycji na ryzyko, strat finansowych w związku z niekorzystnym zawarciem transakcji, spadku masy marży, utraty pozycji konkurencyjnej, zwiększonych kosztów sprzedaży, zmniejszenia elastyczności działania na poszczególnych rynkach czy sankcji ze strony regulatorów.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zarządzanie ryzykiem głównej działalności w obszarze sprzedaży.</li> <li>• Procesy i regulacje wewnętrzne związane z obszarami kontraktacji, handlu i zakupów.</li> <li>• Monitoring handlu energią elektryczną, prawami majątkowymi, gwarancjami pochodzenia, uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>.</li> <li>• Korzystanie z usług doradczych i prawnych.</li> <li>• Udział w procesie konsultacji projektów aktów prawnych.</li> <li>• Realizacja w poszczególnych spółkach projektów, mających na celu optymalizację kosztowo-efektywnościową.</li> <li>• Kontrola kosztów produkcji.</li> </ul>
<b>Ryzyka związane z rozliczeniami klientów oraz kontrahentów</b>	Ryzyka wynikające z finansowania działalności spółki w formie długu bądź kapitału własnego, w tym zysków zatrzymanych. Ryzyko dotyczy braku ciągłości i nieprawidłowego rozliczania klientów oraz niewywiązania się kontrahentów z zobowiązań wynikających z zawartych umów (brak płatności, płatność po terminie). Ryzyko związane jest także z zakłóceniami procesu fakturowania.  Materializacja ryzyka może prowadzić m.in. do wzrostu poziomu wierzytelności spomych i przeterminowanych, zakłóceń przepływów pieniężnych, dodatkowych kosztów związanych z działaniami windykacyjnymi czy utraty części przychodów.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zwiększona częstotliwość monitoringu przepływów pieniężnych.</li> <li>• Monitoring poziomu dostarczonych danych pomiarowych / wystawionych faktur.</li> <li>• Tworzenie harmonogramów / ścieżek działań windykacyjnych.</li> <li>• Współpraca z kancelariami prawnymi.</li> <li>• Ocena wiarygodności klientów biznesowych i kontrahentów na rynku hurtowym.</li> <li>• Pozyskiwanie zabezpieczeń od dłużników lub kontrahentów ocenionych negatywnie, monitoring dłużników.</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raporty z oceny sytuacji największych dłużników w zakresie spłaty dotychczasowych należności i zapobieganie wzrostowi zadłużenia.</li> </ul>
<b>Ryzyko zabezpieczeń finansowych w obszarze ubezpieczeń</b>	<p>Ryzyko związane z niedostosowaniem przedmiotu i zakresu ubezpieczeń do specyfiki działalności poszczególnych Linii Biznesowych Grupy lub wyczerpaniem sumy ubezpieczenia w polisie i brakiem uzyskania akceptowalnej oferty uzupełniającej. Istotny wpływ na ryzyko mają zmiany klimatyczne i pojawiające się coraz częściej szkody o charakterze masowym.</p> <p>Materializacja ryzyka może skutkować koniecznością samodzielnej likwidacji szkód i ograniczeniem środków na odtworzenie majątku.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Polityka Ubezpieczeniowa Grupy Energa.</li> <li>• Korzystanie z usług brokera ubezpieczeniowego.</li> <li>• Polisa brokerska.</li> <li>• Audyt ubezpieczeniowy.</li> </ul>

## Obszar prawno-regulacyjny

Ryzyka obszaru prawno-regulacyjnego wiążą się z ich wpływem na poziom zapewnienia przepisów prawa, wymagań regulatora rynku energetycznego oraz regulacji wewnętrznych opisujących zasady ładu organizacyjnego - ich materializacja będzie wpływała na kształtowanie wizerunku i reputacji Grupy Energa.

Tabela 31: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
<b>Ryzyka prawne</b>	<p>Ryzyka dotyczą zapewnienia jakości obsługi prawnej prowadzonych przez podmioty Grupy lub przeciwko podmiotom Grupy postępowań sądowych i administracyjnych. Ryzyko związane jest również z możliwością wystąpienia roszczeń odszkodowawczych właścicieli gruntów. Materializacja ryzyka może prowadzić do konieczności wypłaty odszkodowań i kar, a także udzielenia bonifikat dla odbiorców, wynikających z przepisów prawa. Ryzyko może także skutkować dodatkowymi kosztami procesowymi i obsługi prawnej, sankcjami karnymi, administracyjnymi, brakiem możliwości prowadzenia inwestycji liniowych, zapisanych w Planie Rozwoju Energa Operator SA oraz realizacji dostaw energii w przypadku nakazu usunięcia urządzeń sieciowych wysokiego i średniego napięcia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Współpraca z kancelariami prawnymi i weryfikacja jakości usług świadczonych w zakresie pomocy prawnej.</li> <li>• Systemy informatyczne do monitorowania i raportowania istotnych spraw.</li> <li>• Wewnętrzne regulacje w zakresie koordynacji pomocy prawnej w Grupie Energa, a także dot. stanów prawnych nieruchomości energetycznych.</li> <li>• System Zarządzania Zgodnością w Grupie Energa</li> <li>• Opiniowanie umów.</li> <li>• Umowy obligacyjne lub prawno-rzeczowe, regulujące ustanowienie służebności przesyłu / gruntowej.</li> </ul>
<b>Ryzyka umów</b>	<p>Ryzyka związane z zawarciem przez Spółkę umów na niekorzystnych warunkach, niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umów i możliwymi z tego tytułu roszczeniami/reklamacjami lub karami. Materializacja ryzyka może skutkować stratami finansowymi, postępowaniami sądowym, czy deficytowością umowy, prowadzącą do braku pokrycia kosztów przychodami z realizacji umowy.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wewnętrzne procedury w zakresie zawierania umów i udzielania zamówień.</li> <li>• Centralny Rejestr Umów i Zleceń.</li> <li>• Rejestr i ocena kwalifikowanych podwykonawców.</li> <li>• Monitoring stopnia zaawansowania realizacji usług i dostaw.</li> <li>• Określenie zasad odpowiedzialności Partnerów Konsorcjum.</li> </ul>
<b>Ryzyko regulacyjne</b>	<p>Ryzyko dotyczy zmian legislacyjnych wpływających na funkcjonowanie poszczególnych Linii Biznesowych Grupy Energa.</p> <p>Materializacja ryzyka może prowadzić do modyfikacji planów inwestycyjnych, osiągnięcia niższych przychodów od zakładanego planu, podwyższenia kosztów działalności, nałożenia dodatkowych obowiązków czy powstaniu strat na sprzedaży, jak również nałożenia kar w przypadku nieprawidłowego wdrożenia przepisów prawnych. Ryzyko stanowi też szansę na przyjęcie takich rozwiązań prawnych, które umożliwią pozyskanie dodatkowych środków finansowych lub zagwarantują system wsparcia dla aktywów Grupy.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoring zmian w prawie.</li> <li>• Udział w procesie legislacyjnym, w tym monitorowanie i opiniowanie inicjatyw legislacyjnych.</li> <li>• Współpraca w ramach Grupy ORLEN w zakresie formułowania stanowisk.</li> <li>• Praca przedstawicieli Grupy w stowarzyszeniach branżowych.</li> </ul>

#### Ryzyko taryfowe

Ryzyko związane z obowiązkiem przedstawiania Prezesowi URE do zatwierdzenia Taryfy, wydania decyzji odmownej, braku zatwierdzenia Taryfy w określonym terminie oraz długotrwałym procesem zmiany Taryfy w trakcie roku,. Ryzyko wynika z niestabilnego otoczenia regulacyjnego oraz prawnego.

Skutek ryzyka polega na wzroście kosztów funkcjonowania przedsiębiorstwa, spadku EBITDA, a w najgorszym scenariuszu utracie koncesji.

- Monitoring oraz udział w tworzeniu i ocenie propozycji zmian legislacyjnych oraz opiniowanie regulacji.
- Bieżące uzgadnianie założeń do kalkulacji Taryfy.
- Bezpośrednie uzgodnienia z URE elementów mających wpływ na kształtowanie Taryfy.
- Bieżące monitorowanie przychodów uzyskiwanych z tytułu stosowanej Taryfy, poziomu kosztów wykonanych odniesionego do kosztów uwzględnionych w kalkulacji Taryfy oraz wolumenów dostaw.
- Funkcjonowanie mechanizmu konta regulacyjnego ograniczającego/eliminującego ryzyko wolumenowe.

### 7.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Na dzień 30 września 2023 roku Grupa Energa była stroną 17 820 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 15 631 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 482 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 213 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 728 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których roszczenie ma charakter niepieniężny.

Na dzień 30 września 2023 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 48,6 mln zł w 1 664 sprawach. Spraw sądowych w toku było 800, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 79,6 mln zł.

Na podstawie dostępnych danych dotyczących wartości obecnie prowadzonych postępowań, Spółka przyjmuje, że wartość realnie przypadająca do wypłaty w wyniku rozstrzygnięcia powyższych sporów może sięgać 66,7 mln zł, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko Energa Operator nowych postępowań dotyczących urządzeń elektroenergetycznych posadowionych na innych gruntach bez tytułu prawnego.

Powyższe dane nie obejmują także spraw dotyczących prowadzenia w imieniu i na rzecz Energa Obrotu windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych.

Łączna wartość spraw prowadzonych w imieniu i na rzecz Energa Obrotu w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 września 2023 roku, wynosi około 248 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na 30 września 2023 (mln zł)
sądowe, egzekucja	146,6
upadłości	78,8
pozabilingowe - WIENA	5
pozabilingowe - SAP	16,5
pozabilingowe - upadłości	1
<b>RAZEM</b>	<b>248,1</b>

Poniżej przedstawiono istotne postępowania sądowe, które zawisły przed sądem w 2023 roku, bądź których kontynuacja miała miejsce w 2023 roku. Szczegółowe informacje o krokach prawnych podjętych we wcześniejszych latach, znajdują się w poprzednich raportach okresowych Grupy.

Tabela 32: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
<p>Energa Operator SA (powód) Arcus SA (pozwany)</p>	<p><b>Pozew o zapłatę kar umownych wynikających z umów na dostawę oraz uruchomienie infrastruktury licznikowej w Etapie I</b> <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 23,1 mln zł</i></p> <p>Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Rozstrzygnięcie sprawy, z uwagi na skomplikowany stan faktyczny oraz mnogość zagadnień prawnych, nie jest możliwe do przewidzenia. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy została sporządzona opinia z zakresu geodezji, strony złożyły obszernie stanowiska co do opinii. Sąd nie rozpoznał jeszcze tych stanowisk.</p>
<p>Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)</p>	<p><b>Pozew o stwierdzenie nieważności umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej w Etapie II</b> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 78 mln zł</i></p> <p><b>Pozew wzajemny o zapłatę kar umownych za opóźnienie w realizacji umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej</b> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 157 mln zł</i> <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku</i></p> <p>Energa Operator SA nie uznaje roszczenia w żadnej części. Trwa postępowanie dowodowe przed Sądem I instancji. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy stronom doręczono opinię biegłego i strony złożyły stanowiska co do tej opinii. Na dzień aktualizacji niniejszej sprawy Sąd nie rozpoznał jeszcze tych stanowisk.</p>
<p>Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)</p>	<p><b>Pozew o zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji</b> <i>Sąd okręgowy w Gdańsku</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 174 mln zł</i></p> <p>Energa Operator SA kwestionuje zasadność tego powództwa i w odpowiedzi na pozew z dnia 30 kwietnia 2018 roku wniosła o oddalenie powództwa. Sąd na podstawie art. 177 § 1 pkt 1) k.p.c. zawiesił postępowanie w sprawie. Postanowienie to Energa Operator SA zaskarżyła zażaleniem, które zostało oddalone. Postępowanie jest zawieszona.</p>
<p>Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)</p>	<p><b>Pozew o zapłatę za prace dodatkowe w zakresie umowy o dostawę i uruchomienie infrastruktury licznikowej</b> <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 4,7 mln zł</i></p> <p>Energa Operator SA kwestionuje zasadność tego powództwa i wniosła o jego odrzucenie, ewentualnie oddalenie. Sąd nie uwzględnił wniosku o odrzucenie pozwu. Postępowanie jest zawieszona.</p>
<p>Energa Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)</p>	<p><b>Kara pieniężna nałożona przez organ</b> <i>Sąd Okręgowy w Warszawie</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: 11 mln zł</i></p> <p>Spółka otrzymała decyzję z dnia 21 grudnia 2016 roku, w której Prezes URE nałożył na Energa Operator SA karę pieniężną w wysokości 11 mln zł za wprowadzenie w błąd Prezesa URE. W dniu 24 maja 2019 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok, w którym obniżył orzeczoną karę pieniężną do kwoty 5,5 mln zł. Prezes URE złożył skargę kasacyjną, spółka wniosła o jej oddalenie.</p>
<p>Energa Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)</p>	<p><b>Kara pieniężna nałożona przez organ</b> <i>Sąd Okręgowy w Warszawie</i> <i>Wartość przedmiotu sporu ok: 13,2 mln zł</i></p> <p>Energa Operator SA otrzymała decyzję z dnia 6 listopada 2017 roku w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych w łącznej wysokości 13,2 mln zł za naruszenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej poprzez: (1) komunikowanie się z przedsiębiorstwami obrotu za pomocą kodów innych, aniżeli przewidziane w IRIESD; (2) nieprzestrzeganie terminów przekazywania przedsiębiorstwom obrotu danych pomiarowych; (3) nieprzestrzeganie terminów rozpoznawania reklamacji przedsiębiorstw obrotu; (4) nieprzestrzeganie terminów weryfikacji zgłoszeń zmiany sprzedawcy; (5) nieprzestrzeganie terminów końcowego rozliczenia umów sprzedaży energii; (6)</p>



---

niewznowienie dostaw energii u jednego z odbiorców. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z 8 grudnia 2020 roku oddalił odwołanie. Spółka wniosła apelację która została oddalona przez Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z 7 września 2021 roku. Spółka złożyła skargę kasacyjną od tego wyroku.

---

**Energa Kogeneracja Sp. z o.o.**  
**(powód) Mostostal Warszawa**  
**SA (pozwany)**

**Pozew o zapłatę z tytułu obniżenia ceny kontraktowej**

*Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 494/17*

*Wartość przedmiotu sporu (po rozszerzeniu powództwa): ok. 114,4 mln zł, z pozwu wzajemnego ok. 7,8 mln zł*

Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wniosła o zasądzenie od Mostostal Warszawa S.A. kwoty ok. 114,4 mln zł, na którą składają się: ok. 22,6 mln zł tytułem kar umownych, ok. 90,3 mln zł tytułem obniżenia wynagrodzenia oraz ok. 1,5 mln zł tytułem skapitalizowanych odsetek. W odpowiedzi na pozew z dnia 15.12.2017 roku Mostostal Warszawa S.A. wniósł o oddalenie powództwa w całości i wniósł pozew wzajemny o zasądzenie od Energa Kogeneracja Sp. z o.o. kwoty ok. 7,8 mln zł, na którą to kwotę składają się: ok. 7,4 mln zł tytułu zwrotu nienależnie pobranej gwarancji bankowej oraz ok. 0,4 mln zł z tytułu skapitalizowanych odsetek. W sprawie odbyła się jedynie jedna rozprawa w przedmiocie opozycji Mostostal Warszawa S.A. wobec wstąpienia do sprawy interwenienta ubocznego – Ministra Energii (którego zadania po reorganizacji przejął Minister Klimatu). Opozycja Mostostal Warszawa S.A. wobec wstąpienia do sprawy interwenienta ubocznego została oddalona, w związku z czym interwenient uboczny nadal występuje w procesie. Sąd dopuścił w sprawie dowód z opinii instytutu naukowo – badawczego w trybie zabezpieczenia. Dotychczas opinia nie została jednak sporządzona albowiem żaden z instytutów, do których sąd zwrócił się z pytaniem o możliwość sporządzenia opinii, nie potwierdził takiej możliwości (zarówno w Polsce, jak i za granicą). Aktualnie strony oczekują na odpowiedź z instytutów w Sztokholmie, Hamburgu oraz Wiedniu. Pismem z 9 grudnia 2022 roku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wskazała WAT, jako podmiot do wykonania opinii w sprawie. Sąd skierował do WAT zapytanie o możliwość wykonania opinii. W odpowiedzi na to zapytanie przedstawiciel WAT poinformował m.in., że był członkiem zespołu WAT opiniującego blok w innej sprawie kamej, ale posiadane przez niego uprawnienia nie upoważniają go do wykonania opinii w sprawie.

---

**Mostostal Warszawa S.A.**  
**(powód)**  
**Energa Kogeneracja Sp. z o.o.**  
**(pozwany)**

**Pozew o zapłatę z tytułu wynagrodzenia**

*Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 190/18, aktualnie Sąd Apelacyjny w Gdańsku, sygn. akt: I AGa 165/22*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 26,3 mln zł*

Mostostal Warszawa S.A. wniósł o zasądzenie od Energa Kogeneracja Sp. z o.o. kwoty ok. 26,3 mln zł, na którą to kwotę składają się: ok. 20 mln zł tytułem wynagrodzenia (w części) oraz ok. 6,3 mln zł tytułem skapitalizowanych odsetek. Pierwotnie został w sprawie wydany nakaz zapłaty w postępowaniu upominawczym, ale na skutek sprzeciwu Energa Kogeneracja Sp. z o.o. sprawa została przekazana do trybu zwykłego. W sprawie odbyło się 7 rozpraw, na których przesłuchano wszystkich świadków. Sąd dopuścił dowód z opinii biegłego sądowego do spraw budowlanych. W trakcie sporządzania opinii biegły zwrócił się do stron o dostarczenie dodatkowych dokumentów, które to zobowiązanie wykonały obie strony. Opinia biegłego sądowego została doręczona stronom wraz z zobowiązaniem do ustosunkowania się. Opinia biegłego stwierdza okoliczności korzystne dla Mostostal Warszawa S.A.. Strony ustosunkowały się do opinii biegłego. Na rozprawie w dniu 28 stycznia 2022 roku biegły sądowy podtrzymał opinię w całości, a Sąd oddalił wniosek Energa Kogeneracja Sp. z o.o. o wyłączenie biegłego sądowego, nie uwzględnił też wniosku Energa Kogeneracja Sp. z o.o. o udzielenie terminu do ustosunkowania się do uzupełniającej opinii biegłego oraz zamknął rozprawę. Termin ogłoszenia wyroku Sąd wyznaczył na dzień 28 lutego 2022 roku. W dniu 28 lutego 2022 roku Sąd otworzył rozprawę albowiem nie orzekł o wszystkich wnioskach dowodowych i wyznaczył kolejny termin rozprawy na dzień 27 kwietnia 2022 roku. Sąd zamknął rozprawę i wyznaczył termin ogłoszenia wyroku w dniu 9 maja 2022 roku. Wyrok został ogłoszony w dniu 9 maja 2022 roku, Sąd Okręgowy w Gdańsku zasądził od pozwanego Energa Kogeneracja Sp. z o.o. kwotę 26.274.037,16 zł wraz z ustawowymi odsetkami za opóźnienie od dnia 26 stycznia 2018 roku do dnia zapłaty, zwrot kosztów procesu 186.517,00 zł oraz zwrot na rzecz Skarbu Państwa kwotę 5.487,75 zł tytułem brakującej części wydatków (tymczasowo wyłożonej przez Skarb Państwa) na koszty wynagrodzenia biegłego. W dniu 18 lipca 2022 roku spółka wniosła apelację. Sprawa została przekazana do Sądu Apelacyjnego w Gdańsku, sygn. akt: I AGa 165/22. Mostostal Warszawa wniósł o oddalenie apelacji. Termin rozprawy apelacyjnej został wyznaczony na 17.04.2023 r. Na rozprawie apelacyjnej w dniu 17.04.2023 r. strony podtrzymały dotychczasowe stanowisko. SA w Gdańsku postanowił oddalić wniosek Energa Kogeneracja zawarty w apelacji o przeprowadzenie dowodu z opinii biegłego oraz skierował sprawę na posiedzenie niejawne celem jej zamknięcia i wydania wyroku na posiedzeniu niejawnym, zobowiązując pełnomocników stron do

---

		przedstawienia ostatecznego zwięzłego stanowiska na piśmie w terminie 30 dni. Sąd wskazał, iż wyrok w sprawie najprawdopodobniej zostanie wydany w połowie lipca 2023 r. Strony złożyły pisma procesowe. Sąd Apelacyjny w Gdańsku poinformował, iż w sprawie zostanie ponownie wyznaczona rozprawa oraz zwrócił się do biegłego o przedstawienie wyjaśnień.
<b>Energa Wytwarzanie SA (powód)</b> <b>PricewaterhouseCoopers Polska spółka z o.o. sp.k. (pozwany)</b>	<b>SA</b>	<p>Pozew o zapłatę z tytułu naprawienia szkody</p> <p>Sąd Okręgowy w Warszawie,</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 10,3 mln zł</p> <p>W dniu 20 września 2023 r. EWYT złożyła pozew o zapłatę z wnioskiem o wydanie nakazu zapłaty w postępowaniu upominawczym przeciwko PricewaterhouseCoopers Polska spółka z o.o. sp.k. Istotą sporu jest żądanie naprawienia szkody, jaką EWYT poniosła w wyniku nienależytego wykonania przez pozwaną umowy zawartej w grudniu 2016 r. o świadczenie usług w zakresie wsparcia we wdrożeniu nowych regulacji prawnych związanych z podatkiem od nieruchomości dla farm wiatrowych, poprzez zobowiązanie pozwanej do zapłaty na rzecz EWYT kwoty ogółem w wysokości ok. 10,3 mln zł. W związku z zawarciem w pozwie wniosku o wydanie nakazu zapłaty sprawa obecnie rozpoznawana jest w trybie postępowania upominawczego.</p>
<b>akcjonariusze Spółki (powodowie)</b> <b>Energa SA (pozwana)</b>		<p><b>Zaskarżenie Uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29.10.2020 roku.</b></p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 1158/20, aktualnie Sąd Apelacyjny w Gdańsku; sygnatura V AGa 136/22</i></p> <p><i>Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.</i></p> <p>9 grudnia 2020 roku Zarząd Energa SA powziął informację o wydaniu w dniu 7 grudnia 2020 roku przez Sąd Okręgowy w Gdańsku, IX Wydział Gospodarczy, postanowienia o udzieleniu akcjonariuszom Spółki zabezpieczenia roszczenia o uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 roku w sprawie wycofania z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. 269.139.114 akcji Spółki zwykłych na okaziciela serii AA i oznaczonych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. kodem ISIN PLENERG00022 ("Uchwała"), poprzez wstrzymanie jej wykonania na czas trwania postępowania. Skutkiem wydania postanowienia jest wstrzymanie wykonalności Uchwały. Wniosek o zabezpieczenie w ww. sprawie został wniesiony razem z pozwem o uchylenie Uchwały. Energa SA złożyła zażalenie na postanowienie o zabezpieczeniu oraz odpowiedź na pozew w terminie i w sposób przewidziany przez obowiązujące przepisy prawne (odpowiednio: dnia 21 stycznia 2021 roku oraz 7 stycznia 2021 roku). Do sprawy przystąpił Przewodniczący Komisji Nadzoru Finansowego. W dniu 24 lutego 2021 roku Powodowie złożyli replikę na odpowiedź na pozew. Zarządzeniem z dnia 21 września 2021 roku Sąd zobowiązał pełnomocnika Spółki do złożenia pisma procesowego, w którym odniesie się do twierdzeń wskazanych w replice. Pismem z dnia 25 października 2021 roku w imieniu Spółki złożona została replika na replikę na odpowiedź na pozew (duplika). Dnia 21 kwietnia 2021 roku Energa SA otrzymała rozstrzygnięcie złożonego zażalenia na postanowienie w przedmiocie zabezpieczenia roszczenia. Postanowieniem z dnia 12 kwietnia 2021 roku Sąd zmienił postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia z dnia 7 grudnia 2020 roku w ten sposób, że uzależnił jego wykonanie od złożenia przez Powodów kaucji w wysokości 1.360.326,23 zł. Kaucja nie została wniesiona. W dniu 11 marca 2022 roku Przewodniczący Komisji Nadzoru Finansowego złożył stanowisko w sprawie uznając, że stanowisko, w świetle którego cena w wezwaniu powinna być określana według wartości godziwej, w sytuacji gdy możliwe jest jej określenie zgodnie z kursem notowań jest sprzeczne z przepisami ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. W dniu 22 marca 2022 roku pełnomocnik Spółki złożył wniosek dowodowy. W dniu 11 kwietnia 2022 roku odbyła się rozprawa, na której m.in. Sąd postanowił oddalić dowód z opinii biegłego, zamknął rozprawę oraz odroczył ogłoszenie wyroku do 11 maja 2022 roku. W dniu 11 maja 2022 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku wydał wyrok, w którym oddalił wniesione powództwo w całości oraz zasądził zwrot kosztów procesu od Powodów na rzecz Spółki. W dniu 1 lipca 2022 roku sporządzone zostało uzasadnienie tego wyroku. W dniu 26 września 2022 roku pełnomocnikom Spółki doręczony został odpis apelacji Powodów z dnia 8 sierpnia 2022 roku. W dniu 10 października 2022 roku w imieniu Spółki złożona została odpowiedź na apelację. W dniu 27 marca 2023 r. do Kancelarii wpłynęło pismo pełnomocnika Powodów informujące Sąd o wydaniu przez Sąd Okręgowy w Gdańsku wyroku z dnia 30 listopada 2022 r. w sprawie o sygn. IX GC 1164/20. W dniu 13 kwietnia 2023 r. w imieniu Spółki złożony został wniosek o zobowiązanie do złożenia pisma przygotowawczego. W dniu 26 kwietnia 2023 r. pełnomocnicy Spółki złożyli pismo przygotowawcze Pozwanej. Zgodnie z pismem z dnia 16</p>

---

maja 2023 r. akta sprawy zostały wypożyczone Prokuraturze Okręgowej w Gdańsku (akta sprawy zostały zwrócone w dniu 22.05.2023 r.).

---

akcjonariusze Spółki  
(powodowie)

Energa SA (pozwana)

**Zaskarżenie Uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29.10.2020 roku.**

*Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 1164/20, aktualnie Sąd Apelacyjny w Gdańsku, sygnatura I AGa 52/23*

*Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.*

16 grudnia 2020 roku Zarząd Energa SA powziął informację o wydaniu w dniu 10 grudnia 2020 roku przez Sąd Okręgowy w Gdańsku, IX Wydział Gospodarczy postanowienia o udzieleniu akcjonariuszom Spółki zabezpieczenia roszczenia o stwierdzenie nieważności lub uchylenie uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 roku. w sprawie wycofania z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. 269.139.114 akcji Spółki zwykłych na okaziciela serii AA i oznaczonych w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. kodem ISIN PLENERG00022 ("Uchwała"), poprzez wstrzymanie jej wykonania na czas trwania postępowania. Skutkiem wydania postanowienia jest wstrzymanie wykonalności Uchwały. Wniosek o zabezpieczenie w ww. sprawie został wniesiony razem z pozwem o stwierdzenie nieważności lub uchylenie Uchwały. Energa SA złożyła zażalenie na postanowienie o zabezpieczeniu oraz odpowiedź na pozew w terminie i w sposób przewidziany przez obowiązujące przepisy prawne (odpowiednio: w dniu 12 stycznia 2021 roku oraz 25 lutego 2021 roku). W dniu 8 czerwca 2021 roku do Sądu wpłynęła replika Powodów na odpowiedź na pozew. Zarządzeniem z dnia 16 listopada 2021 roku Sąd zobowiązał spółkę do ustosunkowania się do twierdzeń zawartych w ww. replice oraz zobowiązał pełnomocników stron do przedstawienia listy pytań do świadków wnioskowanych w pozwie. W dniu 13 grudnia 2021 roku Spółka złożyła replikę na odpowiedź na pozew (duplika). W tym samym dniu w imieniu Spółki, w odpowiedzi na zobowiązanie Sądu, złożono listę pytań do wskazanych świadków. W dniu 14 kwietnia 2021 roku Energa SA powzięła informację o rozstrzygnięciu złożonego zażalenia na postanowienie w przedmiocie zabezpieczenia roszczenia. Postanowieniem z dnia 12 kwietnia 2021 roku Sąd zmienił postanowienie o udzieleniu zabezpieczenia z dnia 10 grudnia 2020 roku w ten sposób, że uzależnił jego wykonanie od złożenia przez Powodów kaucji w wysokości 1.360.326,23 zł. Kaucja, w kwocie 1.360.326,23 zł, na zabezpieczenie roszczeń Spółki powstałych w wykonaniu postanowienia o zabezpieczeniu została wpłacona przez jednego z Powodów na rachunek Sądu Okręgowego w Gdańsku. W dniu 29 grudnia 2021 roku na adres pełnomocników Spółki, wpłynął wniosek Powodów z dnia 20 grudnia 2021 roku o obniżenie wysokości kaucji. Zarządzeniem z 24 stycznia 2022 roku Sąd wyznaczył Spółce termin na złożenie odpowiedzi na ww. wniosek. W dniu 1 lutego 2022 roku w imieniu Spółki złożono odpowiedź na wniosek Powodów o obniżenie wysokości kaucji. Postanowieniem z dnia 24 stycznia 2022 roku Spółka została zobowiązana do złożenia dokumentów w terminie 14 dni. W dniu 8 lutego 2022 roku w imieniu Spółki złożono odpowiedź na zobowiązanie Sądu. Postanowieniem z dnia 25 kwietnia 2022 r. Sąd obniżył wysokość kaucji na zabezpieczenie roszczeń Spółki z kwoty 1.360.326,23 zł do kwoty 500.000,00 zł. W dniu 13 maja 2022 roku odbyła się rozprawa. Zgodnie z zarządzeniem Sądu posiedzenie odbyło się przy drzwiach zamkniętych. Rozprawa została odroczone do dnia 1 lipca 2022 roku. W dniu 1 lipca 2022 roku odbyła się kolejna rozprawa, na której Sąd m.in. postanowił pominąć wniosek o dopuszczenie dowodu z opinii biegłego. Sąd postanowił odroczyć rozpoznanie sprawy na termin wyznaczony z urzędu. W dniu 6 lipca 2022 roku na adres pełnomocników Spółki wpłynął wniosek dowodowy Powodów. W dniu 7 września 2022 roku pełnomocnicy Spółki odebrali postanowienie o zamknięciu rozprawy oraz zobowiązanie do zajęcia ostatecznego stanowiska w sprawie w terminie 21 dni. W dniu 28 września 2022 roku w imieniu Spółki wysłano ostateczne stanowisko w sprawie. W dniu 4 października 2022 roku na adres pełnomocników Spółki doręczone zostało ostateczne stanowisko Powodów w sprawie. Wyrokiem z dnia 30 listopada 2022 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku oddał powództwo o stwierdzenie nieważności Uchwały oraz uchylił Uchwałę i zasądził od pozwanej na rzecz Powodów zwrot kosztów sądowych. W dniu 13 grudnia 2022 roku pełnomocnicy Spółki wystąpili z wnioskiem o sporządzenie i doręczenie uzasadnienia całości wyroku wydanego w dniu 30 listopada 2022 roku. W dniu 31 stycznia 2023 roku sporządzone zostało uzasadnienie wyroku. Sąd zarządził również wydłużenie terminu na wniesienie apelacji w tej sprawie do trzech tygodni od dnia doręczenia pozwanej odpisu wyroku wraz z uzasadnieniem. Dnia 9 marca 2023 r. pełnomocnicy Spółki wysłali apelację od wyroku Sądu z dnia 30 listopada 2022 r. Akta sprawy zostały przekazane do Sądu Apelacyjnego w Gdańsku, sprawa toczy się pod sygnaturą I AGa 52/23. Pełnomocnicy Spółki odebrali odpis o odpowiedzi na apelację w dniu 23 czerwca 2023 r. Natomiast w dniu 28 czerwca 2023 r. w imieniu Spółki do Sądu wysłany został wniosek o wyrażenie zgody na złożenie pisma przygotowawczego (repliki na odpowiedź na apelację). W dniu 27 września 2023 r. w imieniu Spółki wysłane zostało pismo procesowe - wniosek o przyspieszenie rozpoznania wniosku

	z 28 czerwca 2023 r. o wyrażenie zgody na złożenie pisma przygotowawczego (repliki na odpowiedź na apelację).
<p><b>akcjonariusze Spółki (powodowie)</b> <b>Energa SA (pozwana)</b></p>	<p><b>Zaskarżenie Uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 20.05.2022 roku</b> <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 578/22</i></p> <p><i>Roszczenie ma charakter majątkowy pieniężny, przy czym ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu.</i></p> <p>W dniu 20 maja 2022 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Energa SA podjęło uchwałę o podziale zysku netto za rok obrotowy 2021 i przeznaczeniu całości wypracowanego zysku netto za rok obrotowy 2021 na kapitał rezerwowy („Uchwała”). Akcjonariusze Spółki zaskarżyli Uchwałę, wnosząc pozew o uchylenie Uchwały. Pozew z dnia 20 czerwca 2022 roku został doręczony Enerdze w dniu 5 sierpnia 2022 roku. Odpowiedź na pozew w imieniu Spółki została złożona w dniu 5 września 2022 roku. W odpowiedzi na zobowiązanie sądu, pismem z dnia 7 października 2022 roku Powodowie wnieśli replikę na odpowiedź na pozew. Zarządzeniem z dnia 24 października 2022 roku Sąd zobowiązał pełnomocnika Spółki do złożenia pisma procesowego, w którym odnieść się do wniosków i twierdzeń podniesionych w replice Powodów. W dniu 6 grudnia 2022 roku w imieniu Spółki złożone zostało pismo procesowe (odpowiedź na replikę na odpowiedź na pozew-duplika), w którym odniesiono się do wniosków i twierdzeń podniesionych w replice Powodów. Zarządzeniem z 11 stycznia 2023 roku Sąd zawiadomił o wyznaczeniu terminu rozprawy na dzień 3 kwietnia 2023 roku. Sąd zobowiązał również pełnomocnika Powodów do przedłożenia wyciągu z rachunku papierów wartościowych potwierdzających transakcje dokonywane przez nich na akcjach Spółki. Sąd zobowiązał także pełnomocnika Spółki do przedłożenia protokołu ZWZ Spółki z dnia 20 maja 2022 roku, razem z listą obecności oraz zapisem obrazu i dźwięku z obrad ZWZ. W dniu 7 lutego 2023 roku w imieniu Spółki zostało wykonane zobowiązanie Sądu. W dniu 22 lutego 2023 roku na adres pełnomocników Spółki doręczone zostało pismo Powodów – wykonanie zobowiązania Sądu. W dniu 3 kwietnia 2023 r. odbyła się pierwsza rozprawa w sprawie, na której przesłuchani zostali dwaj świadkowie. Na rozprawie wydane również zostało postanowienie o rozpoznaniu sprawy przy drzwiach zamkniętych. Rozprawa została odroczone do dnia 27 lipca 2023 r. Na termin został wezwany jeden świadek. Kolejna rozprawa została wyznaczona na dzień 16 listopada 2023 r. W dniu 16 września 2023 r. w Portalu Informacyjnym Sądów Powszechnych pojawiło się zawiadomienie o odwołaniu terminu rozprawy planowanej na 16 listopada 2023 r., a także wezwanie osoby upoważnionej do reprezentowania Spółki do osobistego stawiennictwa celem przesłuchania w charakterze strony pod rygorem pominięcia dowodu na rozprawę, która odbędzie się w dniu 9 stycznia 2024 r. Na tym etapie trudno jest oszacować jaki będzie dalszy rozwój sprawy. Powodowie określili w pozwie wartość przedmiotu sporu („WPS”) w wysokości 210 mln zł (zysk netto Spółki osiągnięty w 2021 roku). WPS nie jest uwzględniana, z uwagi na to, że pomimo tego, że roszczenie ma charakter majątkowy i pieniężny w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania cywilnego, to ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu (kosztami sądowymi i kosztami zastępstwa procesowego). Ewentualne negatywne skutki dla Spółki mogłyby mieć dopiero dalsze działania (procesowe i korporacyjne) akcjonariuszy, niepowiązane bezpośrednio z przedmiotem postępowania, których ryzyko podjęcia (i skutki finansowe) trudno byłoby w tej chwili przewidzieć.</p>
<p><b>akcjonariusze Spółki (powodowie)</b> <b>Energa SA (pozwana)</b></p>	<p><b>Zaskarżenie Uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 15.06.2023 roku</b> <i>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 797/23</i></p> <p><i>Roszczenie ma charakter majątkowy pieniężny, przy czym ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu.</i></p> <p>W dniu 15 czerwca 2023 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie Energa SA podjęło uchwałę o podziale zysku netto za rok obrotowy 2022 i przeznaczeniu całości wypracowanego zysku netto za rok obrotowy 2022 na kapitał zapasowy („Uchwała”). Akcjonariusze Spółki zaskarżyli Uchwałę, wnosząc pozew o uchylenie Uchwały. Pozew z dnia 20 lipca 2023 r. doręczony został Enerdze SA w dniu 17 sierpnia 2023 r. Odpowiedź na pozew w imieniu Spółki została złożona w dniu 18 września 2023 r. Na tym etapie trudno jest oszacować jaki będzie dalszy rozwój sprawy. Powodowie określili w pozwie wartość przedmiotu sporu („WPS”) w wysokości ok. 49,9 mln zł (zysk netto Spółki osiągnięty w 2022 roku). WPS nie jest uwzględniana, z uwagi na to, że pomimo tego, że roszczenie ma charakter majątkowy i pieniężny w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania cywilnego, to ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu (kosztami sądowymi i kosztami zastępstwa procesowego). Ewentualne negatywne skutki dla Spółki mogłyby mieć dopiero dalsze działania (procesowe i</p>

korporacyjne) akcjonariuszy, niepowiązane bezpośrednio z przedmiotem postępowania, których ryzyko podjęcia (i skutki finansowe) trudno byłoby w tej chwili przewidzieć.

<b>Energa SA (wnioskodawca)</b>	<b>Komisja Nadzoru Finansowego</b> <p>W dniu 30 października 2020 roku Spółka złożyła do Komisji Nadzoru Finansowego wniosek o wycofanie akcji Spółki z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.</p> <p>W dniu 19 stycznia 2021 roku Spółka powzięła informację o wydaniu w dniu 15 stycznia 2021 roku przez Komisję Nadzoru Finansowego postanowienia o zawieszeniu ww. postępowania. Przyczyną zawieszenia postępowania przed KNF są prowadzone postępowania przed Sądem Okręgowym w Gdańsku dot. zaskarżenia uchwały nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 29 października 2020 roku, o sygnaturach: IX GC 1158/20 (obecnie postępowanie toczy się przed Sądem Apelacyjnym w Gdańsku, V Wydział Cywilny, sygn.: V AGa 136/22) i IX GC 1164/20. W uzasadnieniu postanowienia z dnia 19 stycznia 2021 roku KNF podała art. 97 § 1 pkt 4 k.p.a. jako podstawę prawną zawieszenia postępowania oraz wskazała, że rozpatrzenie sprawy i wydanie decyzji zależy od wcześniejszego rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego przez sąd.</p>
<b>Eco dla Firm (powód) Energa Obrót SA (pozwany)</b>	<b>Powództwo o zapłatę wynagrodzenia w związku z zawartą Umową Agencyjną nr 1/2012 dotyczącą sprzedaży produktów energetycznych i gazowych na rzecz Energa Obrót SA.</b> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 319/21</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,4 mln zł</i></p> <p>W dniu 30 czerwca 2021 roku spółce Energa Obrót SA doręczono pozew o zapłatę kwoty ok. 5,4 mln zł wraz z odsetkami tytułem wynagrodzenia w związku z zawartą Umową Agencyjną nr 1/2012 dotyczącą sprzedaży produktów energetycznych i gazowych na rzecz Energa Obrót SA. Energa Obrót SA w wymaganym terminie sporządziła odpowiedź na pozew. Następnie miała miejsce wymiana pism procesowych. W sierpniu 2021 roku wpłynęło pismo powódki z wnioskiem o zawieszenie postępowania. Sprawa została zawieszona do czasu rozpoznania sprawy z powództwa Energa Obrót SA przeciwko Eco dla Firm (sygnatura akt IX GC 10/21).</p>
<b>Eco dla Firm (powód) Energa Obrót SA (pozwany)</b>	<b>Roszczenia odszkodowawcze związane z wypowiedzeniem bez zachowania okresu wypowiedzenia Umowy Agencyjnej nr 1/2012</b> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 1066/21</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 117,3 mln zł</i></p> <p>W pozwie z dnia 4 grudnia 2022 roku Eco dla Firm sp. z o.o. domaga się zasądzenia od Energa Obrót SA kwoty 117 333 124,12 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie tytułem odszkodowania za poszczególne uszczerbki, które miały powstać wskutek wypowiedzenia przez Energa Obrót SA Umowy Agencyjnej bez zachowania okresu wypowiedzenia. W dniu 14 czerwca 2023 roku Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 7 lipca 2023 r. Kancelarii doręczono odpis repliki na odpowiedź na pozew. W dniu 21 lipca 2023 r. Energa Obrót złożyła duplikę na replikę na odpowiedź na pozew. Nastąpiła wymiana pism procesowych. Na dzień 5 stycznia 2024 roku wyznaczona została rozprawa.</p>
<b>Energa Obrót SA (powód) Eco dla Firm (pozwany)</b>	<b>Powództwo o zapłatę z tytułu umowy pośredniczenia w sprzedaży energii elektrycznej</b> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 10/21</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 17,4 mln zł</i></p> <p>Złożono pozew o zapłatę z tytułu korekty wynagrodzenia prowizyjnego zawartej umowy pośrednictwa w sprzedaży energii elektrycznej. Eco dla firm złożyło odpowiedź na pozew, w którym wniosła o oddalenie powództwa i zasądzenie kosztów postępowania. Podniosła zarzut przedawnienia części roszczeń (2015, 2016, 2017 rok), a także zarzut potrącenia, ponadto wskazała na nieudowodnienie roszczenia co do zasady jak i wysokości. W dniach 19 i 23 maja 2022 roku odbyły się rozprawy. Na rozprawach przesłuchano wszystkich świadków zgłoszonych do sprawy. Sprawa została odroczone na termin z urzędu. Sąd na posiedzeniu niejawnym ma rozważyć dopuszczenie dowodu z opinii biegłego. Na obecną chwilę Sąd nie podjął żadnej nowej decyzji w sporze, w tym nie podjął decyzji co do dopuszczenia dowodu z opinii biegłego. Nastąpiła wymiana pism procesowych stron co do wskazania OSD do listy klientów.</p>
<b>Jeżyczki Wind Invest („JWI”), Wind Invest („WI”), Stary Jarosław Wind Invest („SJWI”),</b>	<b>Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</b> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura IX GC 1263/20</i> <i>Wartość przedmiotu sporu: łącznie ok. 56,6 mln zł</i> Pozew został złożony w dniu 30 grudnia 2020 roku.</p>

**Krupy Wind Invest („Krupy Wind Invest”), Boryszewo Wind Invest („BWI”) (powodowie),  
Energia Obrót SA (pozwany)**

Odpowiedź na pozew została udzielona w wymaganym terminie, tj. dnia 13 kwietnia 2021 roku. W dniu 16 czerwca 2021 roku Powodowie złożyli replikę na odpowiedź na pozew. W dniu 31 maja 2021 roku oraz ponownie w dniu 25 czerwca 2021 roku Energia Obrót SA złożyła wniosek o zobowiązanie do złożenia pisma przygotowawczego. W dniu 6 sierpnia 2021 roku odebrano postanowienie o skierowaniu sprawy do mediacji oraz pismo sądowe informujące, iż decyzja w przedmiocie wniosku Energia Obrót o wyrażenie zgody na złożenie pisma przygotowawczego zostanie podjęta po zakończeniu postępowania mediacyjnego. W dniu 12 sierpnia 2021 roku otrzymano pismo powodów informujące o braku zgody na mediację. W dniu 30 listopada 2021 roku odebrano za pośrednictwem portalu informacyjnego postanowienie zezwalające Energia Obrót (po uprzednim złożeniu wniosku w ww. sprawie) na złożenie pisma przygotowawczego, w którym Energia Obrót ustosunkuje się do repliki na odpowiedź na pozew. W dniu 1 grudnia 2021 roku doręczono pismo Powodów wyrażające sprzeciw wobec wniosku Energia Obrót o zezwolenie na złożenie pisma przygotowawczego. W dniu 30 grudnia 2021 roku Energia Obrót złożyła pismo przygotowawcze stanowiące duplikę na replikę na odpowiedź na pozew. W dniu 7 lutego 2022 i 6 czerwca 2022 roku w niniejszej sprawie odbyły się rozprawy. Przeprowadzony został dowód z zeznań świadka. Wyrok zostanie wydany na posiedzeniu niejawnym. W dniu 27 czerwca 2022 roku Energia Obrót złożyła pismo przedstawiające końcowe stanowisko, a w dniu 30 czerwca 2022 roku doręczono pismo przedstawiające końcowe stanowisko Powodów. W dniu 28 września 2022 roku doręczono wydany na posiedzeniu niejawnym wyrok sądu I instancji z dnia 21 września 2022 roku zasądzający od Energia Obrót SA łącznie 56 619 947,09 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od poszczególnych kwot częściowych, jak również łącznie 1.175.051 zł tytułem zwrotu kosztów. W dniu 29 września 2022 roku Energia Obrót SA złożyła wniosek o sporządzenie pisemnego uzasadnienia wyroku z dnia 21 września 2022 roku i doręczenie odpisu wyroku z uzasadnieniem. W dniu 12 stycznia 2023 roku Kancelarii doręczono odpis wyroku z dnia 21 września 2022 r. wraz z uzasadnieniem. W dniu 1 lutego 2023 roku Energia Obrót SA złożyła apelację. W dniu 3 kwietnia 2023 roku doręczono odpowiedź na apelację. W dniu 3 kwietnia 2023 roku doręczono odpowiedź na apelację. W dniu 26 września 2023 r. Energia Obrót złożyła wniosek o podjęcie niezbędnych kroków w celu wyznaczenia składu trzech sędziów do rozpoznania apelacji.

**Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energia Obrót SA (pozwany).**

**Powództwo o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonywania przez Energia Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)**

Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy

Sygnatura akt IX GC 1057/21.

Wartość przedmiotu sporu: ok. 1,5 mln zł

Sprawa jest na etapie I instancji. W dniu 17 grudnia 2021 roku Zonda złożyła pozew, który został doręczony Energia Obrót SA w dniu 26 stycznia 2022 roku. W dniu 25 lutego 2022 roku Energia Obrót złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 15 marca 2022 roku, Zonda złożyła pismo zawierające wniosek o zobowiązanie do złożenia pisma procesowego oraz wnioski dowodowe. W kwietniu 2022 roku strony zostały skierowane do mediacji. W dniu 13 kwietnia 2022 roku Energia Obrót złożyła pismo zawierające oświadczenie o braku zgody na mediację, natomiast w dniu 14 kwietnia 2022 roku pełnomocnik Zonda drogą mailową poinformował mediatora o wyrażeniu zgody na mediację. W dniu 10 maja 2022 roku Zonda złożyła replikę na odpowiedź na pozew. W dniu 30 maja 2022 roku Energia Obrót złożyła pismo przygotowawcze. W dniu 20 czerwca 2022 roku sąd wyznaczył termin rozprawy na dzień 23 listopada 2022 roku. Tego samego dnia, doręczono (i) zobowiązanie do złożenia pisma przygotowawczego zawierającego ustosunkowanie się do repliki na odpowiedź na pozew oraz informację o uznaniu pisma Energia Obrót z dnia 30 maja 2022 roku za złożone, (ii) postanowienie o oddaleniu wniosku Energia Obrót o zwrócenie się do Energi o nadesłanie dokumentu – wydane w wyniku cofnięcia wniosku przez Energia Obrót. W dniu 23 listopada 2022 roku odbyła się rozprawa, podczas której przeprowadzony został dowód z zeznań świadków. Termin kolejnej rozprawy został wyznaczony na dzień 13 stycznia 2023 roku, na której Sąd przeprowadził kolejny dowód z zeznań świadka, oraz wydał postanowienia w kwestiach formalnych. Po przedstawieniu przez strony końcowych stanowisk i złożeniu załączników do protokołu, sąd zamknął rozprawę i odroczył ogłoszenie wyroku do dnia 23 stycznia 2023 roku. W dniu 23 stycznia 2023 roku Sąd wydał wyrok uwzględniający powództwo, zasądzając od Energia Obrót:

1) łącznie 1.468.944,58 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od poszczególnych kwot częściowych; 2) 2. 84.265 zł tytułem zwrotu kosztów procesu.

W dniu 27 stycznia 2023 roku Energia Obrót złożyła wniosek o sporządzenie pisemnego uzasadnienia wyroku i doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 2 czerwca 2023 roku Energia Obrót złożyła apelację od ww. wyroku. W dniu 26 września 2023 roku doręczono odpowiedź Zonda na apelację.

<p><b>AKKA Aneta Kwaśniewska (powód)</b>  <b>Energa Obrót SA</b>  <b>P. Dorawa, A. Czarnecki, E. Bugaj, M. Piątek (pozwani)</b></p>	<p><b>Powództwo o zapłatę z tytułu utraconych korzyści w wyniku zakończenia (wypowiedzenia) umów franczyzy przez Energa Obrót SA</b></p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy  Sygnatura akt IX GNc 747/21  Wartość przedmiotu sporu: ok. 8,5 mln zł</p> <p>Sprawa jest na etapie I instancji. W dniu 30 listopada 2021 roku została złożona odpowiedź na pozew w imieniu Energa Obrót SA i pozostałych pozwanych. W dniu 16 grudnia 2021 roku powódka została zobowiązana do złożenia repliki na odpowiedź na pozew. W dniu 24 stycznia 2022 roku otrzymano replikę Powódki na odpowiedź na pozew. W dniu 21 lutego 2022 roku (w odpowiedzi na zobowiązanie Sądu z dnia 1 lutego 2022 roku) w imieniu spółki Energa Obrót oraz Członków Zarządu zostało złożono pismo procesowe z ustosunkowaniem się do repliki Powódki na odpowiedź na pozew. W sprawie odbyły się rozprawy, nastąpiła również wymiana pism procesowych. Kolejny termin rozprawy wyznaczono na 6 grudnia 2022 roku, na której pełnomocnik Pozwanych złożył pismo procesowe zawierające ustosunkowanie się do pism procesowych Powódki z dnia 18 sierpnia 2022 roku oraz z dnia 23 listopada 2022 roku. Na ww. rozprawie oraz na rozprawach w dniach: 28 lutego 2023 roku, 22 czerwca 2023 roku zostali przesłuchani świadkowie. Kolejny termin rozprawy wyznaczono na 9 listopada 2023 roku.</p>
<p><b>Spółki Grupy Wind Invest: Boryszewo Wind Invest, Dobiesław Wind Invest, Gorzyca Wind Invest, Krupy Wind Invest, Nowy Jarosław Wind Invest, Pękanino Wind Invest (powodowie)</b>  <b>Energa Obrót SA (pozwany)</b></p>	<p><b>Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu szkody, którą spółki poniosły na skutek niezawarcia przez Energa Obrót SA umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez powodowe spółki i w konsekwencji sprzedaży energii na rzecz innych podmiotów po cenach niższych niż te, które Energa Obrót SA była zobowiązana zapłacić.</b></p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Cywilny  Sygnatura akt IX GC 1/21  Wartość przedmiotu sporu łącznie: ok. 6,9 mln zł</p> <p>Dnia 13 kwietnia 2021 roku została udzielona odpowiedź na pozew z dnia 30 grudnia 2020 roku (doręczony spółce 11 lutego 2021 roku) wraz z wnioskiem o zawieszenie postępowania. W dniu 24 maja 2021 roku powodowie złożyli pismo przygotowawcze, w którym podtrzymali dotychczasowe stanowisko. W dniu 11 marca 2022 roku odbyła się rozprawa. Strony zajęły stanowisko – powód podtrzymuje roszczenie. Spółka podtrzymała wniosek o zawieszenie, w szczególności wskazując na przyjęcie do rozpoznania skargi kasacyjnej (strona powodowa wniosła o oddalenie tego wniosku). Strony zajęły też stanowisko co do biegłego, który ma wyliczyć szkodę. W dniu 11 marca 2022 roku odbyła się rozprawa, kolejno w dniu 6 kwietnia 2022 roku pełnomocnicy strony powodowej złożyli pismo procesowe – wniosek o przeprowadzenie dowodu z dokumentu. Postanowieniem z dnia 1 sierpnia 2022 roku Sąd Okręgowy dopuścił dowód z opinii Instytutu Analiz i Ekspertyz Gospodarczych. Złożono ustosunkowanie do opinii biegłego. W dniu 21 marca 2023 roku wpłynęło ustosunkowanie się do opinii strony powodowej.</p>
<p><b>Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)</b></p>	<p><b>Powództwo o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</b></p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19  Sygnatura w II instancji: I AGa 202/20  Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,1 mln zł</p> <p>W dniu 19 sierpnia 2019 roku Elektrownia Wiatrowa Zonda Sp. z o.o. złożyła pozew. W dniu Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 17 sierpnia 2020 roku sąd wydał wyrok uwzględniający powództwo Elektrowni Wiatrowej Zonda Sp. z o.o. Energa Obrót złożyła apelację od wyroku. W dniu 17 maja 2021 roku sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energa Obrót. W dniu 30 sierpnia 2021 roku Energa Obrót SA złożyła skargę kasacyjną. W dniu 11 października 2021 roku Elektrownia Wiatrowa Zonda Sp. z o.o. złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną. W dniu 12 lipca 2022 roku otrzymano postanowienie o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót. Na stronie internetowej Sądu Najwyższego pojawiła się informacja o wyznaczeniu terminu posiedzenia niejawnego na dzień 16 listopada 2023 roku. W dniu 22 września 2023 roku doręczono zawiadomienie o składzie rozpoznającym sprawę.</p>

Elektrownia Wiatrowa EOL sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)

**Powództwo o zapłatę kar umownych z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA ramowej umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)**

*Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 740/19*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 14 mln zł*

W dniu 20 sierpnia 2019 roku Elektrownia Wiatrowa EOL wniosła pozew o zapłatę przez Energa Obrót SA kar umownych z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). Sprawa jest na etapie I instancji. Energa Obrót złożyła odpowiedź na pozew. Postępowanie było zawieszono. Następnie, w dniu 20 września 2021 roku odebrano za pośrednictwem portalu informacyjnego postanowienie sądu dotyczące:

- 1) podjęcia zawieszono postępowania,
- 2) udzielenia zgody na złożenie przez EW EOL pisma przygotowawczego
- 3) zobowiązania Energa Obrót SA do złożenia pisma przygotowawczego,
- 4) zobowiązania EW EOL i Energa Obrót SA do złożenia pism przygotowawczych przedstawiających stanowisko w przedmiocie celowości skierowania stron do mediacji oraz wskazujących osobę mediatora

W dniu 27 września 2021 roku Energa Obrót złożyła pismo wskazujące na brak celowości skierowania stron do mediacji. Termin rozprawy został wyznaczony na 27 stycznia 2022 roku. W dniu 15 grudnia 2021 roku EW EOL rozszerzyła powództwo o żądanie zapłaty kolejnych kar umownych w kwocie ok. 7,2 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie liczonymi od dnia 15 grudnia 2021 roku do dnia zapłaty z tytułu niezakupienia przez Energa Obrót praw majątkowych w późniejszych okresach. W dniu 12 stycznia 2022 roku Energa Obrót złożyła odpowiedź na pismo w przedmiocie rozszerzenia powództwa. W dniu 17 marca 2022 roku odbyła się rozprawa, podczas której strony złożyły szereg wniosków formalnych, a także przeprowadzony został dowód z zeznań świadków. Rozprawa wyznaczona na dzień 29 czerwca 2022 roku została odwołana. Kolejna rozprawa odbyła się 30 marca 2023 roku. Sąd przeprowadził dowód z przesłuchania EW. Strony przedstawiły końcowe stanowiska oraz złożyły załączniki do protokołu rozprawy. Sąd zamknął rozprawę oraz wyznaczył ogłoszenie wyroku na dzień 24 kwietnia 2023 roku. W dniu 24 kwietnia 2023 roku odbyło się ogłoszenie wyroku, w którym sąd:

- 1) zasądził od Energa Obrót 6.798.863,69 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od kwot:
  - 4 126 785,44 zł od dnia 14 września 2019 roku do dnia zapłaty,
  - 2 672 078,25 zł od dnia 6 stycznia 2022 roku do dnia zapłaty;
- 2) oddalił powództwo w pozostałym zakresie;
- 3) zasądził od Energa Obrót 108.045 zł tytułem zwrotu kosztów procesu.

W dniu 25 kwietnia 2023 roku Energa Obrót złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 28 kwietnia 2023 r. Kancelarii doręczono wniosek EW EOL o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. W dniu 21 czerwca 2023 roku Energa Obrót złożyła apelację od wyroku. W dniu 7 sierpnia 2023 roku doręczono odpis apelacji EW EOL. W dniu 21 sierpnia 2023 roku Energa Obrót złożyła odpowiedź na apelację EW EOL. W dniu 24 sierpnia 2023 roku doręczono odpowiedź EW EOL na apelację Energa Obrót.

**Powództwa o ustalenie nieistnienia stosunku prawnego, który miał powstać wskutek zawarcia przez Energa Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)**

Energa Obrót SA (powód)  
WIND INVEST sp. z o.o.,  
(pozwany 1),  
mBank SA (pozwany 2)

*Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 798/17*

*Sygnatura w II instancji: VII AGa 1004/19*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 15,2 mln zł*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 19 września 2019 roku. Sąd oddalił powództwo Energa Obrót SA. W dniu 27 listopada 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację która następnie, wyrokiem sądu II instancji została oddalona. W dniu 22 marca 2021 roku Energa Obrót wniosła skargę kasacyjną. Pozwani złożyli odpowiedzi na skargę kasacyjną. W dniu 25 sierpnia 2021 roku skarga kasacyjna Energa Obrót została przyjęta do rozpoznania. W dniu 27 grudnia 2021 roku doręczono odpis pisma Wind Invest zawierającego informację na temat postanowienia Sądu Najwyższego z dnia 17 listopada 2021 roku w przedmiocie odmowy przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót w sprawie przeciwko Jeżyczki Wind Invest i mBank. W dniu 22 marca 2022 roku Energa Obrót złożyła pismo procesowe zawierające stanowisko wobec pisma Wind Invest. Sąd wydał postanowienie na zezwalające na złożenie pism procesowych przez obie Strony. W dniu 22 sierpnia 2022 roku doręczono wniosek Wind Invest i mBank z dnia 16 sierpnia 2022 roku o wyznaczenie rozprawy. W dniu 9 czerwca 2023 roku Energa Obrót złożyła



---

pismo dotyczące zwrócenia się do TSUE z pytaniem prejudycjalnym. W dniu 12 czerwca 2023 roku Kancelarii doręczono pismo Wind Invest i mBank dotyczące pytań prejudycjalnych. W dniu 6 lipca 2023 r., doręczono postanowienie Sądu Najwyższego z dnia 28 czerwca 2023 r. w przedmiocie zawieszenia postępowania do czasu zakończenia przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej postępowań zainicjowanych pytaniami prejudycjalnymi przedstawionymi przez Sąd Najwyższy w sprawach II CSPK 496/22 oraz II CSKP 501/22, jak również pismo informujące o zezwoleniu na złożenie pisma Wind Invest (i mBank) z dnia 5 czerwca 2023 r. oraz pisma Energa Obrót z dnia 9 czerwca 2023 r.

---

**Energa Obrót SA (powód)  
STARY JAROSŁAW WIND  
INVEST sp. z o.o. (pozwany 1),  
mBank SA (pozwany 2)**

*Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 802/17*

*Sygnatura w II instancji: VII AGa 61/20*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 13,8 mln zł*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 17 listopada 2017 roku Pozwani odpowiedzi na pozew. Wyrokiem z dnia 24 września 2019 roku sąd oddalił powództwo o ustalenie. W dniu 17 grudnia 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację od wyroku. W dniu 15 kwietnia 2021 roku Sąd II instancji wydał wyrok oddalający apelację Energi Obrót SA. Energa Obrót złożyła wniosek o doręczenie wyroku z uzasadnieniem. Wyrok wraz z uzasadnieniem został doręczony w dniu 12 października 2021 roku. W dniu 13 grudnia 2021 roku Energa Obrót złożyła skargę kasacyjną. W dniu 8 lutego 2022 roku odpowiedź na skargę kasacyjną złożyła mBank, a w dniu 22 lutego 2022 roku - Stary Jarosław Wind Invest. W dniu 26 maja 2022 roku spółka Energa Obrót pozyskała informację o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót. W dniu 5 lipca 2022 roku doręczono postanowienie o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót. W dniu 22 sierpnia 2022 roku doręczono wniosek Stary Jarosław Wind Invest i mBank z dnia 16 sierpnia 2022 roku o wyznaczenie rozprawy. W dniu 10 lipca 2023 roku doręczono pismo informujące o wypowiedzeniu pełnomocnictwa przez jednego z pełnomocników mBank. W dniu 10 sierpnia 2023 roku doręczono pisma dotyczące zgłoszenia udziału w postępowaniu pełnomocników mBank.

---

**Energa Obrót SA (powód)  
KRUPY WIND INVEST sp.  
z o.o. (pozwany 1), mBank SA  
(pozwany 2)**

*Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XVI GC 803/17*

*Sygnatura w II instancji: VII AGa 572/19*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,6 mln zł*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Sprawa została zakończona przed sądem I instancji wyrokiem oddalającym powództwo spółki. W dniu 2 lipca 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację. W dniu 15 września 2020 roku sąd wydał wyrok oddalający apelację Energa Obrót. W dniu 30 grudnia 2020 roku Energa Obrót złożyła skargę kasacyjną. Pozwani odpowiedzi na skargę kasacyjną. W dniu 27 grudnia 2021 roku Energa Obrót doręczono odpis pisma Krupy Wind Invest zawierającego informację na temat postanowienia Sądu Najwyższego z dnia 17 listopada 2021 roku w przedmiocie odmowy przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót w sprawie przeciwko Jeżyczki Wind Invest i mBank. Wraz z pismem Krupy Wind Invest przedłożyła przedmiotowe postanowienie. W dniu 14 stycznia 2022 roku Energa Obrót złożyła pismo procesowe stanowiące odpowiedź na pismo Krupy Wind Invest zawierające informację na temat postanowienia Sądu Najwyższego z dnia 17 listopada 2021 roku w przedmiocie odmowy przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót w sprawie przeciwko Jeżyczki Wind Invest i mBank. W dniu 28 lutego 2022 roku zostało doręczone zarządzenie Sądu Najwyższego z dnia 28 stycznia 2022 roku w przedmiocie wyrażenia zgody na złożenie przez Krupy Wind Invest i Energa Obrót ww. pism procesowych. W dniu 16 maja 2022 roku doręczono postanowienie Sądu Najwyższego o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót. W dniu 9 czerwca 2023 r. Kancelarii doręczono pismo informujące o wyrażeniu zgody na złożenie przez Energa Obrót pisma z dnia 23 maja 2023 r. dotyczące zwrócenia się do TSUE z pytaniem prejudycjalnym. W dniu 19 czerwca 2023 r. Kancelarii doręczono pismo informujące o zezwoleniu Krupy Wind Invest i mBank na złożenie pisma z dnia 5 czerwca 2023 r. dotyczące pytań prejudycjalnych. W dniu 20 czerwca 2023 r. pomimo wyznaczenia na ten dzień posiedzenia, nie doszło do wydania orzeczenia. Kolejny termin posiedzenia nie został jeszcze wyznaczony. W dniu 10 lipca 2023 r. Kancelarii doręczono pismo informujące o wypowiedzeniu pełnomocnictwa przez jednego z pełnomocników mBank. W dniu 10 sierpnia 2023 r. Kancelarii doręczono pisma dotyczące zgłoszenia udziału w postępowaniu pełnomocników mBank.

**Energa Obrót SA**  
**(powód/pozwany wzajemny)**  
**"EW CZYŻEWO" sp. z o.o.**  
**(pozwany 1/powód wzajemny),**  
**BANK BGŻ BNP PARIBAS SA**  
**(pozwany 2)**

*Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 736/17*

*Sygnatura w II instancji: I AGa 56/19*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 3,9 mln zł*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 22 grudnia 2018 roku złożone zostały odpowiedzi na pozew, przy czym „EW CZYŻEWO” sp. z o.o. złożyła również pozew wzajemny o zapłatę kar umownych. Sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądzający kary umowne. Energa Obrót wniosła apelację od wyroku. Sąd II instancji oddalił apelację w zakresie żądania ustalenia nieważności CPA oraz uwzględnił apelację w zakresie żądania miarkowania kar umownych. Energa Obrót wniosła skargę kasacyjną. W dniu 16 września 2021 roku uzyskano informację z biura obsługi interesantów Sądu Najwyższego, że skarga kasacyjna Energa Obrót została przyjęta do rozpoznania. W dniu 8 listopada 2021 roku doręczono postanowienie Sądu Najwyższego o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót. W dniu 21 kwietnia 2023 roku odbyło się posiedzenie niejawnie Sądu Najwyższego. Sąd Najwyższy wydał postanowienie w przedmiocie zawieszenia postępowania do czasu rozstrzygnięcia przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej pytań prejudycjalnych przedstawionych m.in. w sprawie przeciwko Wielkopolskim Elektrowniom Wiatrowym i BNP Paribas Bank Polska.

**Energa Obrót SA (powód)**  
**ELEKTROWNIA WIATROWA**  
**EOL sp. z o.o. (pozwany 1),**  
**BANK ZACHODNI WBK SA**  
**(pozwany 2)**

*Sąd Okręgowy w Warszawie; sygnatura XXVI GC 712/17*

*Sygnatura w II instancji: VII AGa 704/20*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł.*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. Sprawa zakończyła się w I instancji oddaleniem powództwa. W dniu 7 lipca 2020 roku Energa Obrót złożyła apelację, która następnie, 25 czerwca 2021 roku, wyrokiem Sądu Apelacyjnego II instancji została oddalona. W dniu 6 lipca 2021 roku Energa Obrót złożyła pismo stanowiące odpowiedź na otrzymany 1 lipca 2021 roku wniosek pozwanych o wydanie przez referendarza sądowego postanowienia z wyliczeniem kosztów postępowania zgodnie z wyrokiem Sądu I instancji oraz zasądzenie trzykrotności minimalnej stawki kosztów zastępstwa procesowego. W dniu 30 września 2021 roku Energa Obrót odebrała wyrok wraz z uzasadnieniem. W dniu 30 listopada 2021 roku Energa Obrót złożyła skargę kasacyjną. W dniu 9 lutego 2022 roku Elektrownia Wiatrowa EOL i Santander Bank Polska złożyły odpowiedź na skargę kasacyjną. W dniu 29 września 2022 roku na stronie internetowej Sądu Najwyższego pojawiła się informacja o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót (oczekuje się na doręczenie postanowienia w tym zakresie). W dniu 21 września 2023 roku doręczono zawiadomienie o składzie rozpoznającym sprawę.

**Energa Obrót SA (powód)**  
**WIELKOPOLSKIE**  
**ELEKTROWNIE WIATROWE**  
**sp. z o.o. (pozwany 1),**  
**BANK BGŻ BNP PARIBAS SA**  
**(pozwany 2)**

*Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/17*

*Sygnatura w II instancji: I AGa 74/19*

*Wartość przedmiotu sporu: ok. 3 mln zł*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 15 i 19 grudnia 2017 roku złożone zostały odpowiedzi na pozew. W dniu 6 grudnia 2018 roku wydany został wyrok oddalający powództwo. W dniu 12 lutego 2019 roku Energa Obrót złożyła apelację. W dniu 13 sierpnia 2019 roku wydany został wyrok oddalający apelację. W dniu 5 sierpnia 2020 roku Energa Obrót złożyła skargę kasacyjną. We wrześniu 2020 roku Wielkopolskie Elektrownie Wiatrowe oraz BNP Paribas złożyły odpowiedzi na skargę kasacyjną. Zgodnie z informacją pozyskaną przez spółkę Energa Obrót, w dniu 27 maja 2022 roku Sąd Najwyższy przyjął do rozpoznania skargę kasacyjną. Oczekuje się na doręczenie postanowienia w tym zakresie. W dniu 5 lipca 2022 roku doręczono postanowienie o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej Energa Obrót. W dniu 13 marca 2023 roku doręczono zawiadomienie o składzie Sądu Najwyższego rozpoznającym sprawę. Na stronie internetowej Sądu Najwyższego pojawiła się informacja o wyznaczeniu posiedzenia niejawnego na dzień 21 kwietnia 2023 r. W dniu 21 kwietnia 2023 r. odbyło się posiedzenie niejawnie Sądu Najwyższego. Sąd Najwyższy wydał postanowienie w przedmiocie zwrócenia się do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z pytaniami prejudycjalnymi oraz postanowienie w przedmiocie zawieszenia postępowania do czasu zakończenia postępowania przed TSUE. W dniu 10 maja 2023 roku, Energa Obrót złożyła pismo zawierające wniosek o sprostowanie postanowienia, o którym mowa powyżej oraz opisujące możliwy sposób szerszej korekty pytań prejudycjalnych. W dniu 6 czerwca 2023 roku doręczono (i) postanowienie z dnia 26 maja 2023 roku w przedmiocie sprostowania omyłek pisarskich w postanowieniu z dnia 21 kwietnia 2023 roku dotyczącym zwrócenia się do TSUE z pytaniami prejudycjalnymi; (ii) postanowienie z dnia 21 kwietnia 2023 roku dotyczące zwrócenia się do TSUE z pytaniami prejudycjalnymi wraz z uzasadnieniem.

**Energa Obrót SA (powód)**  
**"EW KOŹMIN" sp. z o.o.**  
**(pozwany 1),**  
**BANK BGŻ BNP PARIBAS SA**  
**(pozwany 2)**

*Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 738/17*  
*Sygnatura w II instancji: I AGa 21/19*  
*Wartość przedmiotu sporu: ok. 2,8 mln zł*

W dniu 11 września 2017 roku Energa Obrót SA wniosła pozew. W dniu 22 grudnia 2018 roku złożone zostały odpowiedzi na pozew, przy czym „EW KOŹMIN” sp. z o.o. złożyła również pozew wzajemny o zapłatę kar umownych. W dniu 30 sierpnia 2018 roku sąd wydał wyrok oddalający powództwo o ustalenie i zasądzający kary umowne. Energa Obrót złożyła apelację. W dniu 24 czerwca 2020 roku sąd II instancji wydał wyrok, w którym oddalił apelację w zakresie żądania ustalenia nieważności CPA oraz uwzględnił apelację w zakresie żądania miarkowania kar umownych. W dniu 12 października 2020 roku Energa Obrót złożyła skargę kasacyjną. W dniu 22 września 2021 roku uzyskano informację z biura obsługi interesantów Sądu Najwyższego, że skarga kasacyjna Energa Obrót została przyjęta do rozpoznania. W dniu 8 października 2021 roku doręczono postanowienie o przyjęciu skargi kasacyjnej do rozpoznania. W dniu 10 marca 2023 roku doręczono zawiadomienie o składzie Sądu Najwyższego rozpoznającym sprawę. Na stronie internetowej Sądu Najwyższego pojawiła się informacja o wyznaczeniu posiedzenia niejawnego na dzień 28 kwietnia 2023 roku. W dniu 26 kwietnia 2023 r. Energa Obrót złożyła wniosek o zawieszenie postępowania. W dniu 28 kwietnia 2023 r. odbyło się posiedzenie niejawne Sądu Najwyższego. W dniu 8 maja 2023 roku Kancelarii doręczono postanowienie Sadu Najwyższego z dnia 28 kwietnia 2023 roku w przedmiocie zawieszenia postępowania do czasu rozstrzygnięcia pytań prejudycjalnych przedstawionych m.in. w sprawie przeciwko Wielkopolskim Elektrowniom Wiatrowym i BNP Paribas Bank Polska.

#### **7.4.   Zatrudnienie**

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energa na dzień 30 września 2023 roku wyniosło 8652 pracowników i było niższe od stanu na koniec 2022 roku o 129 osób. Główną przyczyną zmiany w poziomie zatrudnienia było przejęcie 100% udziałów spółki Energa Invest Sp. z o.o. przez ORLEN Projekt S.A.

#### **7.5.   Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe**

##### **Zwolnienia grupowe**

W III kwartale 2023 roku w spółkach Grupy nie przeprowadzono zwolnień grupowych, w rozumieniu Ustawy z dnia 13 marca 2003 roku o szczególnych zasadach rozwiązywania z pracownikami stosunków pracy z przyczyn niedotyczących pracowników.

##### **Spory zbiorowe**

W spółkach Grupy Energa na dzień 30 września 2023 roku działalność związkową prowadziło 34 organizacje związkowe. Uzwiązkowanie w Grupie Energa, wg stanu na dzień 30 września 2023 roku wyniosło 63,7%. Do związków zawodowych należało ok. 5,5 tysiąca osób.

Na dzień 30 września 2023 roku w Grupie Energa aktywne były trzy spory zbiorowe, które znajdują się obecnie na poniższym etapie:

1. dwa spory zbiorowe prowadzone u pracodawcy Energa Logistyka Sp. z o.o. wszczęte wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 24 i 30 września 2020 roku, dotyczące zmian ZUZP, rokowania w zakresie zmian nad ZUZP lub uzgodnienia nowego ZUZP są w toku.
2. jeden spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wszczęty wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 1 czerwca 2023 roku dotyczący realizacji postanowień art. 47 ZUZP, jest na etapie rokowań.

Gdańsk, 30 października 2023 roku

Podpisy Członków Zarządu Energi SA

Zofia Paryła  
Prezes Zarządu Energi SA

Michał Perlik  
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych i Klimatu

Adriana Sikorska  
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Komunikacji

Janusz Szurski  
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Korporacyjnych

Łukasz Minuth  
p.o. Dyrektora Departamentu Finansów

## Spis tabel

Tabela 1: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat (mln zł).....	13
Tabela 2: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych (mln zł).....	15
Tabela 3: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł).....	16
Tabela 4: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł).....	18
Tabela 5: Wskaźniki finansowe Grupy Energa.....	19
Tabela 6: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe (mln zł).....	22
Tabela 7: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych (GWh).....	22
Tabela 8: Wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI.....	23
Tabela 9: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł).....	23
Tabela 10: Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh).....	25
Tabela 11: Produkcja ciepła brutto (TJ).....	25
Tabela 12: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*.....	26
Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł).....	26
Tabela 14: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania (mln zł).....	27
Tabela 15: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda (mln zł).....	28
Tabela 16: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr (mln zł).....	28
Tabela 17: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce (mln zł).....	28
Tabela 18: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty (mln zł).....	29
Tabela 19: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż (GWh).....	29
Tabela 20: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł).....	30
Tabela 21: Średnie poziomy cenzielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Giełdzie Energii.....	37
Tabela 22: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę.....	37
Tabela 23: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę.....	42
Tabela 24: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 września 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji.....	46
Tabela 25: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 września 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszej Informacji.....	46
Tabela 26: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 września 2023 roku.....	46
Tabela 27: Nominalna wartość objętych przez Energe SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 września 2023 roku (mln zł).....	49
Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	51
Tabela 29: Najistotniejsze ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	52
Tabela 30: Najistotniejsze ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	53
Tabela 31: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	54
Tabela 32: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	56

## Spis rysunków

Rysunek 1: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł).....	14
Rysunek 2: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł).....	18
Rysunek 3: Struktura aktywów i pasywów.....	19
Rysunek 4: Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału.....	20
Rysunek 5: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł).....	23
Rysunek 6: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł).....	24
Rysunek 7: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł).....	26
Rysunek 8: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł).....	27
Rysunek 9: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł).....	30
Rysunek 10: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł).....	31
Rysunek 11: Produkcja energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku (TWh).....	33
Rysunek 12: Zużycie energii elektrycznej w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku (TWh).....	33
Rysunek 13: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce po 3 kwartałach 2023 roku (TWh).....	34
Rysunek 14: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących po 3 kwartałach 2023 roku (cena (PLN/MWh)).....	34
Rysunek 15: Indeks TGeBase po 3 kwartałach 2023 roku (PLN/MWh).....	35
Rysunek 16: Cena kontraktu terminowego pasmów dostaw na 2023 rok po 3 kwartałach 2023 roku.....	35
Rysunek 17: Ceny uprawnień EUA po 3 kwartałach 2023 roku (euro/tona).....	36
Rysunek 18: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) po 3 kwartałach 2023 roku (PLN/MWh).....	37
Rysunek 19: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA.....	47
Rysunek 20: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa.....	49

## Słownik skrótów i pojęć

Biomasa	Stale lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
CAPEX (ang. <i>Capital Expenditures</i> )	Nakłady inwestycyjne
CIRS, CCIRS (ang. <i>Currency Interest Rate Swap, Cross-Currency Interest Rate Swap</i> )	Transakcje wymiany walutowo-procentowej, w której dochodzić będzie do płatności opartych o zmienne stopy procentowe, przez ustalony okres z ustaloną częstotliwością w dwóch różnych walutach (CIRS) lub większej liczbie walut (CCIRS)
CO <sub>2</sub>	Dwutlenek węgla
EBI (ang. <i>European Investment Bank</i> )	Europejski Bank Inwestycyjny
EBITDA (ang. <i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i> )	Energa SA definiuje EBITDA jako zysk/strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację oraz odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych.
EBIT (ang. <i>Earnings before interest and taxes</i> )	Zysk operacyjny
Energa SA, Spółka Energa	Spółka dominująca w ramach Grupy Kapitałowej Energa
Energa Operator, EOP	Energa Operator SA, spółka zależna od Energi SA będąca liderem Segmentu Dystrybucja w Grupie Energa.
Energa Obrót, EOB	Energa Obrót SA, spółka zależna od Energi SA będąca liderem Segmentu Sprzedaż w Grupie Energa
EMTN (ang. <i>Euro Medium Term Notes</i> )	Program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN
EUA (ang. <i>European Union Allowance</i> )	Uprawnienia do emisji
EUR	Euro, waluta stosowana w krajach należących do strefy euro Unii Europejskiej
GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie SA
Grupa Kapitałowa Energa, Grupa Energa, Grupa,	Grupa kapitałowa zajmująca się dystrybucją obrotem i wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej. Prowadzi również działalność związaną z oświetleniem ulicznym, projektowaniem, zaopatrzeniem materiałowym, wykonawstwem sieciowym i transportem specjalistycznym oraz usługami hotelowymi i informatycznymi
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GUS	Główny Urząd Statystyczny
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 <sup>9</sup> W
GWe	Gigawat mocy elektrycznej
GWh	Gigawatogodzina
IRS (ang. <i>Interest Rate Swap</i> )	Umowa wymiany płatności odsetkowych pomiędzy dwiema stronami, na podstawie której strony wypłacają sobie wzajemnie odsetki od umownego nominalu kontraktu, naliczane według odmiennej stopy procentowej.
Kogeneracja, CHP	Proces technologiczny równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej wytworzonej lub zużytej przez urządzenie o mocy 1 kW w ciągu 1 godziny; 1 kWh = 3 600 000 J = 3,6 MJ
MW	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 <sup>6</sup> W
MWe	Megawat mocy elektrycznej
MWh	Megawatogodzina
Odnawialne źródła energii, OZE	Źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
ORM	Operacyjna rezerwa mocy
OSD, Operator Systemu Dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
OSP, Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
OZEX_A	Cena średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji kontraktem PMOZE_A na sesji giełdowej
PKB	Produkt Krajowy Brutto
PMI	Wskaźnik aktywności gospodarczej przemysłu, wyliczany przez firmę Markit we współpracy z bankiem HSBC
PMOZE_A	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, której określony w świadectwie pochodzenia okres produkcji rozpoczął się od 1 marca 2009 roku
Prawa majątkowe	Zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii i w kogeneracji

PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000197596; spółka wyznaczona decyzją Prezesa URE Nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 roku na Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 1 stycznia 2008 roku do dnia 1 lipca 2014 roku
r/r	Rok do roku
SAIDI (ang. <i>System Average Interruption Duration Index</i> )	Systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) rocznego czasu trwania przerw
SAIFI (ang. <i>System Average Interruption Frequency Index</i> )	Systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) trwania przerw na osobę
SPOT	Rynek dnia następnego (RDN) - rynek energii działający w przedziale czasu „dnia następnego” (DN) zapewniający dostawę energii w dniu D
Świadectwo pochodzenia ze kogeneracji	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9l Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej w: (i) jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. żółty certyfikat), (ii) jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. fioletowy certyfikat), albo (iii) w innej jednostce kogeneracji (tzw. czerwony certyfikat)
Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (tzw. zielony certyfikat)
Taryfa G	Grupa taryfowa dla odbiorców indywidualnych - gospodarstw domowych
Towarowa Giełda Energii, TGE	Towarowa Giełda Energii SA, giełda towarowa na której przedmiotem obrotu są towary giełdowe dopuszczone do obrotu na giełdzie, tj. energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, limity wielkości emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń
TPA (ang. <i>Third Party Access</i> )	Zasada oznaczająca możliwość korzystania z sieci energetycznej przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku kupowania od niego energii elektrycznej
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI. 1 TWh to 10 <sup>9</sup> kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WACC (ang. <i>weighted average cost of capital</i> )	Średni ważony koszt kapitału
WIBOR (ang. <i>Warsaw Interbank Offered Rate</i> )	Międzybankowa stopa procentowa
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii