



Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa w I półroczu 2023 roku

Gdańsk, dnia 23 sierpnia 2023 roku

Spis treści

1.	PODSUMOWANIE	3
2.	PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA.....	6
2.1.	Charakterystyka działalności Grupy	6
2.2.	Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2023 roku i po dniu bilansowym	8
2.3.	Działalność Badawczo-Rozwojowa i Innowacyjna	10
2.4.	Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów	12
2.5.	Nagrody i wyróżnienia	14
3.	OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE	17
3.1.	Rynek energii elektrycznej w Polsce	17
3.2.	Otoczenie regulacyjne	21
3.3.	Czynniki wpływu na wyniki Grupy Energa w perspektywie co najmniej jednego kwartału	28
4.	SYTUACJA FINANSOWO-MAJATKOWA GRUPY ENERGA.....	30
4.1.	Zasady sporządzenia półrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	30
4.2.	Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w półrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ..	30
4.3.	Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji	36
4.4.	Opis istotnych pozycji pozabilansowych	37
4.5.	Prognozy wyników finansowych	37
5.	DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA.....	39
5.1.	Linia Biznesowa Dystrybucja	39
5.1.1.	Działalność biznesowa i operacyjna	39
5.1.2.	Wyniki finansowe	40
5.2.	Linia Biznesowa Wytwarzanie	42
5.2.1.	Działalność biznesowa i operacyjna	42
5.2.2.	Wyniki finansowe	44
5.3.	Linia Biznesowa Sprzedaż	47
5.3.1.	Działalność biznesowa i operacyjna	47
5.3.2.	Wyniki finansowe	47
6.	ZARZĄDZANIE RYZYKIEM.....	51
6.1.	Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa	51
6.2.	Opis istotnych czynników i ryzyk	52
7.	AKCJE I AKCJONARIAT	61
7.1.	Struktura akcjonariatu Spółki Energa	61
7.2.	Notowania akcji Spółki na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie	61
7.3.	Oceny ratingowe	62
7.4.	Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	62
8.	POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE	64
8.1.	Informacje o istotnych umowach i transakcjach	64
8.2.	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	68
8.3.	Sytuacja kadrowo-płacowa	79
OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU	81	
Spis tabel	82	
Spis rysunków	82	
Słownik skrótów i pojęć	83	

1. PODSUMOWANIE

GRUPA ENERGA W I PÓŁROCZU 2023 ROKU



Jedna z wiodących grup energetycznych oraz niezawodny dostawca energii i usług dla 1/4 kraju, z 53% udziałem produkcji z OZE w produkcji własnej.

Wyniki finansowe

Przychody	EBITDA	Marża EBITDA
13 434 mln zł	2 607 mln zł	19,4%

Odnawialne źródła energii

Produkcja OZE	Moc zainstalowana									
921 GWh	616 MWe	<table><tr><td>Wiatr</td><td>40%</td></tr><tr><td>El. przepływowe</td><td>33%</td></tr><tr><td>PV</td><td>14%</td></tr><tr><td>Biomasa</td><td>13%</td></tr></table>	Wiatr	40%	El. przepływowe	33%	PV	14%	Biomasa	13%
Wiatr	40%									
El. przepływowe	33%									
PV	14%									
Biomasa	13%									

Dane operacyjne





Wolumen dostarczonej energii	Produkcja ee brutto	Sprzedaż detaliczna ee
11,3 TWh	1,7 TWh	8,6 TWh

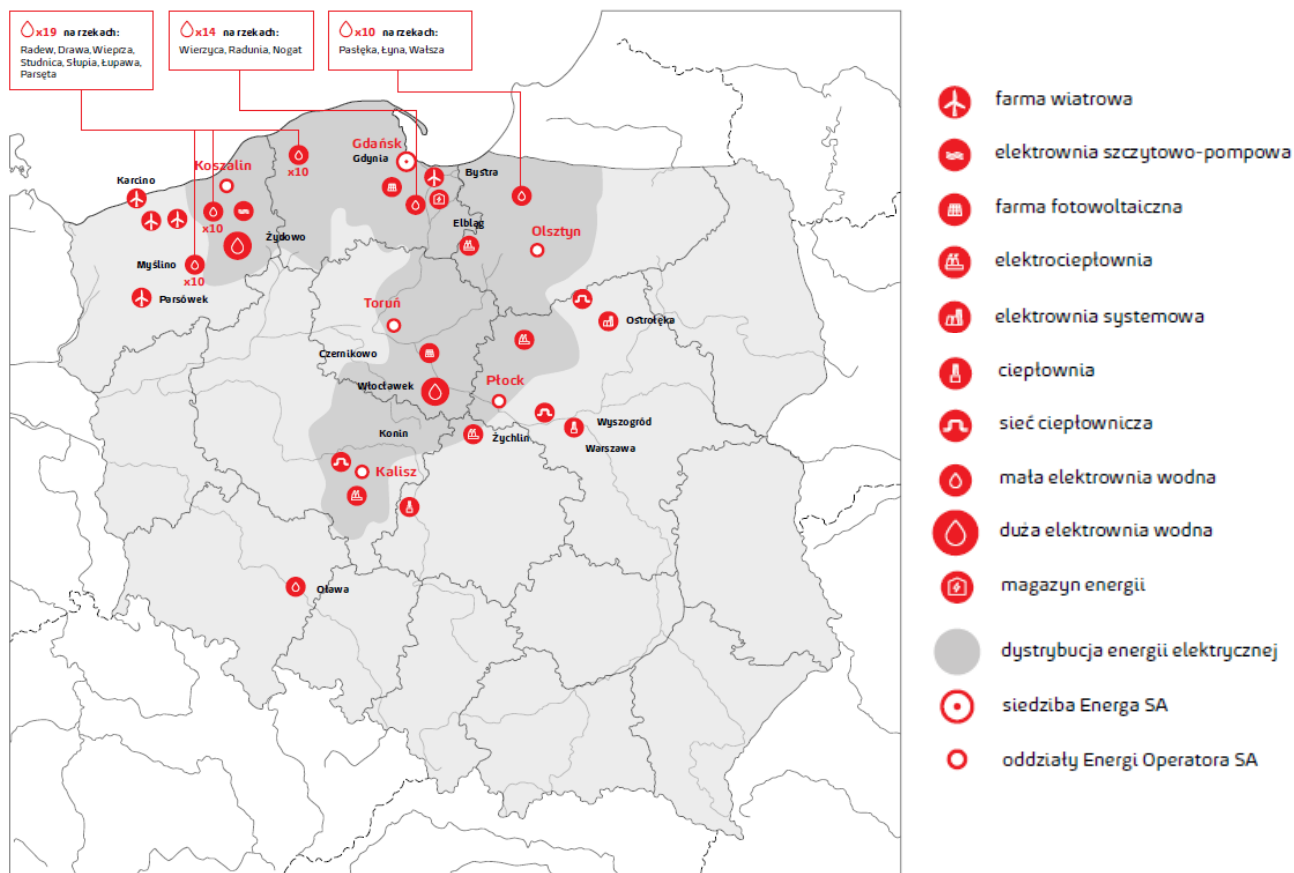
Niezbędnik inwestora*

Kapitalizacja	Cena akcji	Rating Fitch	Rating Moody's
3,48 mld zł	8,40 zł	BBB+	Baa2

* Stan na 30 czerwca 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 	8,8 tys. 



Kluczowe Linie Biznesowe

Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż
Energa Operator	Energa Wytwarzanie	Energa Obrót
EBITDA: 1 591 mln zł	EBITDA: 366 mln zł	EBITDA: 742 mln zł

Inwestycje

1 731 mln zł	Nowoprzyłączeni klienci	Modernizacja linii WN, SN i nN	Nowe źródła OZE*
Z czego Dystrybucja: 935 mln zł	36 tys.	1 470 km	800 MW

* przyłączone do sieci dystrybucji



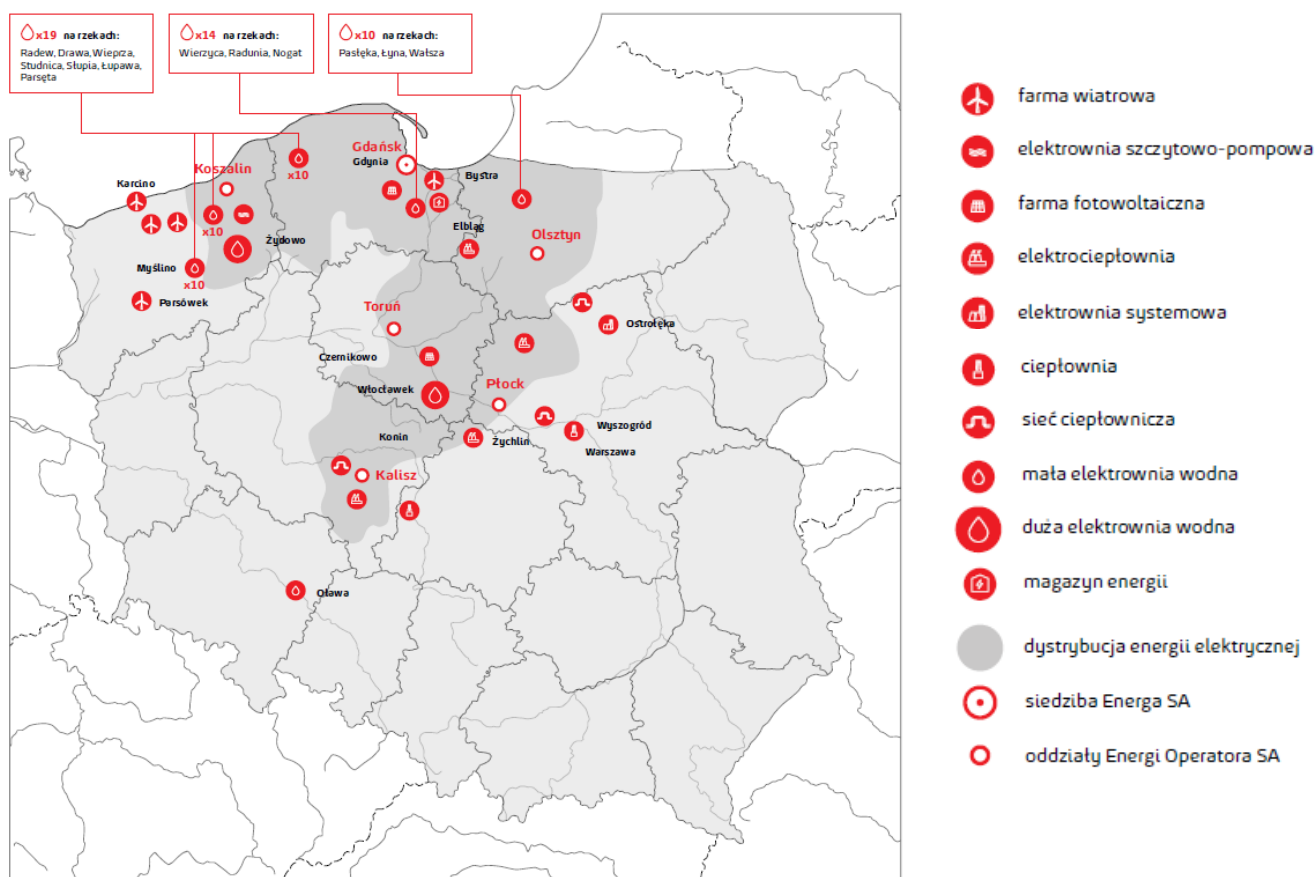
Elektrownia Wodna w Straszynie

Podstawowe informacje o Grupie Energa

2. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE ENERGA

2.1. Charakterystyka działalności Grupy

Rysunek 1: Lokalizacja działalności i główne aktywa Grupy



Podstawowa działalność Grupy Kapitałowej Energa („Grupa”, „Grupa Energa”) obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz obrót energią elektryczną i ciepłą, 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 czerwca 2023 roku łączna długość linii energetycznych eksploatowanych przez Grupę wynosiła ponad 196 tys. km i obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km², co stanowiło około 24% powierzchni kraju.

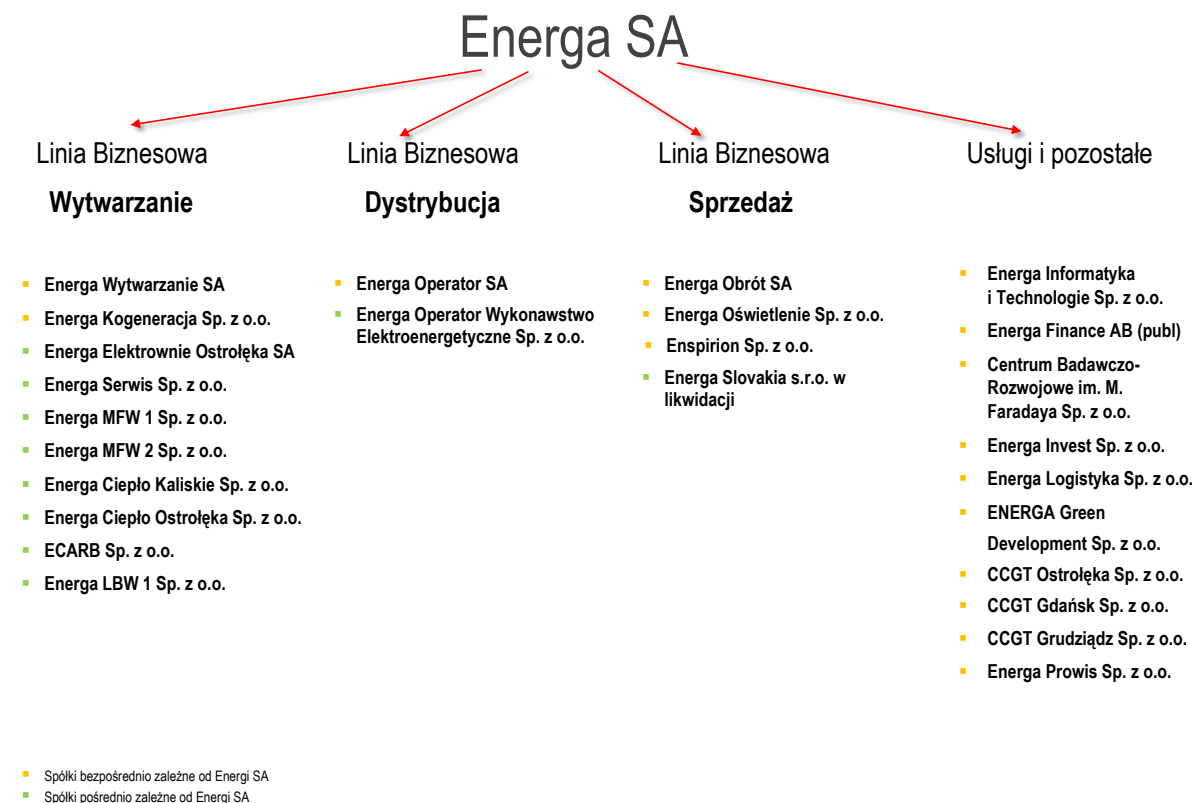
Linia Biznesowa Wytwarzanie działa w oparciu o cztery Obszary Wytwarzania: Elektrownia w Ostrołęce, Woda, Wiatr i Pozostałe (w tym kogeneracja – CHP). Całkowita zainstalowana moc wytwórcza w elektrowniach Grupy wynosiła na koniec czerwca 2023 roku około 1,4 GW. Podmiotem wiodącym tej Linii Biznesowej jest spółka Energa Wytwarzanie SA („Energa Wytwarzanie”, „EWYT”). W I półroczu 2023 roku Grupa wytworzyła ok. 1,7 TWh energii elektrycznej brutto, z czego 44% pochodziło z węgla kamiennego, 37% z wody, 15% z wiatru, 3% z biomasy i 2% z fotowoltaiki. Grupa 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 instalacji spalającej biomasę (w spółce Energa Kogeneracja) oraz posiadanych instalacjach fotowoltaicznych. Na koniec czerwca 2023 roku w Grupie zainstalowanych było około 0,6 GW w odnawialnych źródłach energii, z których Grupa w ciągu pierwszego półrocza 2023 roku wyprodukowała 921 GWh energii elektrycznej brutto.

Linia Biznesowa Sprzedaż, której podmiotem wiodącym jest Energa Obrót SA ("Energa Obrót", „EOB”), prowadzi sprzedaż energii elektrycznej, gazu i dodatkowych usług do wszystkich segmentów klientów - od przemysłu poprzez duży, średni i mały biznes, a na gospodarstwach domowych kończąc. Na koniec I półrocza 2023 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.

Struktura Grupy

Na dzień 30 czerwca 2023 roku w skład Grupy Energa, łącznie z podmiotem dominującym – spółką Energa SA („Energa”, „Spółka”, „Emitent”) wchodziło 27 spółek.

Rysunek 2: Uproszczony schemat struktury organizacyjnej Grupy Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku



Na dzień 30 czerwca 2023 roku Grupa posiadała udziały we wspólnym przedsięwzięciu - Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. (dawniej Elektrownia Ostrołęka SA) oraz w jednostce stowarzyszonej - Polimex-Mostostal S.A. („Polimex”).

Ważniejsze zmiany w strukturze i organizacji Grupy

Utworzenie spółki Energa Prowis Sp. z o.o.

Spółka została zarejestrowana w KRS w dniu 28 czerwca 2023 roku. 100% udziałów w tej spółce posiada Energa SA. Głównym celem działalności operacyjnej Energa Prowis Sp. z o.o. będzie prowadzenie działań zmierzających do sprzedaży aktywów składających się na będący w przygotowaniu projekt, polegający na budowie zapory i elektrowni wodnej na rzece Wiśle w miejscowości Siarzewo poniżej Włocławka.

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 (szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w nocie

16 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2023 roku).

2.2. Najważniejsze zdarzenia w I półroczu 2023 roku i po dniu bilansowym

2.2.1. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego

Zmiany w Zarządzie i Radzie Nadzorczej Energa SA

W dniu 16 lutego 2023 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o odwołaniu z dniem 16 lutego 2023 roku ze składu Zarządu Spółki VII kadencji Pana Dominika Wadeckiego, pełniącego funkcję Wiceprezesa Zarządu Energi SA ds. Operacyjnych i Klimatu.

Dnia 22 lutego 2023 roku Pan Michał Róg złożył oświadczenie o rezygnacji z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej Spółki z upływem dnia 22 lutego 2023 roku.

W dniu 27 kwietnia 2023 roku PKN ORLEN S.A. (obecnie ORLEN S.A., dalej „ORLEN”), akcjonariusz większościowy Spółki, złożył oświadczenie o powołaniu z dniem 1 maja 2023 roku do Rady Nadzorczej Spółki Pana Artura Michalskiego.

W dniu 15 czerwca 2023 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Energi podjęło uchwały o powołaniu następujących Członków Rady Nadzorczej Spółki nowej, wspólnej VII Kadencji:

- Pani Agnieszki Terlikowskiej-Kuleszy,
- Pana Artura Michalskiego,
- Pani Sylwii Kobyłkiewicz,
- Pani Barbary Hajdas.

Tego samego dnia ORLEN złożył oświadczenie o powołaniu na podstawie art. 385 § 2 Kodeksu spółek handlowych oraz § 17 ust. 3 Statutu Spółki do Rady Nadzorczej Spółki nowej, wspólnej VII Kadencji następujących osób:

- Pani Pauli Ziemieckiej-Księżak na funkcję Przewodniczącej Rady Nadzorczej,
- Pani Anny Barbary Ziobroń na funkcję Członka Rady Nadzorczej,
- Pana Jarosława Piotra Dybowskiego na funkcję Członka Rady Nadzorczej,
- Pani Agnieszki Sylwii Żyro na funkcję Członka Rady Nadzorczej.

VII Kadencja Rady Nadzorczej Spółki rozpoczęła się z dniem następnym po dniu odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki zatwierdzającego sprawozdanie finansowe Energa SA za 2022 rok, czyli 16 czerwca 2023 roku.

Podział zysku netto Spółki za 2022 rok

9 maja 2023 roku Zarząd Spółki podjął decyzję, iż zarekomenduje Walnemu Zgromadzeniu Energa SA („WZ”) przeznaczenie zysku netto Spółki za 2022 rok w wysokości 49.875.171,18 zł na podwyższenie kapitału zapasowego. 11 maja 2023 roku Rada Nadzorcza Spółki pozytywnie oceniła tę rekomendację. 15 czerwca 2023 roku WZ podjęło decyzję w przedmiocie podziału zysku netto Spółki za 2022 rok zgodnie z rekomendacją Zarządu Spółki.

Zawarcie umowy kredytowej na finansowanie budowy elektrowni gazowo-parowej (CCGT) w Ostrołęce

29 czerwca 2023 roku spółka CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. („Kredytobiorca”) zawarła umowę kredytową na finansowanie budowy elektrowni gazowo-parowej (CCGT) o mocy 745 MWe netto w Ostrołęce i działalności operacyjnej Kredytobiorcy. Umowa została zawarta z konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych w składzie: Bank Gospodarstwa Krajowego, Alior Bank SA, Bank Polska Kasa Opieki SA (pełniący rolę Agenta Kredytu oraz Agenta Zabezpieczeń), KfW IPEX-Bank GmbH oraz Erste Group Bank AG.

Przedmiotem ww. umowy jest udzielenie Kredytobiorcy środków finansowych w łącznej wysokości 2,64 mld zł, z czego 2,45 mld zł to terminowy kredyt inwestycyjny, natomiast pozostała część to dwa kredyty odnawialne przeznaczone na działalność operacyjną Kredytobiorcy i finansowanie podatku VAT w okresie budowy elektrowni (dalej łącznie „Kredyt”). Zgodnie z umową Kredytobiorca jest zobowiązany do spłaty środków z Kredytu wraz z odsetkami oraz innymi należnymi kwotami na warunkach określonych w tej umowie, przy czym spłata środków z kredytu terminowego powinna nastąpić do dnia 15 grudnia 2036 roku. Oprocentowanie Kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę.

Kredyt jest zabezpieczony, m.in. poprzez hipotekę na nieruchomościach Kredytobiorcy. Kredyt zostanie uruchomiony po spełnieniu określonych warunków zawieszających.

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 (węgla 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 węgla 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 I półroczu 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

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 jakiejkolwiek 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 w terminie i w sposób przewidziany przez obowiązujące przepisy prawne.

2.3. Działalność Badawczo-Rozwojowa i Innowacyjna

W pierwszym półroczu 2023 roku spółki z Grupy Energa w obszarze Badań, Rozwoju i Innowacji (B+R+I) realizowały 19 projektów badawczo-rozwojowych i innowacyjnych, przy czym 3 z nich zostały zakończone w tym okresie. Na realizację ww. 19 projektów spółki Grupy wydatkowały około 9 mln zł.

W I półroczu 2023 roku w ramach Grupy Energa zainicjowane zostały dwa projekty innowacyjne: pierwszy przez spółkę Energa Obrót pn. „Oferta dla społeczności energetycznych”, a drugi przez spółkę Energa Oświetlenie Sp. z o.o. pn. „Rozwój nastupowej stacji ładowania pojazdów elektrycznych”. Opisy wybranych projektów B+R+I podane zostały w punkcie 2.3.1 poniżej.

2.3.1. Kluczowe projekty Grupy Energa realizowane w I półroczu 2023 roku

SERENE

Energa Operator realizuje projekt badawczy „SERENE”, którego celem jest opracowanie mechanizmów i modeli biznesowych dla nowych usług sieciowych, zwiększających elastyczność sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego napięcia, zastosowanie rozwiązań technicznych pozwalających na aktywne zarządzanie siecią niskiego napięcia z wykorzystaniem liczników AMI. Projekt realizowany jest w europejskim konsorcjum i dofinansowany jest w ramach programu Horizon 2020. Projekt rozpoczął się w sierpniu 2019 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec maja 2025 roku. W I półroczu 2023 roku w ramach projektu rozpoczęto prace nad modernizacją stacji elektroenergetycznej w Przywidzu, realizowano prace nad przygotowaniem modelu sieci elektroenergetycznej opisującego integrację zainstalowanych urządzeń (PV, EV, HVAC), jak również opracowano wytyczne dla wykonawców dot. modernizacji stacji elektroenergetycznej T-5393 PRZYWIDZ OSADA.

OneNet

Energa Operator realizuje projekt badawczy „OneNet”, którego celem jest opracowanie mechanizmów i modeli biznesowych dla nowych usług sieciowych zwiększających elastyczność sieci przesyłowej i dystrybucyjnej WN, SN i nn. Projekt realizowany jest w europejskim konsorcjum i dofinansowany jest w ramach programu Horizon 2020. Projekt rozpoczął się w listopadzie 2019 roku, a jego zakończenie planowane jest na lipiec 2024 roku. W I półroczu 2023 roku w ramach projektu m.in. przeprowadzono testy komunikacji urządzeń sterujących instalacjami PV u klientów oraz kontynuowano testy we wszystkich obszarach sieci (Mława, Puck oraz Kalisz), rozpoczęto testy instalacji i urządzeń sterujących instalacjami PV u klientów z wykorzystaniem algorytmu NCBJ do optymalnego wyboru ofert dla aukcji bilansowania, przekazano dane z polskiego demo w zakresie polskiej platformy rynkowej AtFlex, opracowanej w ramach polskiego demo, jako wsad do opracowywanego raportu.

EUniversal

Energa Operator realizuje projekt badawczy „EUniversal” w zakresie rozwoju elastyczności sieci i możliwości wykorzystania usług elastyczności na rynku energii. Projekt realizowany jest w europejskim konsorcjum przez 18 europejskich podmiotów związanych z branżą energetyczną i dofinansowany jest w ramach programu Horizon 2020. Projekt rozpoczął się w czerwcu 2018 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec lutego 2024 roku. W I półroczu 2023 roku w ramach projektu realizowano testy inteligentnych stacji transformatorowych oraz kontynuowano testy usług elastyczności z wykorzystaniem platformy NODES, które zakończyły się wynikiem pozytywnym.

rSOC

Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o. realizuje projekt badawczy „RSOC”, którego celem jest opracowanie i konstrukcja układu power-to-gas opartego na stosie stałotlenkowych ogniw elektrochemicznych, pracujących w trybie elektrolizera przewidzianego również do pracy w trybie odwracalnym. Projekt realizowany jest w konsorcjum, przy dofinansowaniu z programu „Szybka ścieżka” Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Projekt rozpoczął się w styczniu 2020 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec listopada 2023 roku. W I półroczu 2023 roku w ramach projektu realizowane były testy instalacji RSOC w Elblągu wraz z badaniem poziomu produkcji.

Innowacyjne zmiennofazowe magazyny ciepła i chłodu w nowoczesnej instalacji ciepła sieciowego

Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. realizuje projekt badawczy „Innowacyjne zmiennofazowe magazyny ciepła i chłodu w nowoczesnej instalacji ciepła sieciowego”, którego celem jest opracowanie dedykowanego zmiennofazowego magazynu ciepła współpracującego z niewielką siłownią gazową. Projekt realizowany jest w konsorcjum i dofinansowany jest w ramach programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Projekt rozpoczął się w marcu 2017 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec września 2023 roku. W I półroczu 2023 roku prowadzone były m.in. badania magazynów ciepła i chłodu w warunkach rzeczywistych. W lutym 2023 roku zamontowany został kolejny, trzeci magazyn, na którym kontynuowane będą badania.

Nowatorskie konstrukcje specjalnego przeznaczenia jedno i dwutorowych słupów dla linii wysokich napięć wraz z układem łączności zasilanym bezpośrednio z linii wysokiego napięcia

Energa Invest Sp. z o.o. realizuje projekt badawczy „Nowatorskie konstrukcje specjalnego przeznaczenia jedno i dwutorowych słupów dla linii wysokich napięć wraz z układem łączności zasilanym bezpośrednio z linii wysokiego napięcia”, którego celem

jest opracowanie nowatorskich konstrukcji specjalnego przeznaczenia jedno i dwutorowych dla linii wysokich napięć wraz z układem łączności zasilanym bezpośrednio z linii wysokiego napięcia. Projekt realizowany jest w konsorcjum i dofinansowany jest w ramach programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Projekt rozpoczął się w maju 2020 roku, a jego zakończenie planowane jest na koniec grudnia 2023 roku. W I półroczu 2023 roku przystąpiono do etapu 9 projektu, czyli do prac rozwojowych mających na celu ukończenie kompletnego zbioru rozwiązań konstrukcyjnych, jak również przystąpiono do analizy numerycznej modelu 3D.

2.4. Nakłady inwestycyjne i realizacja kluczowych projektów

W ciągu pierwszych 6 miesięcy 2023 roku nakłady inwestycyjne w Grupie Energa wyniosły 1 731 mln zł i były o 796 mln zł, tj. 85% wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Inwestycje Linii Biznesowej Dystrybucja stanowiły 54% wszystkich nakładów poniesionych przez Grupę i wyniosły 935 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 195 mln zł, z czego istotny udział stanowiły zadania związane z budową nowych PV (głównie PV Wielbark).

Natomiast w Linii Biznesowej Sprzedaż przeznaczono na inwestycje 57 mln zł, z czego najwięcej na prace związane z majątkiem oświetleniowym. Istotnym nakładem w sprawozdawanym okresie był także zakup od Energa Operator SA stacji ładowania pojazdów elektrycznych.

Linia Biznesowa Pozostałe i korekty zrealizowała nakłady w wysokości 544 mln zł, w tym nakłady związane z budową CCGT w Ostrolęce wyniosły 324 mln zł, natomiast przeznaczone na budowę CCGT w Grudziądzu 246 mln zł.

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 6 miesięcy 2023 roku

Opis projektu	Nakłady inwestycyjne za 6 miesięcy 2023 roku (mln zł)
Linia Biznesowa Dystrybucja	935
Przyłączenie odbiorców i źródeł ee oraz związana z tym budowa nowych sieci	576
Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku związana z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc	262
Pozostałe nakłady inwestycyjne, kolizje i korekty	97
Linia Biznesowa Wytwarzanie	195
Energa Wytwarzanie Nowe moce wytwórcze (PV Wielbark)	149
Pozostałe nakłady inwestycyjne	46
Linia Biznesowa Sprzedaż	57
Nakłady inwestycyjne na majątek oświetleniowy	27
Zakup stacji ładowania pojazdów elektrycznych	21
Pozostałe nakłady inwestycyjne	9
Pozostałe spółki, projekty i korekty	544
CCGT Ostrolęka	324
CCGT Grudziądz	246
Pozostałe inwestycje i korekty	-26
Razem	1 731

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 lokalizacji Kalisz realizowany jest kontrakt na budowę kotłowni rezerwowo-szczytowej oraz stacji uzdatniania wody. Kotły zostały wprowadzone i posadowione w budynku kotłowni. Trwa montaż osprzętu i instalacji w obrębie kotłów. Realizowane są również prace dot. budowy układu kogeneracyjnego opartego o silniki gazowe 2xSG10. Zakończono wyburzenia w budynku, gdzie mają być zlokalizowane silniki.

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

W pierwszym półroczu 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.

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 pierwszym półroczu 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 pierwszym półroczu 2023 roku uruchomiono środowisko IT dla SCADA.

Projekt PV Gryf 1 i PV Gryf 2

Celem projektu jest budowa farmy fotowoltaicznej o łącznej mocy ok. 25 MW. Zgodnie z ogłoszonymi w grudniu 2020 roku wynikami aukcji OZE spółka Energa Wytwarzanie wygrała aukcję zwykłą dla instalacji. Farma powstaje w gminie Przykona, na terenach zrekultywowanych po kopalni odkrywkowej węgla brunatnego Adamów. 30 czerwca 2022 r. dokonano odbioru końcowego PV Gryf (ok. 20 MW) i rozpoczęto prace związane z rozbudową farmy o dodatkowe ok. 5,25 MW (PV Gryf 2). 23 marca 2023 roku dokonano odbioru końcowego PV Gryf 2.

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 pierwszym półroczu 2023 roku uruchomiono postępowanie przetargowe na wybór generalnego wykonawcy tej inwestycji.

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 pierwszym półroczu 2023 roku dokonano odbioru końcowego PV Przykona i PV Czernikowo+, trwają prace związane z energetyzacją PV Samolubie 1, PV Samolubie 2. Trwają także 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.

Inwestycja w nowe źródła OZE o łącznej mocy 59 MW

30 czerwca 2023 roku Energa Wytwarzanie podpisała z firmą Greenvolt umowę przedwstępną na zakup farmy wiatrowej i czterech instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 59 MW za szacowaną kwotę ok. 107 mln euro. Transakcja dotyczy dwóch projektów OZE realizowanych w woj. wielkopolskim. Pierwszym jest projekt Opalenica, obejmujący trzy farmy fotowoltaiczne o łącznej mocy 22 MW. Drugim – hybrydowy projekt Sompolno, łączący turbiny wiatrowe o mocy 26 MW i instalację fotowoltaiczną o mocy 10 MW. Projekt Opalenica ma osiągnąć pełną gotowość operacyjną w grudniu 2023 roku, natomiast Sompolno w czerwcu 2024 roku. Nabywane aktywa w ciągu roku mogą wyprodukować 111 GWh energii, czyli równowartość zużycia ponad 55 tys. gospodarstw domowych. Za budowę i doprowadzenie obu projektów do fazy operacyjnej odpowiada Greenvolt Power, spółka będąca częścią Grupy Greenvolt.

2.5. Nagrody i wyróżnienia

Ip.	Nazwa/tytuł wyróżnienia/nagrody	Opis - czego dotyczyła przyznana nagroda	Kiedy otrzymano nagrodę/wyróżnienie (miesiąc)	Spółka
1.	Tytuł Mecenas Toruńskiego Sportu 2022	Podziękowanie dla sponsora za wspieranie toruńskich klubów sportowych	Marzec 2023	Energa
2.	Aranżacja Stoiska: Kreatywna Nagroda	Energa Obrót otrzymała nagrodę w kategorii Aranżacja Stoiska: Kreatywna Nagroda podczas Targów Budowlanych Dom Nowoczesny & Odnawialne Źródła Energii, które odbyły się 15-16 kwietnia 2023 roku w Jaworznie.	Kwiecień 2023	Energa Obrót
3.	Orzeł WPROST	Nagrody specjalna Orły Wprost 2023 woj. pomorskiego w kategorii ENERGETYKA	Maj 2023	Energa Logistyka
4.	Statuetka Wielki Gak 2023	Podziękowanie za wsparcie Gdyńskiej Akademii Koszykówki w sezonie 2022/23	Czerwiec 2023	Energa
5.	Tablica pamiątkowa za współpracę z Polskim Związkiem Koszykówki	Podziękowanie za współpracę sponsoringową z Polskim Związkiem Koszykówki na zakończenie umowy	Czerwiec 2023	Energa
6.	Statuetka dla sponsora Energa Basket Ligi Kobiet i Energa Basket Ligi za sezon 2022/23	Podziękowanie dla sponsora tytularnego lig za sezon 2022/23	Czerwiec 2023	Energa
7.	Energa 2 miejsce Lider Odpowiedzialnego Biznesu w kategorii „Paliwa, energetyka wydobywcia” w Rankingu Odpowiedzialnych Firm	Energa została wiceliderem branży „Paliwa, energetyka wydobywcia” w XVII edycji Rankingu Odpowiedzialnych Firm 2023”	Czerwiec 2023	Energa

8.	Energa nagrodzona Złotym Listkiem CSR Polityki w zestawieniu firm odpowiedzialnych społecznie za 2022 rok.	Listki CSR Polityki to ranking działających w Polsce firm najbardziej zaangażowanych społecznie	Czerwiec 2023	Energa
9.	Wyróżnienie za działania wspierające realizację celów zrównoważonego rozwoju za 2022 rok – za projekt Planeta Energii, Domy Dobrej Energii, liczniki zdalnego odczytu AMI oraz łączność radiową TETRA	Energa otrzymała wyróżnienie za realizację celów zrównoważonego rozwoju.	Czerwiec 2023	Energa



Elektrownia wodna Pięczęno

Otoczenie regulacyjno-biznesowe

3. OTOCZENIE REGULACYJNO-BIZNESOWE

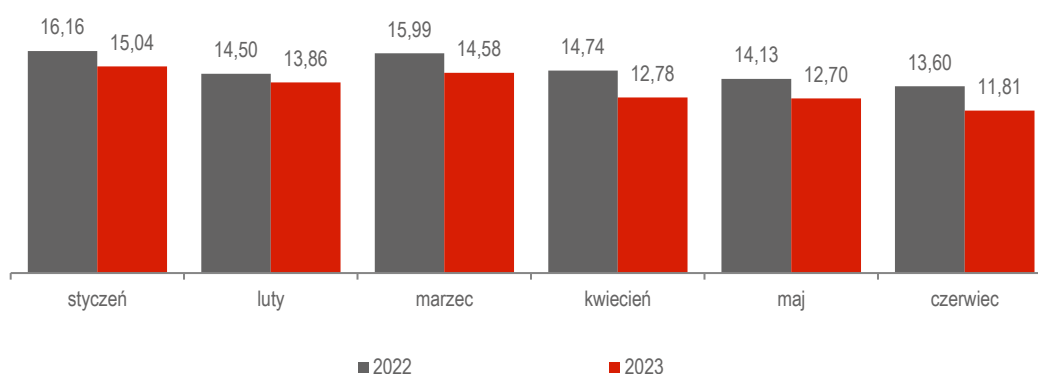
3.1. Rynek energii elektrycznej w Polsce

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) w I półroczu 2023 roku wyniosła 80,77 TWh i była niższa o 8,35 TWh tj. 9,4% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego (89,12 TWh). Niższa produkcja była widoczna w elektrowniach zużywających węgiel brunatny oraz kamienny. Spadek produkcji był odpowiedzią na niższe zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

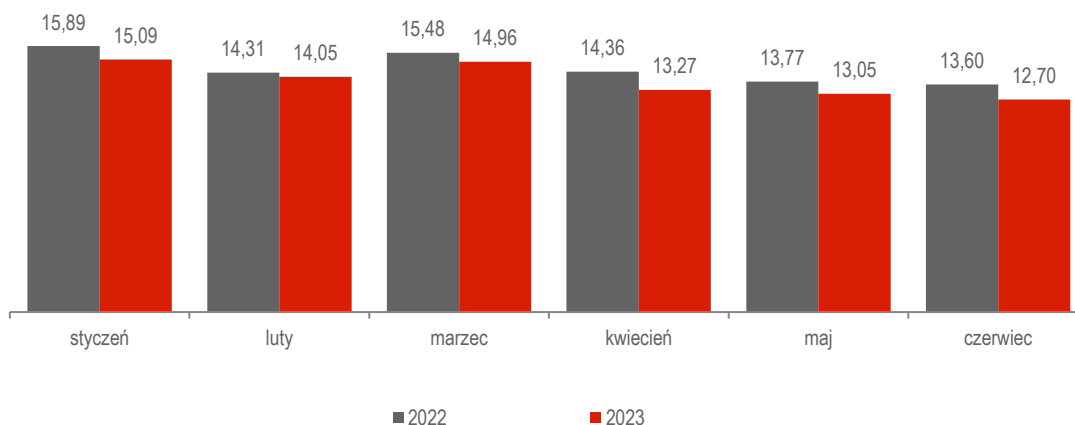
Rysunek 3: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2023 roku (TWh)



Źródło: PSE

Krajowe zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2023 roku wyniosło 83,12 TWh i było niższe o 4,29 TWh tj. 4,9% w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego (87,41 TWh). Spadek zużycia wynikał z niższego zapotrzebowania spowodowanego spowolnieniem gospodarczym.

Rysunek 4: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2023 roku (TWh)

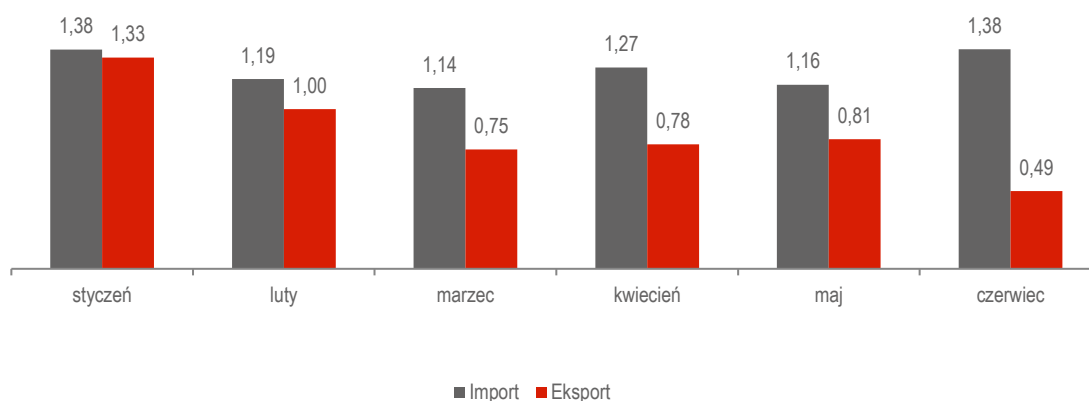


Źródło: PSE

Wymiana międzysystemowa Polski

W I półroczu 2023 roku eksport energii elektrycznej był aż o 4,09 TWh niższy w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Porównując te same okresy można zauważyć nieznaczny spadek importu energii elektrycznej o 0,04 TWh, co odpowiada w głównej mierze za nadwyżkę importu netto energii elektrycznej w badanym okresie na poziomie 2,35 TWh wobec eksportu netto w wysokości 1,71 TWh w analogicznym okresie roku ubiegłego. Jest to efekt głównie większego poboru energii elektrycznej na połączeniu z Litwą oraz Ukrainą.

Rysunek 5: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2023 roku (TWh)

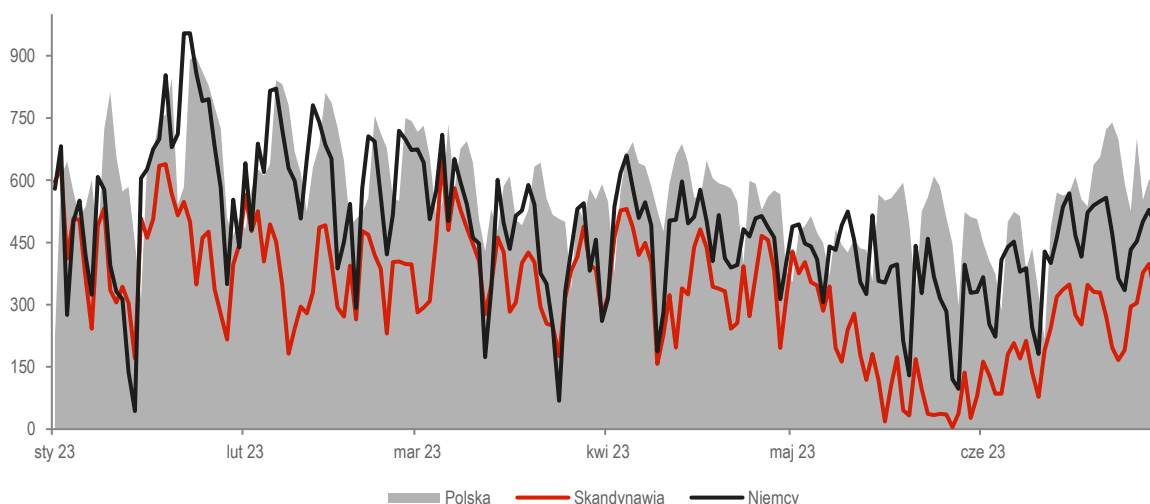


Źródło: PSE

Ceny energii w wybranych krajach sąsiadujących z Polską

Średni poziom cen na rynku SPOT w Polsce w I półroczu 2023 roku był, podobnie jak w samym II 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, doprowadziły do spadku cen na rynku polskim jak również na rynkach ościennych. Największe odchylenia cen odnotowano względem rynku skandynawskiego (+74,4%, tj. +243,68 zł/MWh), a mniejsze w porównaniu do cen na rynku niemieckim (+18,1%, tj. 87,44 zł/MWh).

Rysunek 6: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2023 roku (zł/MWh)

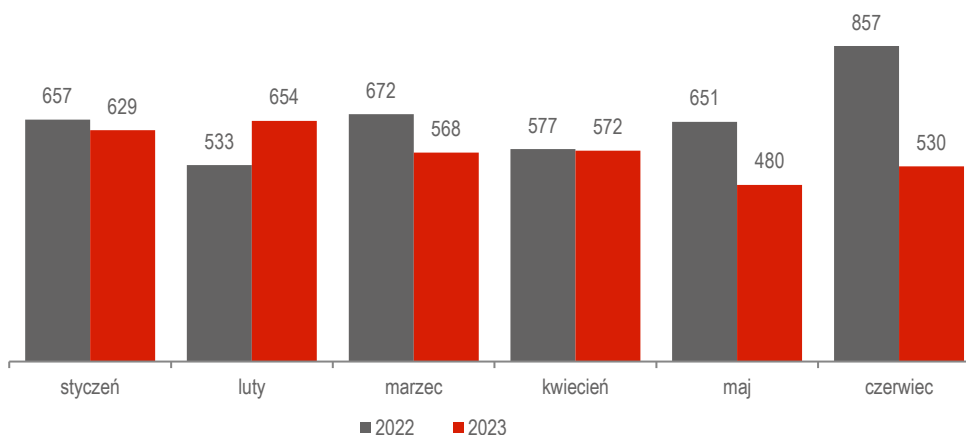


Źródło: Bloomberg, TGE

Rynek Dnia Następnego (RDN) energii elektrycznej w Polsce

Średni poziom indeksu TGeBase wyniósł w I półroczu 2023 roku 571,14 zł/MWh i był o 88,27 zł/MWh niższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (659,42 zł/MWh). Natomiast porównując II kwartał 2023 roku z II kwartałem roku ubiegłego można zaobserwować spadek ceny o 167,36 zł/MWh. Spadek krajowego zapotrzebowania na moc, wynikający ze spowolnienia w gospodarce 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 7: Indeks TGeBase w I półroczu 2023 roku (PLN/MWh)



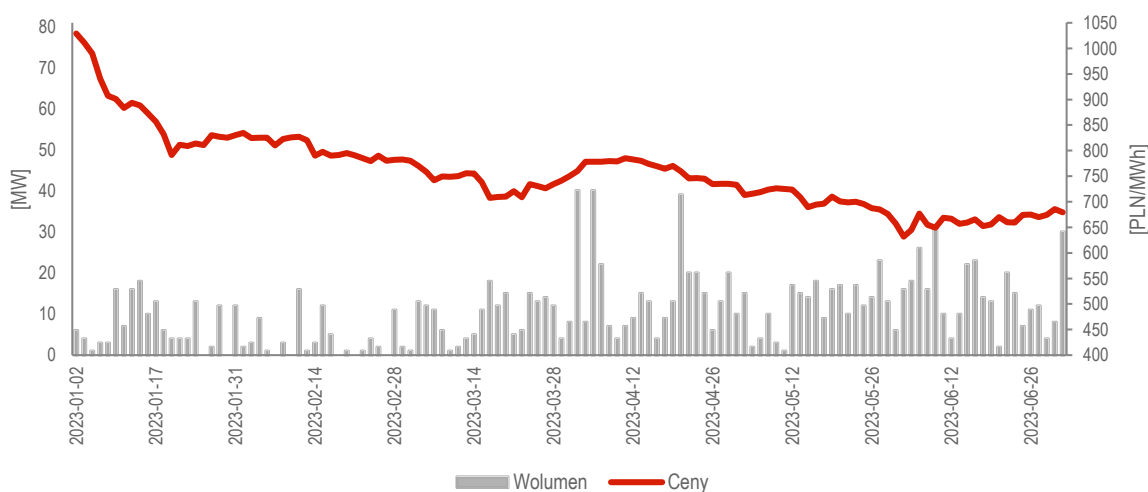
Źródło: TGE

Rynek terminowy energii elektrycznej w Polsce

W pierwszym półroczu 2023 roku rynek terminowy energii elektrycznej znajdował się w trendzie spadkowym, kończąc notowania poniżej poziomu 700,00 zł/MWh (BASE 2024). Głównymi determinantami spadku cen energii w I półroczu na rynku terminowym były:

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

Rysunek 8: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2024 rok w I półroczu 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 rezerwy 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 a na koniec I półrocza 2023 roku wyniosła 89,08 EUR/t, rosnąc od końca 2022 roku o 10%, natomiast porównując z końcem II kwartału 2022 roku kurs spadł o 1%.

Rysunek 9: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2023 roku (Euro/tona)



Źródło: Bloomberg

Rynek praw majątkowych

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

Tabela 2: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Giełdzie Energii

Indeks (rodzaj świadectwa)	Wartość Indeksu		Procent obowiązku (%)	Opłata zastępcza (zł)
	1 półrocze 2022 (zł/MWh)	1 półrocze 2023 (zł/MWh)		
OZEX_A (zielone)	218,62	207,33	12,5*	300,03*

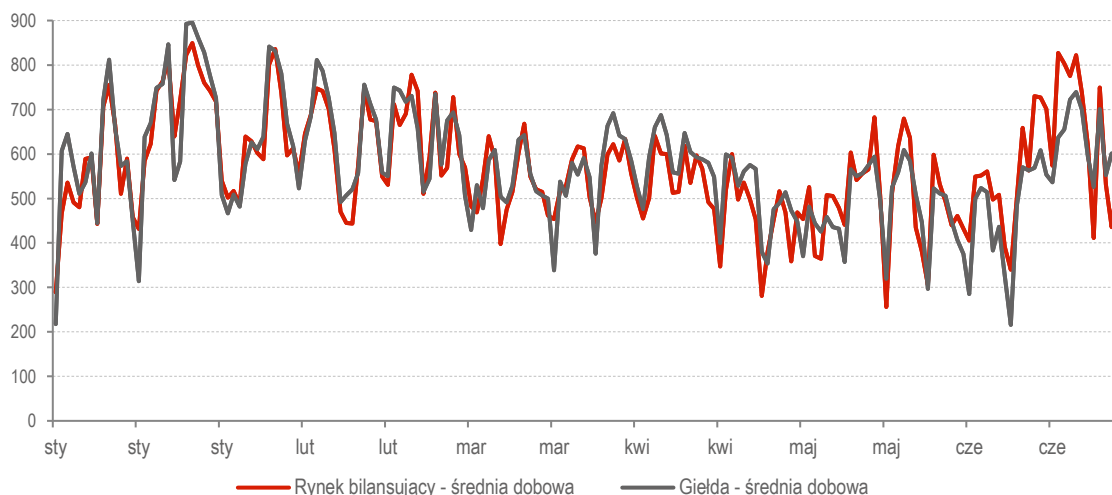
* wartość opłaty zastępczej i obowiązku umorzenia na 2022 rok

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 całego I półrocza 2023 roku. Notowania PM OZE zakończyły I półrocze 2023 roku na poziomie 175,17 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 I półrocza 2023 roku ceny na rynku bilansującym były zbliżone do cen na rynku dnia następnego. Odstępstwem od tego była np. sytuacja z dnia 11 czerwca br., kiedy to średnia cena dobową na rynku bilansującym wyniosła 339,53 zł/MWh i była wyższa od ceny na rynku dnia następnego o 123,72 zł/MWh. Średni poziom cen w badanym okresie na rynku bilansującym wyniósł 570,11 zł/MWh, wobec 608,06 zł/MWh w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Rysunek 10: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2023 roku (PLN/MWh)



Źródło: TGE, PSE

3.2. Otoczenie regulacyjne

Procesy legislacyjne zakończone w I półroczu 2023 roku

Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>Ustawa z dnia 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw</p> <p>ID projektu: Dz. U. 2023 poz. 295</p>	<p>Główne założenia ustawy:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Wprowadzenie wsparcia dla gospodarstw domowych i instytucji użyteczności publicznej (odbiorców uprawnionych), takich jak np. szpitale, szkoły czy przedszkola; ✓ Założenie, że jeżeli w danym systemie ciepłowniczym nastąpi wzrost cen netto dostawy ciepła większy niż 40 proc. w stosunku do cen obowiązujących 30 września 2022 r., przedsiębiorstwa energetyczne otrzymają wyrównanie, tak aby uprawnieni odbiorcy nie zostali obciążeni nadmiernymi kosztami ciepła; <ul style="list-style-type: none"> ▪ W ten sposób wzrost cen ciepła dla odbiorców na cele mieszkaniowe i użyteczności publicznej ulegnie dodatkowemu ograniczeniu do ustalonego poziomu; ▪ Maksymalna cena netto na ciepło dotyczy również limitu, który wynika ze średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą. Chodzi o to, aby nie doszło do nadmiernych wzrostów cen ciepła w tych lokalizacjach, w których podwyżki zaszły przed 30 września 2022 r. W takim przypadku, w rozliczeniach z odbiorcami, przedsiębiorstwo ciepłownicze będzie musiało wykorzystywać cenę, która jest korzystniejsza dla odbiorcy. ✓ Maksymalna cena netto dostawy ciepła ma obejmować wszystkie składniki kosztów dostawy ciepła, które występują w danym systemie ciepłowniczym, w tym dotyczące wytwarzania oraz przesyłania ciepła; ✓ W terminie do 10 dni od wejścia w życie ustawy Prezes Urzędu Regulacji Energetyki obliczy i opublikuje maksymalną cenę netto dostawy ciepła, określoną odrębnie dla każdego przedsiębiorstwa energetycznego, które posiada koncesję i wykonuje działalność gospodarczą związaną ze sprzedażą ciepła; <p>Ponadto projekt ustawy wprowadza następujące zmiany w poniższych aktach prawnych:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne: <ul style="list-style-type: none"> ▪ nową definicję magazynu oraz magazynowania energii; ▪ możliwość posiadania i użytkowania magazynu ee., pod określonymi warunkami przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego i Operatora Systemu Elektroenergetycznego.

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ w ustawie z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców ee. w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku ee.: <ul style="list-style-type: none"> ▪ dodanie nowego obowiązku: sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zawarcia umowy sprzedaży ee. albo umowy kompleksowej z odbiorcą uprawnionym. ✓ w ustawie z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen ee. oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r.: <ul style="list-style-type: none"> ▪ zmianę definicji sprzedaży e.e.: zgodnie z jej nowym brzmieniem umowa sprzedaży ee. to umowa, której przedmiotem jest sprzedaż ee. z gwarancją fizycznej dostawy tej energii, obejmująca wszystkie dodatkowe rozliczenia pieniężne związane ze sprzedażą tej ee.; ▪ wprowadzenie obowiązku przekazywania przez OSD lub OSP oświadczeń odbiorców uprawnionych w przypadku zmiany sprzedawcy do nowego sprzedawcy; ▪ dodanie definicji ceny rynkowej, tj. ceny e.e. netto (w zł/MWh), którą ustala się w ramach: (1) umowy sprzedaży e.e. lub; (2) rynku bilansującego e.e. lub; (3) umowy związanej ze sprzedażą e.e. obejmującej w szczególności instrumenty finansowe.
<p>Ustawa z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw</p> <p>ID legislacji: Dz.U. 2023 poz. 553</p>	<p>Główne założenia ustawy:</p> <p>Kluczową zmianą w Ustawie jest uregulowanie minimalnej odległości od elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych lub np. obszarów Natura 2000. Z powodu istotnej, społecznej wagi budownictwa mieszkalnego uznano, że sfera ta powinna zostać uregulowana odrębnie. Podczas lokalizowania budynku mieszkalnego, tak jak w przypadku elektrowni wiatrowych, należy zachować odległość co najmniej 700 m. W przypadku lokalizowania budynków mieszkalnych wokół istniejącej elektrowni wiatrowej zasada 10h nie będzie już miała zastosowania. Co istotne każda gmina, w tym gminy sąsiednie, mogą ustalać różne odległości od elektrowni wiatrowych, w których nie można lokalizować budynków mieszkalnych, w tym w stosunku do tych samych elektrowni. Inne zmiany:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nowelizacja ustawy przewiduje, że nowe turbiny wiatrowe będą mogły być lokowane tylko na podstawie Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP); ✓ Podstawą dla określania odległości minimalnej - pomiędzy 10-krotnością maksymalnej wysokości turbiny (reguła 10H), a odległością minimalną od budynków mieszkalnych 700 m - będą m.in. wyniki przeprowadzonej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (SOOŚ) wykonywanej w ramach MPZP. W SOOŚ analizuje się m.in. wpływ emisji hałasu na otoczenie i zdrowie mieszkańców. Władze gminy nie będą mogły odstąpić od wykonania SOOŚ dla projektu MPZP, który uwzględni elektrownię wiatrową; ✓ Ustawa wprowadza także minimalne odległości turbin wiatrowych od linii przesyłowych e.e. Jednocześnie całkowicie znosi zakaz budowy budynków mieszkalnych w pobliżu <u>istniejących</u> turbin wiatrowych; ✓ Nowelizacja ustawy zachowuje zasadę 10H w przypadku parków narodowych, a w przypadku rezerwatów przyrody - limit 500 m. W przypadku innych form ochrony przyrody odległość ma wynikać z decyzji środowiskowej dla konkretnej instalacji. Utrzymuje zakaz budowy farm wiatrowych na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000; ✓ Dodatkowo nowe rozwiązania przewidują, że inwestor zaoferuje co najmniej 10 proc. mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej mieszkańcom gminy, którzy korzystaliby z ee. na zasadzie prosumenta wirtualnego. Każdy mieszkaniec tej gminy będzie mógł objąć udział nie większy niż 2 kW i odbierać energię elektryczną w cenie wynikającej z kalkulacji maksymalnego kosztu budowy.
<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego</p> <p>ID legislacji: Dz. U. 2023 poz. 819</p>	<p>Rozporządzenie określa zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej. Rynek bilansujący został dostosowany do założeń określonych w ramach zobowiązań Polski, wynikających z decyzji Komisji Europejskiej SA.46100 – Poland – <i>Planned Polish capacity mechanism</i> oraz z Planu wdrażania reform rynku energii elektrycznej opracowanego zgodnie z art. 20 rozporządzenia UE 2019/943. Nowe rozporządzenie umożliwi opracowanie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zmienionych Warunków Dotyczących Bilansowania , które pełnią rolę regulaminu funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej. Rozporządzenie określa:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci; ✓ Warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich; ✓ Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną oraz procedurę zmiany sprzedawcy; ✓ Warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji ee., prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenerg. i połączeń międzysyst.; ✓ Zakres, warunki i sposób bil. syst. elektroenerg. oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbil. ee. dostarczonej i pobranej z systemu; ✓ Zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi; ✓ Sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego; ✓ Warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami; ✓ Zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania ee. sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku; ✓ Sposób informowania odbiorców przez sprzedawcę o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów; ✓ Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców; ✓ Sposób załatwiania reklamacji; ✓ Zakres i sposób udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o: <ul style="list-style-type: none"> ▪ warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i KSE oraz pracy KSE, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych; ▪ ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych; ✓ Zakres i sposób informowania odbiorcy przez sprzedawcę o ilości zużytej przez tego odbiorcę ee. dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców, środkach poprawy efek. energet. w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej i charakterystykach technicznych efek. energet. urządzeń.
<p>Ustawa z dnia 14 kwietnia 2023 r.o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących</p> <p>ID legislacji: Dz. U.2023 poz.1113</p>	<p>Ustawa określa zasady, warunki i tryb przygotowania oraz realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych (ESP), a także organy właściwe w sprawach przygotowywania i realizacji tych inwestycji. W ustawie przewidziano szereg ułatwień proceduralnych, m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Wprowadzenie, wydawanej przez właściwego ze względu na miejsce lokalizacji inwestycji wojewodę, decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie ESP; ✓ Zastąpienie wymogu uzyskania przez inwestora, na etapie składania wniosku o wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie ESP, uzgodnień, pozwoleń, opinii, warunków, zgód bądź stanowisk, niezbędnych w świetle obowiązujących przepisów, procedurą opiniowania przez organy wskazane w art. 4 ust. 2 ustawy oraz określenie tym organom 30-dniowego terminu na przedstawienie swojego stanowiska, pod rygorem uznania, że dany organ nie zgłasza zastrzeżeń, jeżeli nie wyda opinii w tym terminie (wskazanej procedury nie stosuje się do pozwolenia wodnoprawnego oraz do decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla inwestycji w zakresie ESP); ✓ Uproszczenie procesu uzyskiwania decyzji oraz przyśpieszenie postępowań administracyjnych, poprzedzających decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy ESP, np. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, poprzez określenie 90-dniowego terminu na wydanie tej decyzji dla inwestycji w zakresie ESP; ✓ Przyznanie w postępowaniu w sprawie wydania decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie ESP, pierwszeństwa przed czynnościami obrotu cywilnoprawnego oraz przed postępowaniami administracyjnymi związanymi z realizacją innych inwestycji; ✓ Umożliwienie inwestorowi wejścia na teren nieruchomości w celu wykonania pomiarów, badań lub innych prac niezbędnych do sporządzenia karty informacyjnej przedsięwzięcia lub raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko w celu realizacji inwestycji; ✓ Wprowadzenie przepisów pozwalających inwestorowi na skuteczne uzyskanie niezbędnego do realizacji inwestycji prawa do nieruchomości, przy jednoczesnym zapewnieniu odszkodowania z tytułu wyłączenia bądź odszkodowania za ograniczenie innych niż własność praw do nieruchomości. Stosownie do przepisów ustawy, z dniem, w którym decyzja o zezwoleniu na realizację inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej stanie się ostateczna nieruchomości znajdujące się na obszarze objętym liniami rozgraniczającymi teren inwestycji przejdą na własność Skarbu Państwa. Inwestor nabędzie z mocy prawa prawo użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowych oraz prawo własności budynków, innych urządzeń trwale z gruntem związanych i lokali znajdujących się na tych nieruchomościach z dniem, w którym decyzja stała się ostateczna; ✓ Odszkodowania z tytułu wyłączenia bądź odszkodowania za ograniczenie innych niż własność praw do nieruchomości, będą ustalane na podobnych regulach jak w przypadkach określonych w ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, z tym że w sytuacji, gdyby zainteresowanym stronom (inwestor – podmiot uprawniony), nie udało się uzgodnić określonej kwoty w terminie 2 miesięcy od dnia uzyskania waloru ostateczności przez decyzję o zezwoleniu na realizację inwestycji w zakresie ESP, wysokość odszkodowania ustala wojewoda w drodze decyzji.

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>EU ETS / System podziału i handlu emisjami CO₂:</p> <p>ID legislacji: Document L:2023:130:TOC / Document 32023L0958</p>	<p>16 maja 2023 r. zostały ogłoszone w Dzienniku Urzędowym Komisji Europejskiej, trzy akty legislacyjne z zakresu EU ETS:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami do emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych; ✓ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/957 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2015/757 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dodatkowych gazów cieplarnianych i emisji z dodatkowych typów statków. ✓ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/958 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w odniesieniu do wkładu lotnictwa w unijny cel zmniejszenia emisji w całej gospodarce i odpowiedniego wdrożenia globalnego środka rynkowego; <p>Przyjęte za ich pomocą przepisy wprowadzają w życie zapowiadaną reformę unijnego systemu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Obejmuje ona m.in. stopniowe wycofywanie bezpłatnych uprawnień do emisji, włączenie żeglugi i lotnictwa do systemu ETS oraz ustanowienie odrębnego systemu dla transportu i budynków.</p>
<p>CBAM / Mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂:</p> <p>ID legislacji: Document L:2023:130:TOC / Document 32023R0956</p>	<p>16 maja 2023 r. zostało ogłoszone w Dzienniku Urzędowym Komisji Europejskiej, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂.</p> <p>CBAM ma być kluczowym składnikiem unijnego zestawu narzędzi umożliwiających osiągnięcie celu neutralności klimatycznej Unii najpóźniej do 2050 r. zgodnie z porozumieniem paryskim przez zmniejszenie ryzyka ucieczki emisji gazów cieplarnianych wynikającego z wyższego poziomu ambicji klimatycznych Unii. Oczekuje się, że CBAM pomoże też wspierać obniżanie emisyjności w państwach trzecich – czytamy w rozporządzeniu.</p> <p>CBAM będzie stopniowo wprowadzany od 2026 do 2034 r. w tym samym tempie w jakim wycofywane będą bezpłatne uprawnienia w ramach EU ETS. Mechanizmem objęte zostaną takie towary jak: żelazo, stal, cement, aluminium, nawozy, energia elektryczna oraz wodór.</p>

Procesy legislacyjne prowadzone w I półroczu 2023 roku

Tabela 4: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025</p> <p>ID projektu: Nr z wykazu: 1063</p>	<p>Projektowane rozporządzenie stanowi wypełnienie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Jest ono ogłaszane cyklicznie, nie później niż na 18 tygodni przed rozpoczęciem aukcji głównej. Dokument ma na celu określenie technicznych oraz ekonomicznych parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028, która zostanie przeprowadzona w 2023 r. oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025, które zostaną przeprowadzone w 2024 r.</p> <p>Kluczowe parametry aukcji zaproponowane w dokumencie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej dla dostaw w 2028 r. (PZM) 5791 MW; ✓ Współczynnik zwiększający cenę 1,0; ✓ CeWe 431 zł/kW; ✓ CeCe 183 zł/kW; ✓ Min poziom CAPEX dla kontraktu 5 letniego 400 zł/kW; ✓ Min poziom CAPEX dla kontraktu 15 letniego 2400 zł/kW. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zapotrzebowanie na moc w ramach rynku mocy w poszczególnych kwartałach 2024 roku uwzględnia wyniki aukcji głównej i kształtuje się następująco: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 3 520 MW dla I kwartału; ▪ 1 131 MW dla II kwartału; ▪ 500 MW dla III kwartału; ▪ 842 MW dla IV kwartału.
<p>Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw ID projektu: druk sejmowy nr 3237 i 3298, druk senacki 1010</p>	<p>Projekt dotyczy implementacji dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych</p> <p>Projektowane zmiany:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Ustawa przewiduje możliwość tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych w formach spółdzielni, spółdzielni mieszkaniowej, wspólnoty mieszkaniowej, stowarzyszenia, z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego, spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej, oraz spółdzielni

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	<p>rolników. Przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej może być wytwarzanie, dystrybucja, obrót, agregacja, magazynowanie energii elektrycznej, realizowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz świadczenie usług w zakresie ładowania pojazdów elektrycznych swoim członkom. Społeczność może działać w obrębie sieci jednego operatora systemu dystrybucyjnego;</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ W trakcie prac sejmowych rząd wniósł do ustawy autopoprawkę, w której opóźnia o rok - z 1 lipca 2024 do 1 lipca 2025 r. - uruchomienie Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii (CSIRE). Przepisy umożliwiające techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w ciągu 24 godzin mają obowiązywać od 2026 r.; ✓ Kolejny przepis powierza URE zadanie 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 porównywarki; ✓ Możliwe ma być zawieranie umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, 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. ✓ Ustawa zawiera także definicje agregatora rynku energii oraz odbiorcy aktywnego, który ma możliwość zużywania, magazynowania lub sprzedaży wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności. Jedynym warunkiem jest, aby działalność nie stanowiła podstawowej działalności gospodarczej czy zawodowej tego odbiorcy; ✓ Ustawa zawiera również przepisy dotyczące tzw. linii bezpośredniej 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. Po spełnieniu przesłanek bezpieczeństwa sieci, przedsiębiorca posiadający linię bezpośrednią ze źródłem zyska możliwość wprowadzenia energii elektrycznej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.
<p>Rządowy projekt Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw</p> <p>ID projektu: druk nr 3279</p>	<p>Implementacja do polskiego porządku prawnego dyrektywy PE i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania OZE (REDII) m.in. w obszarach ciepłownictwa i chłodnictwa, gwarancje pochodzenia; rozwiązania dla offshore, biometanu, klastrów energii, wsparcia operacyjnego dla OZE, instalacji hybrydowych;</p> <p>Projektowane zmiany:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Ustawa wprowadza definicję biometanu, rejestr wytwórców biogazu, likwiduje wsparcie dla biogazu w postaci świadectw pochodzenia, oraz ustanawia wsparcie operacyjne dla biometanu w postaci systemu feed-in-premium. Biometan zostaje dodany do katalogu paliw gazowych; ✓ W obszarze klastrów następuje zmiana definicji klastra, przy czym w jego skład musi wchodzić przynajmniej jedna jednostka samorządu, a zakres działalności klastra rozszerza się o magazynowanie energii. Klastry będą mogły działać na obszarze jednego powiatu, pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, i dodatkowo na obszarze jednego Operatora Sieci Dystrybucyjnej. Wprowadza się rejestr klastrów, projekt ustala także zasady współpracy i rozliczeń klastra z OSD; ✓ W ramach systemu wsparcia, energia wyprodukowana a następnie zużyta przez strony klastra będzie zwolniona z opłat OZE i kogeneracyjnej oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia i świadectwami efektywności energetycznej. Do końca 2026 r. wymagane będzie, aby co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci przez strony porozumienia klastra pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 150 MW oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto łączna moc magazynów energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić co najmniej 2 %. łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze. Od 2027 r. wymagania te zostaną zwiększone; ✓ W obszarze transpozycji RED II projekt wprowadza obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE, w tym ze spalarni odpadów, oraz ciepła odpadowego. Przepisy wprowadzają metodologię obliczania ilości energii z OZE, wytworzonej przez pompy ciepła. Projekt zakłada wprowadzenie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z OZE; ✓ Zakłada się podniesienie progu mocy dla instalacji fotowoltaicznych, powyżej którego wymagane jest pozwolenie na budowę z 50 do 150 kW; ✓ Ustawa wprowadza do Prawa energetycznego podstawy do kontraktowania energii w oparciu umowy typu PPA (Power Purchase Agreement), rozumiane jako sprzedaż energii elektrycznej z OZE bezpośrednio od wytwórcy. Wprowadza się też mechanizm wsparcia operacyjnego dla wskazanych źródeł OZE, którym upływa 15-letni okres wsparcia z systemu świadectw pochodzenia; ✓ Ustawa zakłada też poszerzenie zakresu działania spółdzielni o obrót i magazynowanie energii z biogazu i biometanu, a także modyfikację obszaru działania spółdzielni. Likwidacji ulega limit 1000

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	<p>członków spółdzielni, do końca 2025 r. spada z 70 do 40 % wymóg pokrycia zapotrzebowania spółdzielni przez OZE;</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Wprowadzono definicję prosumenta lokatorskiego, co ma ułatwić rozliczenia w przypadku źródeł OZE zamontowanych na budynkach wielolokalowych, np. blokach mieszkalnych; ✓ Ustawa wprowadza nowe gwarancje pochodzenia z OZE: biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego; ✓ Energia elektryczna wytwarzana z biomasy ma być zaliczana do energii z OZE tylko po spełnieniu określonych warunków; ✓ Ustawa przewiduje, że maksymalna moc morskich farm wiatrowych, które mogą zyskać wsparcie w formie kontraktów różnicowych w aukcjach, przewidzianych na lata 2025-2031 zostaje zwiększona do 12 GW.
<p>Regulacje europejskie: Wniosek dotyczący Rozporządzenia PE i Rady zm. Rozp. (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</p> <p>ID projektu: 2023/0077(COD)</p>	<p>Propozycja KE w zakresie reformy rynku została zaprezentowana 14 marca 2023 r.</p> <p>Przedstawione propozycje obejmują m.in. wprowadzenie następujących zmian:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Większy wybór umów i jaśniejsza informacja dla konsumentów, z możliwością zabezpieczenia cen długoterminowych, ale także skorzystania z dynamicznych umów cenowych; ✓ Ograniczenie ryzyka niepowodzenia dostawcy, poprzez nowe wymagania dotyczące zarządzania ryzykiem cenowym oraz ustanowienie dostawców ostatniej instancji; ✓ Udoskonalony podział energii odnawialnej, na przykład poprzez sprzedaż nadwyżki energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych na dachach sąsiadom; ✓ Bardziej stabilne kontrakty długoterminowe (Umowy Zakupu Energii, PPA) pomiędzy firmami a dostawcami; ✓ Dwustronne kontrakty różnic kursowych Contract for Difference (CfD), między wytwórcami energii elektrycznej a podmiotami publicznymi; ✓ Obowiązków ułatwiających integrację odnawialnych źródeł energii z systemem; <p>Projekt był procedowany w Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii PE (ITRE) i został opublikowany 12 maja 2023 r.;</p> <p> pewne trakcie prac Komisji zaproponowano dodatkowe zmiany we wniosku Komisji, m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ w odniesieniu do kontraktu na różnicę kursową (CfD), tak aby lepiej wspierały one oszczędność energii i wrażliwych konsumentów; ▪ w odniesieniu do kontraktu długoterminowego na dostawy energii elektrycznej / Power Purchase Agreement (PPA) poprzez ułatwienie wejście mniejszych graczy; ▪ ponadto zaproponowano przyspieszenie rozwoju sieci elektroenergetycznych, bardziej elastyczne rozwiązania w zakresie połączeń, a także wymierne cele krajowe w zakresie reagowania na zapotrzebowanie i magazynowania oraz ▪ wzmocnienie praw konsumentów.
<p>Ustawa o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw</p> <p>ID projektu: druk nr 3185, 3392, 3442</p>	<p>Celem projektowanej ustawy jest rozszerzenie stosowania przepisów dotyczących inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, w celu przyspieszenia inwestycji w infrastrukturę dystrybucyjną, kluczową dla systemu elektroenergetycznego, oraz rozwoju OZE w Polsce. Stąd proponuje się w projekcie Ustawy objęcie niektórych inwestycji dystrybucyjnych reżimem specustawy przesyłowej.</p> <p>Projekt ustawy zakłada zmiany w zakresie, m. in.:</p> <p>W Ustawie z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 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 rozbioru 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, cieplnych, telekomunikacyjnych, infrastruktury drogowej lub kolejowej oraz ogólnodostępnych stacji ładowania; ✓ 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; ✓ 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

Akt prawny	Opis regulacji i ich cel
	<p>określono sposób odpowiedniego stosowania przepisów tej ustawy, a także rozumienia poszczególnych określeń w niej wprowadzonych w odniesieniu do inwestycji towarzyszących.</p> <p>W Ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Dodanie proj. ust. 1a w art. 5a wskazanej ustawy przez wprowadzenie możliwości publicznego obwieszczenia decyzji w przypadku gruntów o nieregulowanym stanie prawnym; ✓ 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. <p>W Ustawie o zmianie ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zmiana art. 124 ust. 3 wskazanej ustawy polega na doprecyzowaniu formy prowadzenia rokowań z właścicielem nieruchomości, która ma być przedmiotem decyzji wydanej na podstawie art. 124 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami. Odesłanie do odpowiedniego stosowania art. 114 ust. 1 i 2 oraz art. 115 tej ustawy, to jest przepisów regulujących procedurę wywłaszczania nieruchomości, porządkuje zasady prowadzenia rokowań oraz wszczęcia postępowania w sprawach o ograniczenie sposobu korzystania z nieruchomości w sytuacji bezskuteczności rokowań (braku zgody na uzyskanie prawa do nieruchomości); <p>W Ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zmiana art. 11 pkt 5 lit. n, art. 17 pkt 6 lit. a tiret dziewiąte i art. 53 ust. 5e pkt 1 wskazanej ustawy ma na celu modyfikację zakresu opiniowania projektów dokumentów planistycznych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego; ✓ Zmiany w zakresie istniejącego obowiązku spoczywającego na organach gminy w zakresie uzyskania opinii dotyczącej projektu studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego oraz decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w zakresie sposobu zagospodarowania gruntów leżących w odpowiedniej odległości od osi napowietrznej linii elektroenergetycznej najwyższych napięć. <p>W Ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddz. na środowisko:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zmiany w zakresie uzupełnienia przepisów, odpowiednio, art. 64 ust. 2 pkt 3, art. 74 ust. 1 pkt 4 i 5, art. 77 ust. 2 pkt 3 oraz art. 80 ust. 2 wskazanej ustawy o inwestycje towarzyszące. Zmiany są konsekwencją wprowadzenia do przepisów ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych zaproponowanej definicji inwestycji towarzyszącej; ✓ W wyniku proponowanych regulacji inwestycje towarzyszące zostaną również objęte regulacjami umożliwiającymi udział społeczeństwa w udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie.

Projekt przepisów dotyczących dalszego wsparcia dla najbardziej wrażliwych odbiorców energii elektrycznej

W dniu 11 lipca 2023 roku do Sejmu RP wpłynął projekt Ustawy o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz o zmianie niektórych innych ustaw („Ustawa”). W dniu 16 sierpnia 2023 roku Ustawa ta została uchwalona przez Sejm.

Ustawa zakłada m.in. następujące zmiany do systemu wsparcia wrażliwych odbiorców energii elektrycznej:

- Podniesienie z 2 MWh do 3 MWh podstawowego limitu zużycia energii elektrycznej objętego zamrożeniem cen na poziomie z 2022 r. Limit ten dotyczy odbiorców w gospodarstwach domowych;
- Wzrost limitów dla gospodarstw domowych, w których jest osoba niepełnosprawna z 2,6 do 3,6 MWh, a także gospodarstw z Kartą Dużej Rodziny oraz w gospodarstwach rolniczych z 3 do 4 MWh;
- Obniżenie od IV kwartału 2023 roku regulowanej ceny energii elektrycznej dla samorządów, małych firm, podmiotów użyteczności publicznej i innych odbiorców wrażliwych z 785 zł do 693 zł za MWh netto.

Ponadto w dniu 17 sierpnia 2023 roku Sejm uchwalił Ustawę o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego, w której znalazły się przepisy obniżające ceny energii w ramach ww. limitów zużycia energii w poszczególnych grupach taryfowych do 0,95 cen zawartych w taryfie.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania w Sejmie RP trwają dalsze prace nad ww. ustawami, a Grupa nie zakończyła analizy ich wpływu na przyszłe wyniki finansowe.

3.3. 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 11: Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału





Elektrownia Wodna w Straszynie

Sytuacja finansowo-majątkowa Grupy Energa

4. SYTUACJA FINANSOWO-MAJATKOWA GRUPY ENERGA

4.1. Zasady sporządzenia półrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Energa za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 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 śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały przedstawione w nocie 7 Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2023 roku.

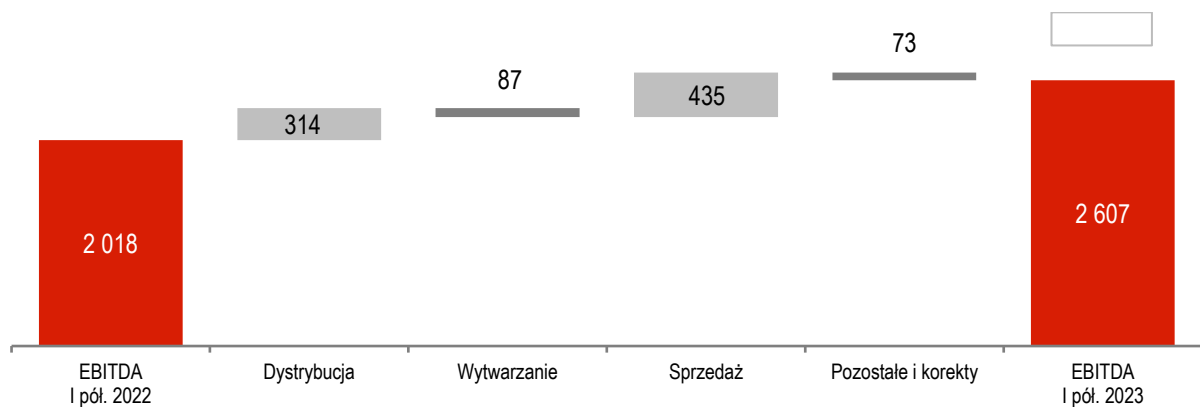
4.2. Omówienie wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w półrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	4 579	5 214	635	14%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	-	797	797	-
Koszt własny sprzedaży	(3 578)	(5 542)	(1 964)	55%
Zysk brutto ze sprzedaży	1 001	469	(532)	-53%
Pozostałe przychody operacyjne	132	189	57	43%
Koszty sprzedaży	(240)	(462)	(222)	93%
Koszty ogólnego zarządu	(73)	(175)	(102)	> 100%
Pozostałe koszty operacyjne	(243)	(40)	203	-84%
Zysk z działalności operacyjnej	577	(19)	(596)	< -100%
Wynik na działalności finansowej	(78)	(155)	(77)	99%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	15	4	(11)	-73%
Zysk lub strata brutto	514	(170)	(684)	< -100%
Podatek dochodowy	(68)	23	91	< -100%
Zysk lub strata netto za okres	446	(147)	(593)	< -100%
EBITDA	941	276	(665)	-71%

w mln zł	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody ze sprzedaży	9 517	11 194	1 677	18%
Przychody z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny	-	2 240	2 240	-
Koszt własny sprzedaży	(7 372)	(10 158)	(2 786)	38%
Zysk brutto ze sprzedaży	2 145	3 276	1 131	53%
Pozostałe przychody operacyjne	263	316	53	20%
Koszty sprzedaży	(487)	(1 097)	(610)	> 100%
Koszty ogólnego zarządu	(152)	(311)	(159)	> 100%
Pozostałe koszty operacyjne	(386)	(162)	224	-58%
Zysk z działalności operacyjnej	1 383	2 022	639	46%
Wynik na działalności finansowej	(148)	(271)	(123)	83%
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	48	5	(43)	-90%
Zysk lub strata brutto	1 283	1 756	473	37%
Podatek dochodowy	(226)	(332)	(106)	47%
Zysk lub strata netto za okres	1 057	1 424	367	35%
EBITDA	2 018	2 607	589	29%

Rysunek 12: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł)



EBITDA Grupy w I półroczu 2023 roku wyniosła 2 607 mln zł w porównaniu do 2 018 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Najwyższy wzrost EBITDA, o 435 mln zł do poziomu 742 mln zł, odnotowano w Linii Biznesowej Sprzedaż. Kluczowym elementem tego wzrostu było rozwiązanie części rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia, która została utworzona w grudniu 2022 roku, a także otrzymanie opłaty „exit fee” za przeniesienie procesów i funkcji związanych z hurtowym handlem energią elektryczną z Energa Obrót do ORLEN Energia.

Dużą poprawę EBITDA, o 314 mln zł r/r, zanotowała także Linia Biznesowa Dystrybucja. Związane to było przede wszystkim ze wzrostem marży na dystrybucji energii elektrycznej (ze stratami sieciowymi) wynikającym z wyższej średniej stawki usługi dystrybucyjnej, a także korzystnej wyceny szacunku niezafakturowanych strat sieciowych.

Linia Biznesowa Wytwarzanie w I półroczu 2023 roku osiągnęła wynik EBITDA na poziomie 366 mln zł wobec 453 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii były m.in. niższe przychody ze sprzedaży energii, przy wyższych kosztach zużycia kluczowych paliw do produkcji (wpływ wysokich cen węgla).

Największy udział w EBITDA Grupy w I półroczu 2023 roku miała Linia Biznesowa Dystrybucja (61%), natomiast udział Linii Biznesowej Sprzedaż oraz Linii Biznesowej Wytwarzanie ukształtował się odpowiednio na poziomie 28% i 14%.

Zysk z działalności operacyjnej („EBIT”) Grupy w I półroczu 2023 roku wyniósł 2 022 mln zł i był o 639 mln zł wyższy niż w analogicznym okresie 2022 roku. Największy wpływ na zmianę wyniku EBIT r/r miały czynniki operacyjne opisane powyżej.

W I półroczu 2023 roku rozpoznany został udział w wynikach jednostek stowarzyszonych oraz wspólnych przedsięwzięciach w wysokości 5 mln zł, natomiast w analogicznym okresie roku poprzedniego wynik ten wyniósł 48 mln zł. W I półroczu 2022 roku rozwiązano częściowo rezerwę na rozliczenie projektu węglowego Elektrowni Ostrołęka C z pozytywnym wpływem na zysk netto w wysokości 41 mln zł.

Wynik na działalności finansowej w I półroczu 2023 roku był niższy o 123 mln r/r. Niższe saldo było efektem wzrostu kosztu odsetek, na skutek znacznego wzrostu salda zadłużenia oraz wzrostu oprocentowania, z uwagi na wyższy WIBOR.

W efekcie zysk netto Grupy w I półroczu 2023 roku wyniósł 1 424 mln zł w porównaniu do 1 057 mln zł w analogicznym okresie 2022 roku (wzrost o 367 mln zł, tj. 35%).

W I półroczu 2023 roku przychody ze sprzedaży Grupy wyniosły 13 434 mln zł (w tym 2 240 mln zł z tytułu rekompensat od Zarządcy Rozliczeń pokrywających ubytek przychodów od klientów objętych regulacjami w zakresie cen energii elektrycznej, gazu i stawek usługi dystrybucyjnej) i były wyższe od przychodów osiągniętych w analogicznym okresie 2022 roku o 41%, tj. o 3 917 mln zł. Głównym czynnikiem wpływającym na poprawę przychodów r/r było zwiększenie przychodów w Linii Biznesowej Sprzedaż, które wynikało głównie z wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz gazu, co było odzwierciedleniem dynamicznego wzrostu ich cen na rynku. Łączne przychody Grupy Energa z Rynku Mocy w I półroczu 2023 roku wyniosły 124 mln zł (55 mln zł w II kwartale 2023 roku), wobec 127 mln zł w I półroczu 2022 roku (62 mln zł w II kwartale 2022 roku).

EBITDA Grupy w II kwartale 2023 roku wyniosła 276 mln zł w porównaniu do 941 mln zł w II kwartale 2022 roku. Największy spadek zanotowała Linia Biznesowa Dystrybucja z wynikiem EBITDA niższym o 606 mln zł, co wynika przede wszystkim z wysokiej różnicy pomiędzy ceną z kontraktu na straty sieciowe, względem ceny z rynku bilansującego, wg której dokonana została wycena szacunku niezafakturowanych strat sieciowych (wpływ negatywny w wysokości 491 mln zł). Ponadto wyższe r/r były koszty OPEX w związku ze wzrostem płacy minimalnej oraz inflacją. Również Linia Biznesowa Wytwarzanie wypracowała w II kwartale 2023 roku wynik EBITDA niższy o 82 mln zł w ujęciu r/r, co było w głównej mierze spowodowane niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (głównie przez niższy wolumen produkcji energii) oraz wyższym kosztem zużycia kluczowych paliw do produkcji, spowodowanym głównie wyższym kosztem jednostkowym zakupu węgla. Z kolei Linia Biznesowa Sprzedaż wypracowała w II kwartale 2023 roku EBITDA wyższą o 49 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2022 roku. Podobnie jak w ujęciu narastającym najistotniejszy wpływ na ten wzrost miały rozwiązanie części rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia oraz opłata „exit fee” od ORLEN Energia.

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

Tabela 6: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych

EBITDA (mln PLN)	
II kw. 2023	
EBITDA	276
Skorygowana EBITDA	172
<i>w tym:</i>	
<i>Przychód z tytułu "exit fee"</i>	<i>(120)</i>
II kw. 2022	
EBITDA	941
Skorygowana EBITDA	917

**EBITDA
(mln PLN)****I pół. 2023**

EBITDA	2 607
---------------	--------------

Skorygowana EBITDA	2 507
---------------------------	--------------

w tym:

Przychód z tytułu "exit fee"	(120)
------------------------------	-------

I pół. 2022

EBITDA	2 018
---------------	--------------

Skorygowana EBITDA	1 977
---------------------------	--------------

w tym:

Rezerwy aktuarialne	(41)
---------------------	------

Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

w mln zł	Stan na dzień 31 grudnia 2022	Stan na dzień 30 czerwca 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	17 386	18 548	1 162	7%
Aktywa niematerialne	1 487	860	(627)	-42%
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania	1 050	1 065	15	1%
Inwestycje w jednostki stowarzyszone i we wspólne przedsięwzięcia wyceniane metodą praw własności	153	158	5	3%
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	418	235	(183)	-44%
Pozostałe długoterminowe aktywa finansowe	190	50	(140)	-74%
Pozostałe aktywa długoterminowe	702	529	(173)	-25%
	21 386	21 445	59	0%
Aktywa obrotowe				
Zapasy	346	358	12	3%
Należności z tytułu podatku dochodowego	399	504	105	26%
Należności z tytułu dostaw i usług	3 271	5 404	2 133	65%
Pozostałe krótkoterminowe aktywa finansowe	210	1 182	972	> 100%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 100	714	(386)	-35%
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	478	414	(64)	-13%
	5 804	8 576	2 772	48%
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	58	47	(11)	-19%
SUMA AKTYWÓW	27 248	30 068	2 820	10%
PASYWA				

Kapitał własny

Kapitał podstawowy	4 522	4 522	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	6	1	(5)	-83%
Kapitał rezerwowý	1 031	1 031	-	-
Kapitał zapasowy	1 661	1 711	50	3%
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	55	(14)	(69)	< -100%
Zyski zatrzymane	3 706	5 108	1 402	38%
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej	10 981	12 359	1 378	13%
Udziały niekontrolujące	559	808	249	45%
	11 540	13 167	1 627	14%

Zobowiązania długoterminowe

Kredyty i pożyczki	1 531	1 307	(224)	-15%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	1 965	1 869	(96)	-5%
Rezerwy długoterminowe	696	604	(92)	-13%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	931	977	46	5%
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje długoterminowe	326	316	(10)	-3%
Zobowiązania z tytułu leasingu	817	801	(16)	-2%
Pozostałe zobowiązania finansowe długoterminowe	5	6	1	20%
Zobowiązania z tytułu umów	9	8	(1)	-11%
	6 280	5 888	(392)	-6%

Zobowiązania krótkoterminowe

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	2 388	2 087	(301)	-13%
Zobowiązania z tytułu umów	314	906	592	> 100%
Bieżąca część kredytów i pożyczek	2 537	2 443	(94)	-4%
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	609	577	(32)	-5%
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	3	3	-	-
Rozliczenia międzyokresowe i dotacje	202	171	(31)	-15%
Rezerwy krótkoterminowe	2 496	1 488	(1 008)	-40%
Pozostałe zobowiązania finansowe	609	2 916	2 307	> 100%
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	245	389	144	59%
	9 403	10 980	1 577	17%

Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży	25	33	8	32%
--	----	----	---	-----

Zobowiązania razem	15 708	16 901	1 193	8%
---------------------------	---------------	---------------	--------------	-----------

SUMA PASYWÓW	27 248	30 068	2 820	10%
---------------------	---------------	---------------	--------------	------------

Na dzień 30 czerwca 2023 roku suma bilansowa Grupy Energa wyniosła 30 068 mln zł i była wyższa o 2 820 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 (CCGT Ostrołęka i CCGT

Grudziądz). Ponadto nastąpił istotny spadek wartości aktywów niematerialnych, związany przede wszystkim z umorzeniem praw do emisji CO₂.

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 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 kwietniu 2023 roku rozpoczął się proces przystępowania spółek Grupy Energa do struktur cash pooling funkcjonującego w Grupie ORLEN.

Kapitał własny Grupy Energa na dzień 30 czerwca 2023 roku wyniósł 13 167 mln zł i finansował Grupę w 44%.

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).

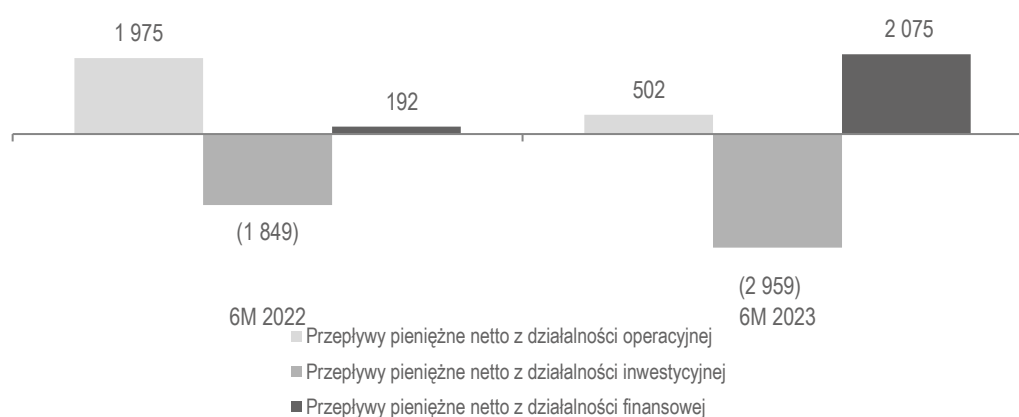
Spadek poziomu rezerw był w szczególności efektem sukcesywnego rozwiązywania rezerwy na umowy rodzące obciążenia, zawieszanej w 2022 roku w następstwie wejścia w życie ustaw regulujących ceny energii elektrycznej oraz wykorzystania rezerwy na zobowiązania z tytułu emisji CO₂.

Na dzień 30 czerwca 2023 roku w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyodrębnione zostały pozycje: aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży oraz zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży, co związane było z planowaną sprzedażą udziałów w spółce zależnej Energa Invest Sp. z o.o.

Tabela 8: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

w mln zł	6 m-cy 2022	6 m-cy 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 975	502	(1 473)	-75%
Przeplwy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 849)	(2 959)	(1 110)	60%
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	192	2 075	1 883	> 100%
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	318	(382)	(700)	< -100%

Rysunek 13: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)



Łączne przepływy netto środków pieniężnych z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej Grupy w pierwszym półroczu 2023 roku były ujemne i wyniosły (382) mln zł, wobec dodatnich przepływów w wysokości 318 mln zł w analogicznym okresie 2022 roku.

Wartość przepływów z działalności operacyjnej wyniosła 502 mln zł wobec 1 975 mln zł w tożsamym okresie 2022 roku. Na przepływy z działalności operacyjnej w pierwszym półroczu 2023 roku miała wpływ głównie ujemna zmiana stanu kapitału pracującego wynosząca (2 345) mln zł (w analogicznym okresie 2022 roku była ona również ujemna i wyniosła (305) 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 1 756 mln zł, wobec 1 283 mln zł w pierwszym półroczu 2022 roku.

Przepływy netto z działalności inwestycyjnej w pierwszym półroczu 2023 roku wyniosły (2 959) mln zł, wobec (1 849) mln zł w analogicznym okresie 2022 roku. Wynikały one przede wszystkim z wydatków na zakup rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych, które wyniosły (2 003) mln w pierwszym półroczu 2023 roku wobec (1 884) mln zł w tym samym okresie 2022 roku oraz z wypływów z tytułu cash pooling w kwocie (1 027) mln zł.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły 2 075 mln zł i wynikały głównie z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 2 380 mln zł, wpływów z tytułu cash pooling w kwocie 2 463 mln zł oraz dopłaty do kapitału CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. dokonanej przez ORLEN w wysokości 249 mln zł. Z kolei wydatki związane z działalnością finansową w pierwszym półroczu 2023 roku wynikały głównie z harmonogramu spłat obecnych kredytów i pożyczek w kwocie (2 691) mln zł, spłaty zadłużenia leasingowego w kwocie (64) mln zł oraz bieżących płatności odsetkowych w kwocie (247) mln zł. Przepływy pieniężne z działalności finansowej w analogicznym okresie 2022 roku były niższe i wyniosły 192 mln zł, co wynikało głównie z niższych wpływów z zaciągnięcia nowych zobowiązań finansowych w kwocie 1 300 mln zł w stosunku do kwoty spłaconego zadłużenia, która wyniosła (1 404) mln zł.

4.3. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji

Rysunek 14: Struktura aktywów i pasywów

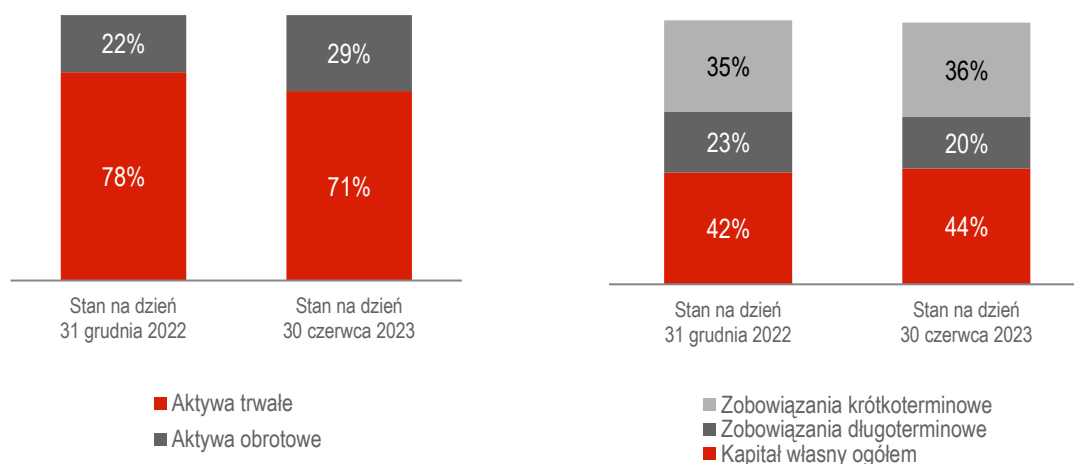


Tabela 9: Wskaźniki finansowe Grupy Energa

Wskaźnik	Definicja	I pół.2022	I pół. 2023
Rentowność			
marża EBITDA	wynik na działalności operacyjnej + amortyzacja + odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	21,2%	19,4%
rentowność kapitałów własnych (ROE)	zysk netto za okres*/ kapitał własny na koniec okresu	11,4%	10,5%
rentowność sprzedaży (ROS)	zysk netto za okres / przychody ze sprzedaży (z uwzględnieniem przychodów z Funduszu Wypłat Różnicy Ceny)	11,1%	10,6%
rentowność majątku (ROA)	zysk netto za okres*/ aktywa ogółem na koniec okresu	5,7%	4,6%

* zysk netto za ostatnie 12 miesięcy

Wskaźnik	Definicja	Stan na dzień 31 grudnia 2022	Stan na dzień 30 czerwca 2023
Płynność			
wskaźnik płynności bieżącej	aktywa obrotowe/zobowiązania krótkoterminowe	0,6	0,8
Zadłużenie			
zobowiązania finansowe (mln zł)	suma zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek, dłużnych papierów wartościowych oraz leasingu, zarówno długo- i krótkoterminowych	7 504	7 040
zobowiązania finansowe netto (mln zł)	zobowiązania finansowe - środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 404	6 326
wskaźnik długu netto**/EBITDA*	zobowiązania finansowe netto/EBITDA	1,8	2,0

* 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 I półroczu 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 tym, że wzrost przychodów był większy, wskaźnik marża EBITDA uległ pogorszeniu. Wskaźniki rentowności obniżyły się w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, co było efektem wyższego poziomu kapitału własnego (wyższe zyski zatrzymane) oraz wyższej sumy aktywów.

Wyższy poziom aktywów obrotowych, w tym należności z tytułu dostaw i usług, wpłynął na poprawę wskaźnika bieżącej płynności.

Na pogorszenie wskaźnika dług netto/EBITDA wpłynął przede wszystkim wzrost zadłużenia finansowego netto (liczonego zgodnie z definicją kowenantów). Z kolei efekt przeciwny miała poprawa urocznionej EBITDA na dzień 30 czerwca 2023 roku w stosunku do stanu na 31 grudnia 2022 roku.

4.4. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

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

4.5. Prognozy wyników finansowych

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



Elektrownia wodna Lidzbark

Działalność Segmentów Grupy Energa

5. DZIAŁALNOŚĆ SEGMENTÓW GRUPY ENERGA

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

Tabela 10: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
DYSTRYBUCJA	565	(41)	(606)	< -100%
WYTWARZANIE	147	65	(82)	-56%
SPRZEDAŻ	248	297	49	20%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(19)	(45)	(26)	> 100%
EBITDA Razem	941	276	(665)	-71%

w mln zł	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
DYSTRYBUCJA	1 277	1 591	314	25%
WYTWARZANIE	453	366	(87)	-19%
SPRZEDAŻ	307	742	435	> 100%
POZOSTAŁE oraz wyłączenia i korekty konsolidacyjne	(19)	(92)	(73)	> 100%
EBITDA Razem	2 018	2 607	589	29%

5.1. Linia Biznesowa Dystrybucja

5.1.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 11: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych

Dystrybucja energii elektrycznej wg grup taryfowych (sprzedaż zafakturowana) w GWh	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Grupa taryfowa A (WN)	933	895	(39)	-4%	1 853	1 740	(113)	-6%
Grupa taryfowa B (SN)	2 271	2 103	(168)	-7%	4 702	4 273	(428)	-9%
Grupa taryfowa C (nN)	991	936	(55)	-6%	2 158	1 977	(181)	-8%
Grupa taryfowa G (nN)	1 473	1 502	29	2%	3 165	3 273	107	3%
Dystrybucja energii razem	5 668	5 436	(233)	-4%	11 879	11 264	(615)	-5%

Grupa taryfowa A – najwięksi klienci, przyłączeni do sieci wysokiego napięcia (110 kV) np. huty, kopalnie, stocznie i inne duże zakłady przemysłowe;

Grupa taryfowa B – duże zakłady przemysłowe przyłączone do sieci średniego napięcia (od 1 kV do 60 kV), np. fabryki, szpitale, centra handlowe, obiekty wypoczynkowe i rozrywkowe;

Grupa taryfowa C – klienci instytucjonalni przyłączeni do sieci niskiego napięcia (do 1 kV), np. banki, sklepy, kliniki, punkty handlowe i usługowe, oświetlenie ulic;

Grupa taryfowa G – gospodarstwa domowe i podobni odbiorcy, niezależnie od napięcia zasilania.

W I półroczu 2023 roku wolumen dostarczonej przez Grupę energii elektrycznej był niższy w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego średnio o 5%. Największe spadki wolumenu nastąpiły w grupach B oraz C. Wzrost zanotowała jedynie grupa taryfowa G. Niższy wolumen usługi dystrybucyjnej związany był z trudną sytuacją gospodarczą spowodowaną inflacją – w sytuacji rosnących cen odbiorcy ograniczali zużycie energii elektrycznej. Podobny trend nie wystąpił w grupie G w związku z w prowadzonymi pod koniec 2022 roku uregulowaniami zamrażającymi cenę energii elektrycznej dla gospodarstw domowych.

Spadek wolumenu zaobserwowany w II kwartale o 4% r/r jest również skutkiem powyższych czynników.

Tabela 12: 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		
II kw. 2022	26,4	6,9	33,4	0,5	0,0	0,6
II kw. 2023	15,3	7,0	22,4	0,3	0,0	0,4
Zmiana	(11,1)	0,1	(11,0)	(0,2)	(0,0)	(0,2)
Zmiana (%)	-42%	2%	-33%	-37%	-9%	-35%
I pół. 2022	324,1	11,6	335,8	2,2	0,1	2,2
I pół. 2023	83,6	13,3	96,9	0,9	0,1	0,9
Zmiana 2023/2022	(240,5)	1,6	(238,9)	(1,3)	0,0	(1,3)
Zmiana 2023/2022 (%)	-74%	14%	-71%	-60%	1%	-58%

Grupa Energa w I półroczu 2023 roku osiągnęła niski poziom wskaźnika SAIDI (planowane i nieplanowane z katastrofalnymi) 96,9 minut na odbiorcę wobec 335,8 minut na odbiorcę w analogicznym okresie 2022 roku. Również wartość wskaźnika SAIFI uległa poprawie. Uzyskane w I półroczu 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 I półroczu roku bieżącego nie odnotowano zdarzeń pogodowych prowadzących do awarii na taką skalę.

W II kwartale 2023 roku wskaźniki SAIDI/SAIFI także były niższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. W okresie porównywalnym wystąpiła wspomniana wyżej awaria masowa.

5.1.2. Wyniki finansowe

Rysunek 15: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł)

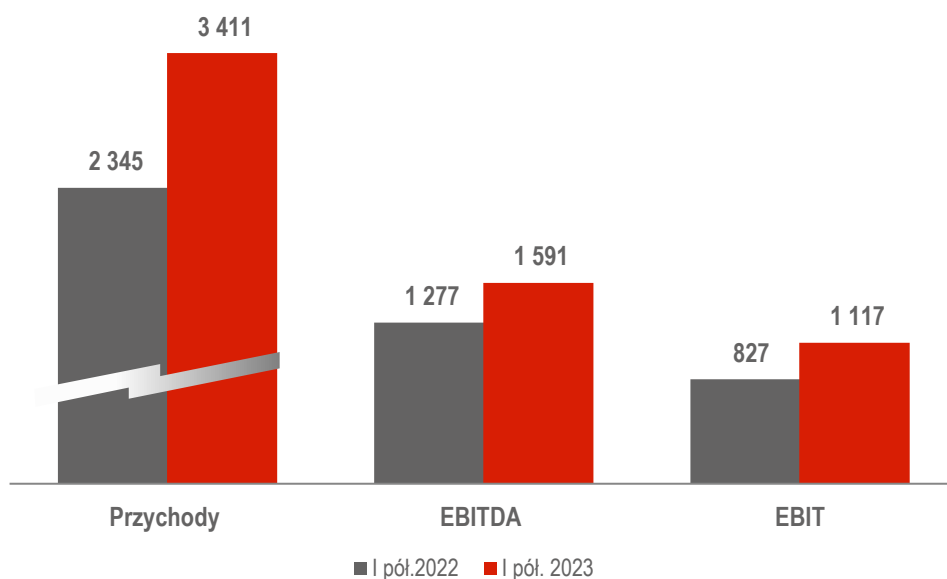
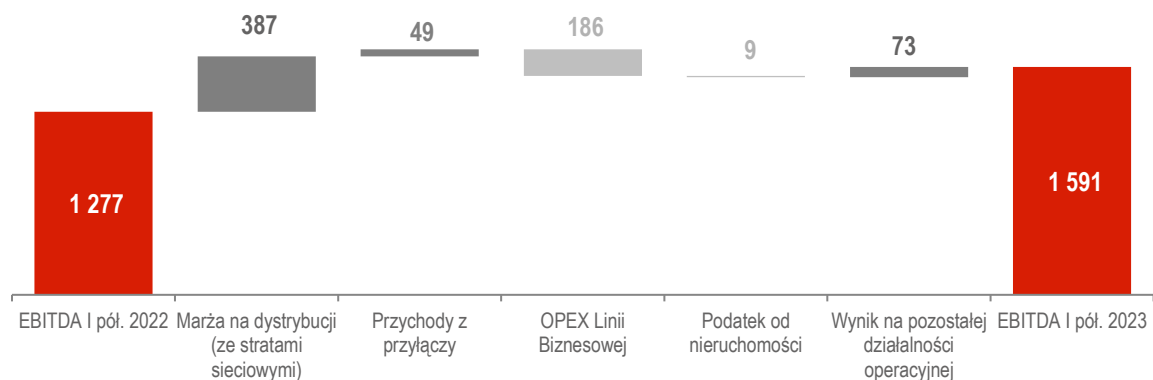


Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	1 110	1 568	458	41%
EBITDA	565	(41)	(606)	< -100%
amortyzacja	228	239	11	5%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	337	(280)	(617)	< -100%
Wynik netto	224	(297)	(521)	< -100%
CAPEX	388	466	78	20%

w mln zł	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	2 345	3 411	1 066	45%
EBITDA	1 277	1 591	314	25%
amortyzacja	450	474	24	5%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	827	1 117	290	35%
Wynik netto	577	763	186	32%
CAPEX	664	935	271	41%

Rysunek 16: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



Linia Biznesowa Dystrybucja wypracowała w I półroczu 2023 roku 61% EBITDA Grupy Energa (wobec blisko 63% w I półroczu 2022 roku).

Przychody ze sprzedaży Linii Biznesowej Dystrybucja w I półroczu 2023 roku wyniosły 3 411 mln zł, co oznacza 45% wzrost r/r, który spowodowany był przede wszystkim wyższą o 43% średnią ceną usługi dystrybucyjnej oraz wyższymi przychodami z opłat przyłączeniowych.

EBITDA tej Linii wyniosła 1 591 mln zł i była wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego o 314 mln zł, tj. 25%.

Istotny wpływ na wzrost wyniku operacyjnego EBIT o 290 mln zł r/r (do 1 117 mln zł) miał wzrost marży na dystrybucji o 387 mln zł (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.

Pozostałe czynniki wpływające na zmianę poziomu wyniku operacyjnego EBIT 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 w I półroczu 2023 obciążony był niekorzystną wyceną rezerw aktuarialnych (w analogicznym okresie poprzedniego roku wpływ wyceny był korzystny). Natomiast korzystny wpływ na kształtowanie wyniku EBIT r/r miały wyższe przychody z opłaty przyłączeniowej.

Zysk netto Linii Biznesowej Dystrybucja w I półroczu 2023 roku wyniósł 763 mln zł, czyli był o 186 mln zł wyższy r/r. Poprawa była głównie efektem zmiany EBIT.

Nakłady inwestycyjne tej Linii wyniosły 935 mln zł i były wyższe (o 41%) niż w I półroczu 2022 roku.

W II kwartale 2023 roku EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja wyniosła -41 mln zł wobec 565 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego. Istotny wpływ na ukształtowanie się wyniku operacyjnego miała niższa o 493 mln zł marża na dystrybucji (ze stratami sieciowymi), co wynika przede wszystkim z wysokiej różnicy pomiędzy ceną z kontraktu na straty sieciowe, względem ceny z rynku bilansującego, wg której dokonana została wycena szacunku niezafakturowanych strat sieciowych (wpływ negatywny w wysokości 491 mln zł). Dodatkowo wyższe r/r były koszty OPEX o 105 mln zł (przyczyny wzrostu kosztów analogiczne jak w układzie narastającym).

5.2. Linia Biznesowa Wytwarzanie

5.2.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 14: Produkcja energii elektrycznej brutto

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Elektrownie - węgiel kamienny	691	324	(367)	-53%	1 443	762	(680)	-47%
Elektrociepłownie - węgiel kamienny	4	-	(4)	-100%	9	-	(9)	-100%
Elektrociepłownie - biomasa	21	21	1	3%	34	46	12	37%
Elektrownie - woda	198	242	44	22%	493	585	93	19%
Elektrownia szczytowo-pompowa	24	30	6	26%	47	56	9	20%
Elektrownie - wiatr	107	87	(20)	-19%	296	261	(36)	-12%
Elektrownie - fotowoltaika	3	26	23	> 100%	4	29	25	> 100%
Produkcja energii razem	1 048	731	(317)	-30%	2 326	1 740	(586)	-25%
<i>w tym z OZE</i>	329	377	48	15%	827	921	95	11%

Aktywa wytwórcze w Grupie Energa w I półroczu 2023 roku wyprodukowały 1,7 TWh energii elektrycznej wobec 2,3 TWh w I półroczu 2022 roku, czyli o 25% mniej r/r. Tendencja spadkowa dotyczyła głównie elektrowni w Ostrołęce oraz elektrowni wiatrowych. Wzrost produkcji odnotowały elektrownie wodne oraz PV. W I półroczu 2023 roku 44% wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej brutto pochodziło z węgla kamiennego, 37% z wody, 15% z wiatru, 3% z biomasy oraz 2% z elektrowni fotowoltaicznych.

Poziom produkcji w elektrowni w Ostrołęce wynikał z poziomu pracy w wymuszeniu na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce i pośrednio zależny był od dyspozycyjności bloków oraz przyjętej strategii sprzedażowej. 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. Na wielkość produkcji energii miała również wpływ dyspozycyjność posiadanych bloków kogeneracyjnych oraz dostępność i ceny bieżące paliw.

W II kwartale 2023 roku można było zaobserwować podobną tendencję produkcyjną jak w opisanym powyżej układzie półrocznym.

Tabela 15: Produkcja ciepła brutto (TJ)

Produkcja ciepła brutto w TJ	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Energa Kogeneracja Sp. z o.o.	457	288	(169)	-37%	1 176	1 098	(77)	-7%
Energa Elektrownie Ostrołęka S.A.	214	206	(8)	-4%	657	620	(37)	-6%
Energa Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	38	63	25	65%	168	187	19	11%
Produkcja ciepła brutto razem	710	557	(153)	-22%	2 001	1 906	(95)	-5%

W I półroczu 2023 roku Grupa wyprodukowała 1 906 TJ energii cieplnej, o 5% mniej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ miała m.in. temperatura powietrza kształtująca zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców Grupy na rynkach lokalnych w miastach Ostrołęka, Elbląg i Kalisz.

W II kwartale 2023 roku dynamika spadku produkcji ciepła r/r była wyższa niż w całym półroczu i wyniosła 22%. Czynniki wpływające na produkcję były te same.

Tabela 16: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*

Zużycie paliw*	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	309	153	(156)	-51%	674	373	(301)	-45%
Koszt (mln zł)	111	196	84	76%	243	455	212	87%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	20	22	2	12%	33	44	11	34%
Koszt (mln zł)	22	23	1	4%	33	55	21	64%
Zużycie paliw razem (mln zł)	134	219	85	64%	276	509	233	84%

* łącznie z kosztem transportu

W I półroczu 2023 roku wytwórcy Grupy zużyli o 301 tys. ton mniej węgla kamiennego oraz o 11 tys. ton więcej biomasy w stosunku do analogicznego okresu 2022 roku. Niższe zużycie węgla wynikało z mniejszej produkcji energii elektrycznej, głównie przez elektrownię w Ostrołęce, natomiast wyższe zużycie biomasy było zależne od dostępności surowca dla bloku kogeneracyjnego w Elblągu, jak również dyspozycyjności samego obiektu. Jednocześnie odnotowano wyższe koszty jednostkowe zakupu węgla oraz biomasy.

5.2.2. Wyniki finansowe

Rysunek 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł)

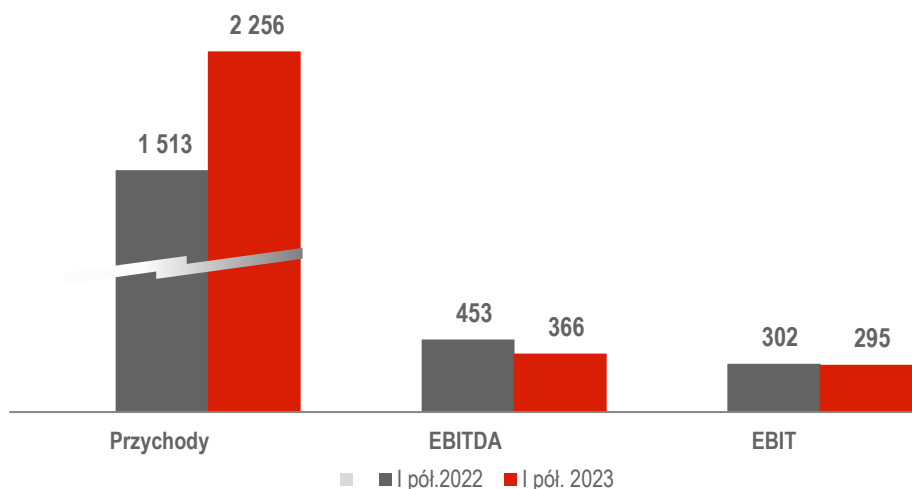


Tabela 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	713	877	164	23%
EBITDA	147	65	(82)	-56%
amortyzacja	41	36	(5)	-12%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	79	-	(79)	-100%
EBIT	27	29	2	7%
Wynik netto	56	10	(46)	-82%
CAPEX	30	29	(1)	-3%

w mln zł	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	1 513	2 256	743	49%
EBITDA	453	366	(87)	-19%
amortyzacja	78	72	(6)	-8%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	73	(1)	(74)	< -100%
EBIT	302	295	(7)	-2%
Wynik netto	254	221	(33)	-13%
CAPEX	50	195	145	> 100%

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 18: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania

EBITDA w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Woda	83	68	(15)	-18%	197	154	(43)	-22%
Wiatr	37	24	(13)	-35%	128	99	(29)	-22%
Elektrownia w Ostrołęce	45	(39)	(83)	< -100%	181	118	(63)	-35%
Pozostałe i korekty	(18)	12	30	> -100%	(53)	(5)	48	-91%
Razem Wytwarzanie	147	65	(82)	-56%	453	366	(87)	-19%

Rysunek 18: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł)



* uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt) oraz odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny

EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w I półroczu 2023 roku wyniosła 366 mln zł (o 87 mln zł mniej r/r), a jej udział w łącznej EBITDA Grupy ukształtował się na poziomie 14% (wobec 22% w I półroczu 2022 roku). Głównymi czynnikami kształtującymi poziom EBITDA tej Linii w I półroczu 2023 roku były m.in. przychody ze sprzedaży energii, przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła, koszty zużycia kluczowych paliw do produkcji oraz koszty zakupu uprawnień do emisji.

Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (gdzie uwzględniono także odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny na poziomie 749 mln zł) były zależne głównie od niższych wolumenów produkcyjnych w elektrowni w Ostrołęce oraz generowanych przez źródła wiatrowe. Wpływ ten został częściowo skompensowany obowiązującym mechanizmem rozliczania redukcji produkcji w elektrowni w Ostrołęce z Operatorem Sieci Przesyłowej, jak również z rozliczenia sprzedaży za rok 2022 dla tego aktywa.

Wyższe przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła były podyktowane m.in. wzrostem cen sprzedaży ciepła.

Koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji był pochodną głównie wyższych kosztów jednostkowych zużycia paliw pomimo zauważalnie niższego wolumenu produkcji energii elektrycznej przede wszystkim przez elektrownię w Ostrołęce.

Pomimo wzrostu cen rynkowych uprawnień do emisji CO2 w bieżącym okresie raportowym, koszt zakupu uprawnień do emisji CO2 był niższy r/r, co wynika z niższej produkcji przez źródła konwencjonalne (głównie elektrownia w Ostrołęce).

Jednym ze źródeł przychodów Linii Biznesowej Wytwarzanie są przychody z usług systemowych. W ramach tej kategorii Linia ewidencjonuje m.in. wdrożony z początkiem 2021 roku mechanizm rozliczeniowy w postaci Rynku Mocy. Łączne przychody z usług systemowych w I półroczu 2023 roku wyniosły 95 mln zł (gdzie 85 mln stanowiły przychody z Rynku Mocy), wobec 106 mln zł w analogicznym okresie poprzedniego roku (gdzie 91 mln zł stanowiły przychody z Rynku Mocy).

Nakłady inwestycyjne tej Linii w I półroczu 2023 roku były wyższe o 145 mln zł r/r, a ich poziom wynikał głównie z rozwoju projektów budowy nowych mocy w źródłach fotowoltaicznych w Grupie (szczególnie PV Wielbark).

Niższy poziom EBITDA Linii za II kwartał w ujęciu r/r (o 82 mln zł r/r) był w głównej mierze spowodowany niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej głównie przez niższy wolumen produkcji energii. Negatywny wpływ na wynik miał również

wyższy koszt zużycia kluczowych paliw do produkcji spowodowany głównie wyższym kosztem jednostkowym zakupu węgla. Powyższe dwa czynniki zostały częściowo skompensowane niższym kosztem zakupu uprawnień do emisji (głównie efekt niższej produkcji).

Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	119	367	247	> 100%	269	868	599	> 100%
EBITDA	83	68	(15)	-18%	197	154	(43)	-22%
EBIT	74	60	(14)	-19%	179	136	(43)	-24%
CAPEX	2	1	(1)	-57%	4	2	(2)	-47%

Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	82	59	(23)	-28%	163	193	30	18%
EBITDA	37	24	(13)	-35%	128	99	(29)	-22%
EBIT	20	7	(13)	-64%	96	66	(29)	-31%
CAPEX	1	2	1	> 100%	1	6	4	> 100%

Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	490	368	(122)	-25%	999	1 011	12	1%
EBITDA	45	(39)	(83)	< -100%	181	118	(63)	-35%
EBIT	44	(39)	(83)	< -100%	186	117	(69)	-37%
CAPEX	1	4	4	> 100%	3	5	1	42%

Tabela 22: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	22	84	62	> 100%	82	184	102	> 100%
EBITDA	(18)	12	30	> -100%	(53)	(5)	48	-90%
EBIT	(112)	2	114	> 100%	(159)	(25)	134	-84%
CAPEX	26	21	(4)	-16%	41	182	141	> 100%

5.3. Linia Biznesowa Sprzedaż

5.3.1. Działalność biznesowa i operacyjna

Tabela 23: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż

Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż w GWh	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)	I pół. 2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Sprzedaż energii detaliczna	4 236	3 999	(237)	-6%	8 953	8 582	(371)	-4%
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	960	837	(123)	-13%	2 007	1 494	(514)	-26%
<i>Sprzedaż energii na rynek bilansujący</i>	165	227	63	38%	564	707	142	25%
<i>Pozostała sprzedaż hurtowa</i>	796	610	(186)	-23%	1 443	787	(656)	-45%
Sprzedaż energii razem	5 196	4 836	(360)	-7%	10 960	10 076	(884)	-8%

W I półroczu 2023 roku łączny wolumen sprzedanej energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż był niższy o 8% (tj. o 884 GWh) w porównaniu do I półrocza 2022 roku. To efekt niższej sprzedaży na rynku hurtowym oraz na rynku detalicznym.

Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym obniżył się w I półroczu 2023 roku o 4% (tj. o 371 GWh) w ujęciu r/r, co należy wiązać z poziomem kontrakcji klientów biznesowych, a także efektami makroekonomicznymi, tj. spowolnieniem gospodarczym i wysokimi cenami energii, co zachęca do oszczędzania energii.

Na koniec I półrocza 2023 roku liczba odbiorców końcowych energii elektrycznej (Punkty Poboru Energii) Linii Biznesowej Sprzedaż wynosiła 3,3 mln, co oznacza wzrost o ok. 61 tys. klientów w ujęciu r/r. Za przyrost bazy klientów odpowiada grupa taryfowa G (gospodarstwa domowe).

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym spadła w I półroczu 2023 roku o 514 GWh (tj. o 26%) w stosunku do I półrocza 2022 roku. Przyczyną tego spadku była niższa skala wyprzedaży nadwyżek energii elektrycznej powiązana z bilansowaniem portfela energii.

W II kwartale 2023 roku trend był analogiczny jak w całym I półroczu 2023 roku, tj. wolumen sprzedaży energii był niższy o 7% (o 360 GWh) r/r. Wolumen sprzedaży na rynku detalicznym był o 6% niższy niż w II kwartale ubiegłego roku, z kolei wolumen sprzedaży energii na rynku hurtowym spadł o 13% r/r.

5.3.2. Wyniki finansowe

Rysunek 19: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł)

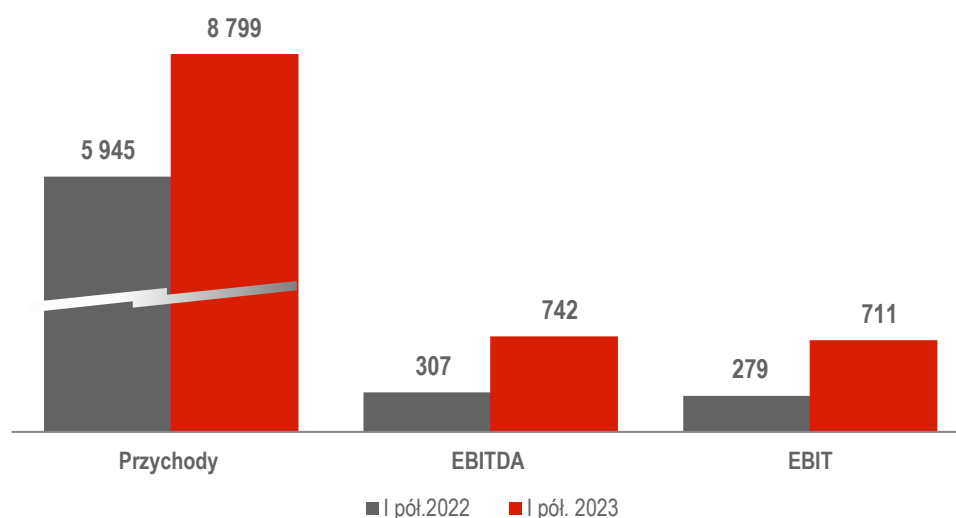
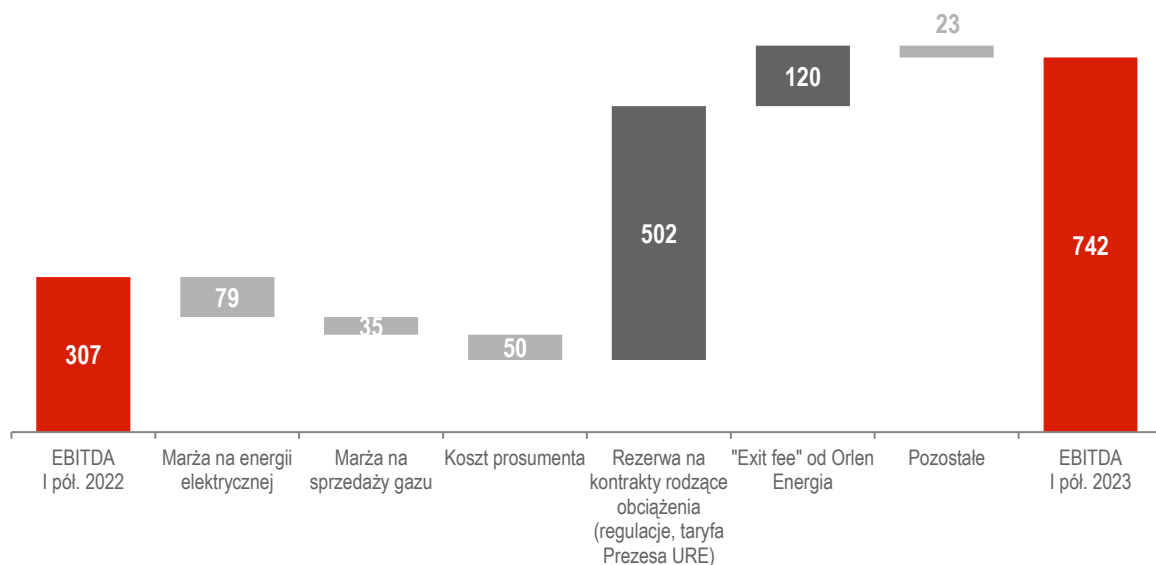


Tabela 24: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa

w mln zł	II kw. 2022	II kw. 2023	Zmiana	Zmiana (%)
Przychody	2 867	3 894	1 027	36%
EBITDA	248	297	49	20%
amortyzacja	14	16	2	14%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	234	281	47	20%
Wynik netto	188	212	24	13%
CAPEX	12	42	30	> 100%

w mln zł	I pół.2022	I pół. 2023	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2023/2022 (%)
Przychody	5 945	8 799	2 854	48%
EBITDA	307	742	435	> 100%
amortyzacja	28	31	3	11%
odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych	-	-	-	0%
EBIT	279	711	432	> 100%
Wynik netto	222	555	333	> 100%
CAPEX	21	57	36	> 100%

Rysunek 20: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł)



W I półroczu 2023 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 742 mln zł i była wyższa o 435 mln zł w porównaniu z wynikiem osiągniętym w analogicznym okresie 2022 roku (EBITDA na poziomie 307 mln zł). EBITDA tej Linii w I półroczu 2023 roku stanowiła 28% EBITDA Grupy, podczas gdy w I półroczu 2022 roku udział ten wynosił 15%.

Przychody Linii Biznesowej Sprzedaż w I półroczu 2023 roku wyniosły 8 799 mln zł i były o 2 855 mln zł (48%) wyższe w porównaniu z I półroczem 2022 roku. Wzrost przychodów wynikał głównie z wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz gazu, co było odzwierciedleniem dynamicznego wzrostu ich cen na rynku.

Na wzrost EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż w ujęciu r/r istotny wpływ (+502 mln zł) miało zdarzenie księgowe, tj. 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.

W sprawozdawczym okresie wystąpiło także zdarzenie jednorazowe w postaci otrzymania opłaty „exit fee” (+120 mln zł) za przeniesienie procesów i funkcji związanych z hurtowym handlem energią elektryczną z Energa Obrót do ORLEN Energia. Zdarzenie to było jednym z etapów realizowanego procesu konsolidacji i integracji działalności handlu hurtowego energią elektryczną i produktów powiązanych w Grupie Kapitałowej ORLEN.

Marża na sprzedaży energii elektrycznej okazała się niższa r/r (o 79 mln zł) na skutek spadku średniej marży jednostkowej oraz niższego o 4% wolumenu sprzedaży do odbiorców końcowych. Niższe marże jednostkowe wynikają z braku możliwości przeniesienia w pełnym zakresie wzrostu cen zakupu energii elektrycznej na odbiorców końcowych z uwagi głównie na taryfę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (gospodarstwa domowe) oraz na regulacje w zakresie cen sprzedaży energii w 2023 roku (odbiorcy biznesowi).

Marża na sprzedaży gazu także wpłynęła negatywnie na zmianę EBITDA w ujęciu r/r. Jej poziom w I półroczu 2023 roku był o 35 mln zł niższy w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. To efekt, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, braku możliwości przeniesienia na odbiorców końcowych pełnej skali wzrostu cen zakupu tego paliwa.

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 I półroczu 2023 roku wzrósł o 50 mln zł w ujęciu r/r. Wynika to z większej bazy klientów przez całe I półrocze 2023 roku oraz bardziej świadomego korzystania z energii produkowanej i zmagazynowanej.

W II kwartale 2023 roku EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż wyniosła 297 mln zł i była wyższa o 49 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem 2022 roku. Przyczyny zmiany EBITDA r/r w ujęciu kwartalnym są zbliżone do przyczyn przedstawionych w ujęciu półrocznym powyżej, tj. najistotniejszy wpływ na wzrost wyniku miały rozwiązanie części rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia (+173 mln zł) oraz opłata „exit fee” od ORLEN Energia (+120 mln zł). Negatywnie na zmianę wyniku wpłynęły: marża na sprzedaży energii elektrycznej (-154 mln zł), marża na sprzedaży gazu (-56 mln zł) oraz koszt prosumenta (-32 mln zł).



Elektrownia Wodna w Łapinie

Zarządzanie ryzykiem

6. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM

6.1. Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa

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

ZSZR jest realizowany w oparciu o jednolity w całej Grupie proces zarządzania ryzykiem, bazujący na międzynarodowych standardach (ISO 31000, COSO, FERMA) 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 21: 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 przygotowywana 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.

W ramach rozwoju ZSZR w Grupie Energa, w pierwszym półroczu 2023 roku przeprowadzone zostały szkolenia, przybliżające pracownikom tematykę zarządzania ryzykiem. Podjęto również działania związane z wdrożeniem systemu mierników ryzyka na poziomie Energa SA - w kolejnym okresie działania te będą kontynuowane w spółkach Grupy Energa.

6.2. Opis istotnych czynników i ryzyk

Poniżej przedstawione zostały najważniejsze ryzyka zidentyfikowane na poziomie Grupy Energa, w podziale na 4 obszary Modelu Ryzyka, wraz z opisem najważniejszych działań stosowanych w celu kontrolowania ryzyka.

Obszar strategiczny

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

Tabela 25: Najistotniejsze ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
Ryzyka związane z realizacją Wieloletniego Planu Inwestycji Strategicznych i Strategicznego Planu Rozwoju Grupy Energa	Kluczowe ryzyka w tym obszarze dotyczą zakłóceń oraz istotnych odchyień 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 ₂ , 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. 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.	<ul style="list-style-type: none"> Realizacja inwestycji wskazanych w Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2021-2030 - zgodnie z kryteriami planów inwestycyjnych Bieżący nadzór nad realizacją planu inwestycyjnego Monitoring celów Grupy i nakładów inwestycyjnych określonych w Strategicznym Planie Rozwoju Grupy Energa do 2030 r. Umowy z wykonawcami, dostawcami, zabezpieczające przesunięcia w harmonogramie i zmiany budżetu

Ryzyka planowania i alokacji zasobów

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. 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.

- 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
- Zasady kalkulacji cen energii elektrycznej oraz gazu oraz zarządzania marżą
- Instrukcja ofertowania i metodologia wycenienia marży z kontraktów z wytwórcami energii elektrycznej
- Projekcje kroczące dla przychodów i kosztów działalności w danym roku
- Monitorowanie planu

Ryzyka klimatyczne

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. 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).

- Wyznaczenie członka Zarządu Energa S.A. odpowiedzialnego za zarządzanie kwestiami klimatycznymi
- Funkcjonowanie zintegrowanego systemu zarządzania środowiskowo-energetycznego, zgodnego z Rozporządzeniem EMAS oraz normami ISO 14001 i ISO 50001
- Systematyczna redukcja zużycia surowców, wody i energii w celu budowania w łańcuchu wartości organizacji odporności wobec wyczerpujących się zasobów naturalnych
- Monitorowanie działań związanych z aspektami klimatycznymi, m.in. poprzez gromadzenie kompleksowych i szczegółowych danych dot. ryzyk i szans związanych ze zmianami klimatu w liniach biznesowych GE oraz stały nadzór nad: zużyciem energii, wody i surowców nieodnawialnych, wzrostem udziału OZE oraz rozwojem sieci dystrybucyjnej
- Uwzględnianie w funkcjonowaniu Grupy Energa wytycznych TCFD

Ryzyka środowiskowe

Ryzyko dotyczy negatywnego oddziaływania na środowisko spółek Grupy Energa, w tym ich wpływ na zmiany klimatu. 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”.

- Polityka środowiskowo-energetyczna Grupy Energa
- Funkcjonowanie zintegrowanego systemu zarządzania środowiskowo-energetycznego, zgodnego z Rozporządzeniem EMAS oraz normami ISO 14001 i ISO 50001
- Audyt zewnętrzny systemu zarządzania środowiskowo - energetycznego

Ryzyko ochrony informacji

Ryzyko wynikające z działań na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa informacji i danych prawnie chronionych, takich jak tajemnica spółki, ochrony przed działalnością konkurencyjną oraz wymogów wynikających z przepisów o ochronie informacji niejawnych. Ryzyko związane z utratą poufności, integralności i zapewnienia dostępności w kontekście metod przetwarzania informacji (w tym w systemach teleinformatycznych). Materializacja ryzyka może dotyczyć zakłócenia lub przerwania ciągłości działania w spółkach, ponoszenia odpowiedzialności karnej, administracyjnej lub służbowej. Skutkiem ryzyka mogą być straty wizerunkowe wynikające z utraty danych oraz negatywny wpływ na wizerunek.

- Polityka Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji i Cyberbezpieczeństwem w Grupie Energa
- Polityka Bezpieczeństwa Teleinformatycznego
- Polityka Ochrony Informacji w Energa SA.
- Polityka bezpieczeństwa informacji w Enerdze SA.
- Prowadzenie Centrum Bezpieczeństwa w ramach Grupy ORLEN

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

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
Ryzyko prawne	Ryzyko dotyczy 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Współpraca z kancelariami prawnymi i weryfikacja jakości usług świadczonych w zakresie pomocy prawnej • Systemy informatyczne do monitorowania i raportowania istotnych spraw • Wewnętrzne regulacje w zakresie koordynacji pomocy prawnej w Grupie Energa, a także dot. stanów prawnych nieruchomości energetycznych • System Zarządzania Zgodnością w Grupie Energa • Opiniowanie umów pod kątem compliance • Umowy obligacyjne lub prawno-rzeczowe, regulujące ustanowienie służebności przesyłu / gruntowej
Ryzyko ochrony danych osobowych	Ryzyko dotyczy zapewnienia prywatności i bezpieczeństwa informacji podmiotów danych. Materializacja ryzyka może prowadzić do utrudnienia prowadzenia działań operacyjnych przez spółkę, sankcji karnych, w tym finansowych i administracyjnych, kontroli organów nadzorujących, kosztów procesowych i odszkodowawczych.	<ul style="list-style-type: none"> • Realizacja postanowień wewnętrznych regulacji dot. obszaru ochrony danych osobowych, m.in. w zakresie postępowania z naruszeniami, pozyskiwania zgód na przetwarzanie danych osobowych, realizacji obowiązków informacyjnych, realizacji praw podmiotów danych, czy zarządzania ryzykiem ochrony danych osobowych • Cykliczne szkolenia i komunikacja informacyjna w zakresie podstawowych obowiązków pracowników • Rekomendacje Forum ODO
Ryzyko nadużyć	Ryzyko dotyczy sytuacji i zachowań związanych z nadużyciami, w tym konfliktem interesów, korupcją i defraudacją, możliwych do popełnienia przez pracowników/ współpracowników podmiotów Grupy Energa. Ryzyko obejmuje potencjalne zagrożenie występowania nadużyć i działań korupcyjnych w procesach operacyjnych, jak również nadużyć finansowych w związku z realizacją projektów unijnych. Materializacja ryzyka może prowadzić do powstania strat finansowych, utraty majątku oraz wiązać się z prowadzeniem postępowania przez organy ścigania w stosunku do pracowników lub organów podmiotów Grupy. Ryzyko może negatywnie wpływać na reputację i wizerunek Grupy Energa, skutkować zakazem aplikowania o środki publiczne (unijne bądź krajowe) oraz wpływać na pogorszenie zaufania pracowników do przełożonych, współpracowników i organizacji w ogóle.	<ul style="list-style-type: none"> • Polityka przeciwdziałania nadużyciom i konfliktowi interesów • Wewnętrzne regulacje z zakresu nadużyć, tworzenia i rozliczania zamówień dla projektów dofinansowanych ze środków UE oraz dot. procesu zakupowego • Szkolenia dla pracowników (m.in. w zakresie antykorupcji) • Dedykowany kanał kontaktu do zgłaszania symptomów i nadużyć • Trzy linie obrony organizacji (system kontroli wewnętrznej, system zarządzania ryzykiem, audyt wewnętrzny) • Komórki ds. bezpieczeństwa w kluczowych podmiotach zależnych • Obowiązkowe klauzule dot. antykorupcji i konfliktu interesów w umowach z kontrahentami • Współpraca z Biurem Prawnym w zakresie zarządzania zgodnością w obszarze nadużyć oraz w zakresie zgłoszenia podejrzenia popełnienia przestępstwa.

Ryzyko regulacyjne	Ryzyko dotyczy zmian legislacyjnych wpływających na funkcjonowanie poszczególnych Linii Biznesowych Grupy Energa. 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring zmian w prawie • Udział w procesie legislacyjnym, w tym monitorowanie i opiniowanie inicjatyw legislacyjnych • Współpraca w ramach Grupy ORLEN w zakresie formułowania stanowisk • Praca przedstawicieli Grupy w stowarzyszeniach branżowych
---------------------------	---	--

Ryzyko umów	Ryzyko związane jest 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Wewnętrzne procedury w zakresie zawierania umów i udzielania zamówień • Centralny Rejestr Umów i Zleceń • Rejestr i ocena kwalifikowanych podwykonawców • Monitoring stopnia zaawansowania realizacji usług i dostaw • Określenie zasad odpowiedzialności Partnerów Konsorcjum
--------------------	--	--

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 27: Najistotniejsze ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
Ryzyka projektowe / inwestycyjne	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. 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Realizacja inwestycji w strukturze projektowej lub przez dedykowane spółki celowe • Bieżąca kontrola i monitoring inwestycji na poziomie operacyjnym i strategicznym (Komitety i Najwyższe Kierownictwo) • Cykliczne warsztaty na temat odchyłeń w ramach największych CAPEX-ów • Zawarte umowy i porozumienia • Monitoring otoczenia rynkowego projektów
Ryzyka dotyczące podstawowej działalności poszczególnych spółek Grupy Energa	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. 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. W przypadku niedostosowania strategicznych systemów IT, identyfikowane jest ryzyko kar, zakłóceń w realizacji podstawowych procesów, jak np. fakturowanie, zagrożenia bezpieczeństwa informacji.	<ul style="list-style-type: none"> • Okresowe przeglądy wynikające z instrukcji oraz posiadanego doświadczenia i wiedzy technicznej • Plany remontowe i inwestycyjne • Ubezpieczenie majątku • Zapisy umowne z wykonawcami urządzeń wytwórczych w zakresie reagowania na występujące usterki gwarancyjne • Świadectwa kwalifikacyjne pracowników • Dywersyfikacja dostawców • Monitoring rynku paliw oraz planów produkcji i zużycia paliw • Umowy kilkuletnie na zakup i transport surowców • Koordynacja Portfela Projektów IT • Zabezpieczenie zasobów informatycznych

Ryzyko bezpieczeństwa osób i mienia	Ryzyko związane z nieuprawnionym dostępem do obiektów, w tym do urządzeń energetycznych. Ryzyko dotyczy również bezpieczeństwa pracowników i osób trzecich przebywających na terenie podmiotów Grupy, a także incydentów o charakterze terrorystycznym i sabotażowym. Potencjalne skutki ryzyka mogą wiązać się z zagrożeniem bezpieczeństwa pracy sieci, dezorganizacją realizowanych procesów operacyjnych, utratą / zniszczeniem mienia, bądź przerwaniem ciągłości działania.	<ul style="list-style-type: none"> • Zapewnienie bezpieczeństwa osób i majątku spółek przez dedykowaną spółkę z Grupy • Plany ochrony, w tym Plany ochrony infrastruktury krytycznej • Regulacje wewnętrzne z zakresu bezpieczeństwa • Plany Ciągłości Działania w Podmiotach Grupy • Ubezpieczenie majątkowe, OC oraz utraty przychodów • Systemy zabezpieczeń fizycznych i technicznych w obiektach Grupy • Monitoring incydentów dot. obszaru bezpieczeństwa w Grupie • Kontrole stanu ochrony fizycznej i technicznej
Ryzyko przerwania ciągłości działania	Ryzyko związane z naruszeniem ciągłości działania kluczowych procesów w podmiotach Grupy czy też wystąpienia nieoczekiwanych zakłóceń w działalności tych procesów. Ryzyko uwzględnia kwestie dot. dyspozycyjności urządzeń, ich sprawności oraz wydajności, jak również wpływ czynników atmosferycznych i hydrologicznych oraz zdarzeń losowych. Materializacja ryzyka prowadzi do zagrożenia bezpieczeństwa życia i mienia, zakłóceń produkcji, niedostępności zasobów (lokalizacji, systemów, pracowników) realizujących procesy krytyczne czy awarii innych urządzeń technologicznie powiązanych. Ryzyko może skutkować także karami umownymi, a w skrajnym scenariuszu – utratą koncesji.	<ul style="list-style-type: none"> • Strategia Ciągłości Działania • Procedury Awaryjne • Plan Ochrony Infrastruktury Krytycznej • Zasady postępowania w sytuacji krytycznej • Lokalizacje zastępcze • Cykliczne testowanie w ramach systemu zarządzania ciągłością działania • Ubezpieczenie • Zapisy umowne z wykonawcami w zakresie reagowania na usterki • Działania prewencyjne, m.in. okresowe przeglądy infrastruktury, realizacja zaplanowanych remontów i inwestycji
Ryzyko relacji społecznych i związków zawodowych	Ryzyko obejmuje dialog z partnerem społecznym w szczególności ze związkami zawodowymi, dotyczy procesu utrzymywania relacji pomiędzy pracodawcą a pracownikami, jak również procesu komunikacji z pracownikami. Materializacja ryzyka może prowadzić do roszczeń, utrudnień w prowadzeniu biznesu, kosztów związanych z ewentualnymi przestojami (strajki, protesty) czy odejściami pracowników, jak również skutków wizerunkowych.	<ul style="list-style-type: none"> • Prowadzenie dialogu społecznego • Realizacja postanowień układów zbiorowych pracy i porozumień zbiorowych • Komunikacja z organizacjami związkowymi oraz informowanie pracowników o planowanych zmianach • Prowadzenie rokowań
Ryzyko dotyczące rozliczeń klientów	Ryzyko związane jest z zaburzeniem procesu fakturowania z uwagi na niedostępność systemów billingowych, prowadzone migracje, niepoprawną ewidencję danych odczytowych, co może prowadzić m.in. do obniżenia satysfakcji klienta (wzrost reklamacji, rezygnacja z usług i produktów Grupy), pogorszenia wizerunku Grupy, zakłóceń przepływów pieniężnych, zaburzenia danych finansowych i statystycznych, dodatkowych kosztów usunięcia błędów/nieprawidłowości, czy postępowań przed URE i UOKiK.	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring poziomu dostarczonych danych pomiarowych / wystawionych faktur • Umowa serwisowa z dostawcami systemów billingowych umożliwiającą szybką naprawę błędów krytycznych • Wewnętrzne instrukcje dotyczące m.in. wykonywania korekt, odsetek, mechanizmu kontrolnego dotyczących podwójnego fakturowania, sprzedaży i rozliczania prosumenta czy zamknięcia miesiąca • Systemowe mechanizmy kontrolne

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 28: Najistotniejsze ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy

Ryzyko	Opis ryzyka i potencjalnych skutków	Kluczowe mechanizmy kontrolne
Ryzyko płynności finansowej	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"> • Polityka finansowa, w tym polityka zarządzania ryzykiem rynkowym • Projekcje finansowe • Długoterminowy model finansowy • Finansowanie Grupy Energa w różnorodnej formule • Cashpooling • Plany przepływów pieniężnych • Analiza odchyleń • Praca dedykowanych Zespołów • Współpraca z zewnętrznym doradcą • Monitorowanie bieżących zmian w prawie i orzecznictwie podatkowym
Ryzyko walutowe	Ryzyko dotyczy zmiany kursu walut obcych w stosunku do złotego polskiego z uwagi na dług zaciągnięty w walucie obcej czy posiadane nadwyżki walutowe oraz realizowane inwestycje lub kontrakty zakupowe rozliczane w walucie obcej. Brak zabezpieczenia ryzyka walutowego prowadzić może do zwiększonych kosztów zarządzania środkami pieniężnymi, wzrostu nakładów inwestycyjnych, jak również wahań wyników finansowych z okresu na okres.	<ul style="list-style-type: none"> • Ustanawianie, monitorowanie i raportowanie limitów ekspozycji na ryzyko walutowe • Zawieranie transakcji zabezpieczających przed ryzykiem walutowym • Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń • Stosowanie mechanizmu „naturalnego hedgingu”
Ryzyka rynkowe	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 CO2 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 ryzyk 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"> • Zarządzanie ryzykiem głównej działalności w obszarze sprzedaży • Procesy i regulacje wewnętrzne związane z obszarami kontraktacji, handlu i zakupów • Monitoring handlu energią elektryczną, prawami majątkowymi, gwarancjami pochodzenia, uprawnieniami do emisji CO2 • Korzystanie z usług doradczych i prawnych • Udział w procesie konsultacji projektów aktów prawnych • Realizacja w poszczególnych spółkach projektów, mających na celu optymalizację kosztowo-efektywnościową • Kontrola kosztów produkcji
Ryzyko kształtowania polityki cenowej	Ryzyko związane z nieprawidłową kalkulacją cen sprzedaży (w tym ryzyko nieprawidłowych algorytmów i danych źródłowych), przygotowaniem ofert dla Klientów na przyszłe lata w oparciu o dane kosztowe na podstawie obecnych cen rynkowych i obecnego stanu prawnego, które nie są lub nie mogą być w pełni zabezpieczone oraz zatwierdzeniem przez Prezesa URE stawek w taryfie na poziomie niegwarantującym opłacalności sprzedaży. Materializacja ryzyka może wpłynąć na utratę udziału w rynku (marża, wolumen, przychód) i skutkować stratami finansowymi, np. na skutek zmienności cen rynkowych czy zmian regulacyjnych oraz kosztami związanymi z potencjalną rozbudową systemów IT.	<ul style="list-style-type: none"> • Bieżące badanie rynku pod kątem zmian otoczenia rynkowego i prawno-regulacyjnego • Bieżące badanie planowanego wyniku finansowego i innych, wybranych wskaźników oraz bieżąca analiza wpływu przyjętych zasad kalkulacji cen na ten wynik/wskaźniki • Bieżące badanie mechanizmów ofertowania (w tym Modelu Sprzężonego) oraz poprawności funkcjonowania systemów handlowych IT i baz danych • Regulacje wew. odnośnie zasad kalkulacji cen energii elektrycznej oraz zarządzania marżą, zabezpieczenie minimalnego poziomu marży • System monitoringu ofertowania

Ryzyko kredytowe związane z rozliczeniami klientów oraz kontrahentów

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). Materializacja ryzyka może prowadzić m.in. do wzrostu poziomu wiarytelności spornych i przeterminowanych, zakłóceń przepływów pieniężnych, dodatkowych kosztów związanych z działaniami windykacyjnymi czy utraty części przychodów.

- Zwiększona częstotliwość monitoringu przepływów pieniężnych
- Tworzenie harmonogramów / ścieżek działań windykacyjnych
- Współpraca z kancelariami prawnymi
- Ocena wiarygodności klientów biznesowych i kontrahentów na rynku hurtowym
- Blokady windykacyjne w systemach informatycznych
- Pozyskiwanie zabezpieczeń od dłużników lub kontrahentów ocenionych negatywnie, monitoring dłużników
- Raporty z oceny sytuacji największych dłużników w zakresie spłaty dotychczasowych należności i zapobieganie wzrostowi zadłużenia.

Ryzyko ubezpieczeniowe

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. Materializacja ryzyka może skutkować koniecznością samodzielnej likwidacji szkód i ograniczeniem środków na odtworzenie majątku.

- Realizacja działań wynikających z Polityki Ubezpieczeniowej Grupy Energa, w tym m.in.: realizacja jednolitych programów ubezpieczeniowych i procedur zawierania ubezpieczeń zgodnie z zasadami określonymi w Polityce, współpraca i nadzór nad realizacją zadań brokera ubezpieczeniowego przez wyznaczonych w spółkach koordynatorów ubezpieczeń lub inne osoby umocowane przez Zarząd Spółki
- Korzystanie z usług brokera ubezpieczeniowego, polisa brokerska

Realizując postanowienia Polityki finansowej Grupy Energa podmioty wchodzące w jej skład wstępują w różnego rodzaju umowy finansowe, które generują ryzyka finansowe i rynkowe. Do najważniejszych możemy zaliczyć ryzyko stopy procentowej, ryzyko walutowe, ryzyko kredytowe, a także ryzyko utraty płynności. Powyższe kategorie czynników ryzyka determinują wyniki finansowe poszczególnych spółek, jak również Grupy Energa.

Ryzyko stopy procentowej

Grupa Energa finansuje prowadzoną działalność operacyjną lub inwestycyjną zobowiązaniami dłużnymi oprocentowanymi w oparciu o zmienne lub stałe stopy procentowe. Zagadnienie stopy procentowej wiąże się również z lokowaniem nadwyżek pieniężnych w aktywa o zmiennej lub stałej stopie procentowej.

Ryzyko zmiennej stopy procentowej wynikające z zawartych zobowiązań dłużnych dotyczy wyłącznie stóp opartych o stawkę WIBOR. W przypadku zobowiązań w walucie euro, Grupa Energa posiada zaciągnięte zobowiązanie finansowe wynikające z emisji euroobligacji oparte o stały kupon, a także emisji obligacji hybrydowych również opartych o stały kupon.

Stosowana w zakresie ryzyka stopy procentowej polityka przewiduje ograniczanie ryzyka wahań stóp procentowych poprzez utrzymywanie części zadłużenia oprocentowanego stałą stopą procentową. To założenie może być realizowane m.in. poprzez transakcje zabezpieczające zmienną stopę procentową IRS.

W związku z wdrożeniem rachunkowości zabezpieczeń Grupa Energa identyfikuje również ryzyko stopy procentowej związane z zawartymi transakcjami zabezpieczającymi CCIRS i IRS, niewpływające na wynik finansowy Grupy. Ponadto poziom stóp procentowych ma bezpośredni wpływ na WACC podawany przez Prezesa URE do kalkulacji zwrotu z WRA wliczonego w taryfę Energi Operatora. Wysokie stopy procentowe powodują wzrost zwrotu z WRA i spadek rezerw aktuarialnych.

Ryzyko walutowe

W obszarze finansowym ryzyko walutowe związane jest przede wszystkim z zaciąganiem i obsługą przez Grupę Energa zobowiązań dłużnych w walutach obcych w ramach ustanowionego Programu emisji euroobligacji EMTN, a także w związku z emisją obligacji hybrydowych. Dodatkowo, wybrane podmioty z Grupy Energa posiadają nadwyżki walutowe, wynikające czy

to z prowadzonej działalności operacyjnej, czy inwestycyjnej. Grupa Energa monitoruje ryzyko walutowe i zarządza nim przede wszystkim poprzez zawarte transakcje zabezpieczające CCIRS i wdrożoną rachunkowość zabezpieczeń.

Ryzyko kredytowe

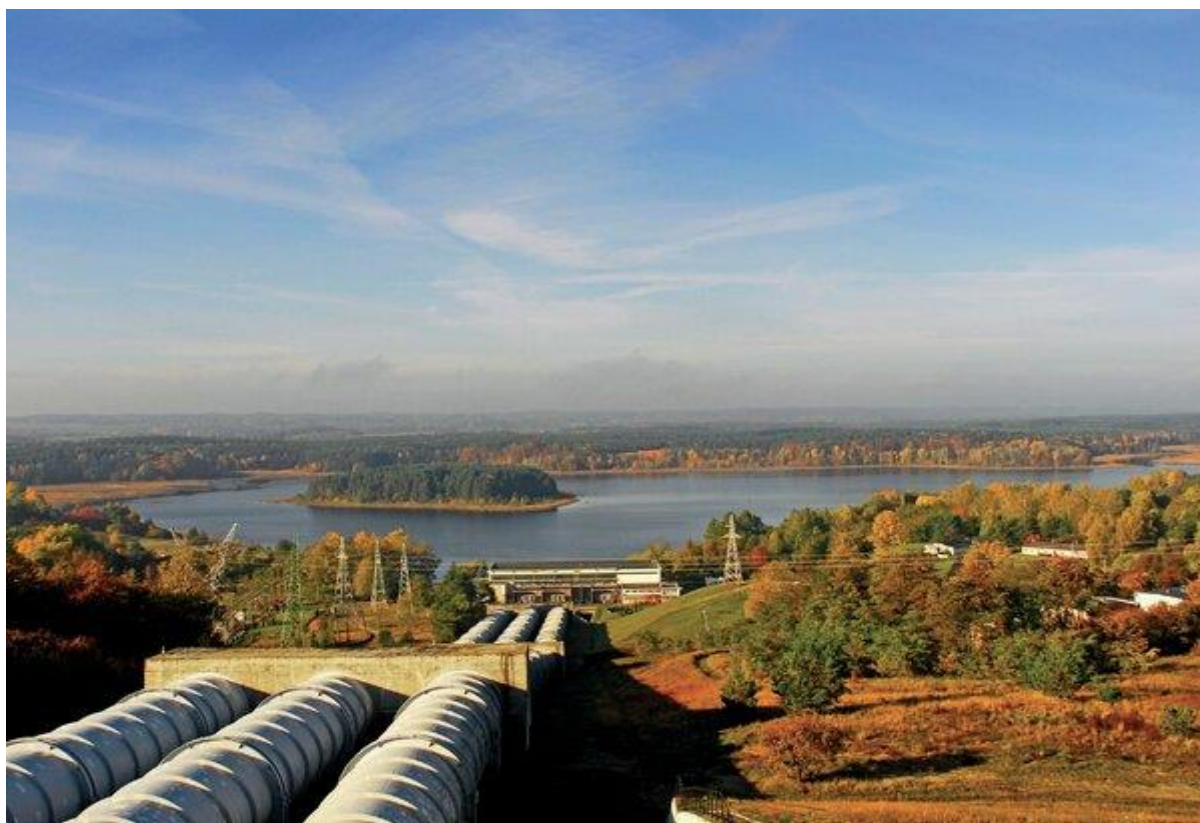
Ryzyko kredytowe jest związane z potencjalną trwałą lub czasową niewypłacalnością kontrahenta, w odniesieniu do aktywów finansowych, takich jak środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz aktywa finansowe dostępne do sprzedaży. Powstaje w wyniku niemożności dokonania zapłaty przez drugą stronę umowy, a maksymalna ekspozycja na to ryzyko równa jest wartości bilansowej nabytych instrumentów.

W analizowanym zakresie, celem minimalizacji ryzyka kredytowego, prowadzony jest cykliczny monitoring ratingów instytucji finansowych, z którymi współpracuje Grupa Energa.

Ryzyko związane z płynnością

Ryzyko utraty płynności finansowej związane jest z możliwością utraty zdolności do terminowej obsługi bieżących zobowiązań lub utratą potencjalnych korzyści wynikających z nadpłynności.

Spółki Grupy Energa monitorują ryzyko utraty płynności przy pomocy narzędzia okresowego planowania płynności. Narzędzie to uwzględnia terminy wymagalności/zapadalności zarówno zobowiązań inwestycyjnych jak i posiadanych aktywów oraz zobowiązań finansowych, czy też prognozowane przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Celem Grupy jest utrzymanie równowagi pomiędzy ciągłością, a elastycznością finansowania, poprzez korzystanie z rozmaitych źródeł finansowania, takich jak kredyty obrotowe i inwestycyjne, obligacje hybrydowe i euroobligacje. Z uwagi na centralizację działalności dłużnej Grupy w Spółce Energa SA, podmiot ten prowadzi bieżący monitoring realizacji kowenantów oraz ich prognozę w okresach długoterminowych, co pozwala określić zdolność Grupy Energa do zaciągania nowych zobowiązań.



Elektrownia szczytowo-pompowa Żydowo

Akcje i Akcjonariat

7. AKCJE I AKCJONARIAT

7.1. Struktura akcjonariatu Spółki Energa

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

Tabela 29: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania

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
RAZEM		414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

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

Tabela 30: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania

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
RAZEM	414 067 114	100,00	558 995 114	100,00

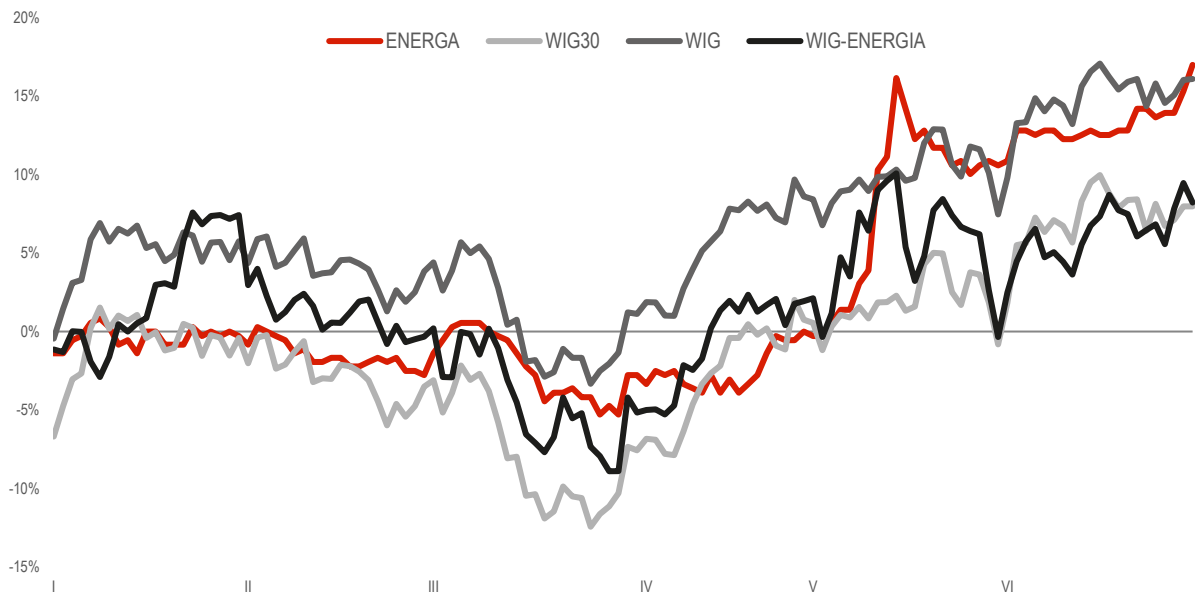
7.2. Notowania akcji Spółki na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie

Tabela 31: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2023 roku

Dane	Wartość
Cena emisyjna	17,00 zł
Liczba akcji	414 067 114
Kurs na koniec okresu	8,40 zł
Kapitalizacja na koniec okresu	3,48 mld zł
Minimum w okresie 6 m-cy 2023 r.	6,80 zł
Maximum w okresie 6 m-cy 2023 r.	8,40 zł
Średnia wartość obrotu w okresie 6 m-cy 2023 r.	0,15 mln zł
Średni wolumen obrotu w okresie 6 m-cy 2023 r.	18,8 tys. szt.
Średnia liczba transakcji w okresie 6 m-cy 2023 r.	60,15 tys. szt.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z www.infostrefa.com

Rysunek 22: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z infostrefa.com

Cena akcji Energi na zamknięciu sesji giełdowej w dniu 30 czerwca 2023 roku wyniosła 8,40 zł, co oznacza że w porównaniu z kursem zamknięcia w ostatnim dniu notowań w 2022 roku (30 grudnia 2022 roku) wzrosła o 19,32%. W omawianym okresie indeks WIG zanotował wzrost o 17,1%, a WIG-Energia o 10,4%. W związku ze zmniejszeniem liczby akcji Energi w wolnym obrocie poniżej 10% (po ogłoszeniu wyników wezwania delistującego przez PKN ORLEN) GPW wykreśliła akcje Energi ze wszystkich indeksów giełdowych ze skutkiem po sesji w dniu 3 grudnia 2020 roku.

7.3. Oceny ratingowe

W I półroczu 2023 roku oceny ratingowe pozostały bez zmian.

7.4. Zestawienie stanu akcji w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Na dzień 30 czerwca 2023 roku i na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania 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

8. POZOSTAŁE INFORMACJE O GRUPIE

8.1. Informacje o istotnych umowach i transakcjach

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 nocie 19 Skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2023 roku.

Umowy dotyczące kredytów i pożyczek

Szczegóły dotyczące umów kredytów i pożyczek opisane zostały między innymi w nocie nr 17 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2023 roku.

Umowy kredytowe z multilateralnymi instytucjami finansowymi

Kredyty na finansowanie programu inwestycyjnego Energa Operatora na lata 2009-2012

W latach 2009-2010 Energa wraz z EOP zawarły następujące umowy kredytowe, związane z rozbudową i modernizacją sieci dystrybucyjnej w latach 2009-2012:

- z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym („EBI”) z limitem 1 050 mln zł,
- z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) z limitem 1 076 mln zł,
- z Nordyckim Bankiem Inwestycyjnym („NIB”) z limitem 200 mln zł.

Powyższe finansowanie zostało w pełni wykorzystane przez Spółkę, z czego do spłaty pozostało odpowiednio na rzecz:

- EBI – 162,9 mln zł z ostatecznym terminem spłaty 15 grudnia 2025 roku,
- EBOR – 138,9 mln zł z ostatecznym terminem spłaty 18 grudnia 2024 roku,

Kredyty na finansowanie programu inwestycyjnego Energa Operatora na lata 2012-2015

W 2013 roku Energa z EOP zawarły następujące umowy kredytowe z przeznaczeniem na sfinansowanie programu inwestycyjnego EOP w latach 2012-2015, związanego z rozbudową i modernizacją sieci dystrybucyjnej:

- umowa z EBOR z limitem 800 mln zł - wykorzystanie kredytu na dzień 30 czerwca 2023 roku wyniosło 142,8 mln zł (z czego przez Energeę 56,7 mln zł i Energeę Operatora 86,2 mln zł). Termin ostatecznej spłaty kredytu przypada na dzień 18 grudnia 2024 roku,
- umowa z EBI z limitem 1 000 mln zł - wykorzystanie kredytu na dzień 30 czerwca 2023 roku wyniosło 537,5 mln zł (z czego przez Energeę 400,0 mln zł i Energeę Operatora 137,5 mln zł). Termin ostatecznej spłaty uruchomionego kredytu przypada na dzień 15 września 2031 roku.

Nordycki Bank Inwestycyjny

W dniu 23 października 2014 roku Energa zawarła z Nordyckim Bankiem Inwestycyjnym umowę kredytu bankowego z limitem 67,5 mln zł przeznaczonego na sfinansowanie projektu budowy farmy wiatrowej w miejscowości Myślino. Wykorzystanie kredytu na dzień 30 czerwca 2022 roku wyniosło 20,4 mln zł. Termin ostatecznej spłaty kredytu przypada na dzień 15 września 2026 roku.

Kredyt odnawialny oparty o czynniki społeczno-środowiskowe (ESG-linked)

W dniu 17 września 2019 roku Energa zawarła umowę odnawialnego kredytu opartego o czynniki społeczno-środowiskowe (ESG-linked) o wartości 2 000 mln zł. Umowa została zawarta z konsorcjum banków w składzie: Santander Bank Polska S.A. z siedzibą w Warszawie, Bank Gospodarstwa Krajowego z siedzibą w Warszawie, Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski SA z siedzibą w Warszawie, Caixabank SA (Spółka Akcyjna) Oddział w Polsce z siedzibą w Warszawie, MUFG Bank (Europe) N.V. z siedzibą w Amsterdamie.

Środki z kredytu mogą zostać wykorzystane m.in. na rozwój mocy wytwórczych OZE i dalszą modernizację linii elektroenergetycznych, a także częściowo przeznaczone na spłatę wcześniejszych zadłużeń związanych z tymi celami. Warunkiem udzielenia kredytu jest wykorzystanie udzielonych środków na cele nie związane z energetyką węglową. Kredyt udzielony jest na okres 5 lat od dnia podpisania umowy z możliwością dwukrotnego przedłużenia o rok. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Spółka zobowiązała się do uzyskiwania ratingu ESG (ang. ESG: Environmental, Social, Governance), którego poziom może wpływać na wysokość marży. Kredyt jest niezabezpieczony. Na dzień 30 czerwca 2023 roku kredyt nie był wykorzystany.

Kredyt odnawialny BGK

W dniu 3 lipca 2020 roku Energa zawarła z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę odnawialnego kredytu o wartości 500 mln zł, z przeznaczeniem na finansowanie celów korporacyjnych Energi, w tym finansowanie bieżącej działalności, finansowanie programu inwestycyjnego oraz refinansowanie zadłużenia finansowego. Od dnia 18 sierpnia 2022 roku dostępny limit finansowania został zmniejszony do kwoty 250 mln zł. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Na dzień 30 czerwca 2023 roku kredyt był wykorzystany w wysokości 250 mln zł. Termin ostatecznej spłaty kredytu przypadał na dzień 18 sierpnia 2023 roku i kredyt został tego dnia w całości spłacony.

Kredyt odnawialny SMBC

W dniu 28 lipca 2020 roku Energa zawarła z bankiem SMBC Bank EU umowę odnawialnego kredytu o wartości 120 mln euro formule ESG-linked loan, opartą na ocenie zaangażowania kredytobiorcy w obszarze zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu, z przeznaczeniem na finansowanie celów korporacyjnych Spółki, w tym finansowanie bieżącej działalności, finansowanie programu inwestycyjnego oraz refinansowanie zadłużenia finansowego, z wyłączeniem nakładów inwestycyjnych w zakresie energetyki węglowej. Termin ostatecznej spłaty kredytu przypada na dzień 28 lipca 2025 roku. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki EURIBOR powiększonej o marżę. Spółka zobowiązała się do uzyskiwania ratingu ESG (ang. ESG: Environmental, Social, Governance), którego poziom może wpływać na wysokość marży. Na dzień 30 czerwca 2023 roku kredyt nie był wykorzystany.

Kredyty na finansowanie programu inwestycyjnego Energa Operatora na lata 2021-2023

W dniu 16 grudnia 2021 roku Energa wraz z EOP zawarły z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym umowę długoterminowego kredytu inwestycyjnego do kwoty będącej równoważnością w PLN kwoty 150 mln EUR, z przeznaczeniem na sfinansowanie programu inwestycyjnego EOP na lata 2021-2023, w tym na takie zadania jak przyłączenia nowych odbiorców, modernizację sieci dystrybucyjnej, budowę i modernizację aktywów dystrybucyjnych celem przyłączenia m.in. nowych źródeł OZE oraz elementy inteligentnej sieci. Na dzień 30 czerwca 2023 roku kredyt był wykorzystany w kwocie 644,2 mln zł.

Kredyty na finansowanie programu inwestycyjnego CCGT Ostrołęka Sp. z o.o.

W dniu 29 czerwca 2023 roku CCGT Ostrołęka Sp. z o. („Kredytobiorca”) zawarła umowę kredytową na finansowanie budowy elektrowni gazowo-parowej o mocy 745 MWe netto w Ostrołęce i działalności operacyjnej Kredytobiorcy ("Umowa"). Umowa została zawarta z konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych w składzie: Bank Gospodarstwa Krajowego, Alior Bank SA, Bank Polska Kasa Opieki SA (pełniący rolę Agenta Kredytu oraz Agenta Zabezpieczeń), KfW IPEX-Bank GmbH oraz Erste Group Bank AG.

Przedmiotem Umowy jest udzielenie Kredytobiorcy środków finansowych w łącznej wysokości 2 640 mln zł, z czego 2 450 mln zł to terminowy kredyt inwestycyjny, natomiast pozostała część to dwa kredyty odnawialne przeznaczone na działalność operacyjną Kredytobiorcy i finansowanie podatku VAT w okresie budowy elektrowni (dalej łącznie "Kredyt"). Termin ostatecznej spłaty kredytu przypada na dzień 15 grudnia 2036 roku. Oprocentowanie Kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Kredyt jest zabezpieczony, m.in. poprzez hipotekę na nieruchomościach Kredytobiorcy. Na dzień 30 czerwca 2023 roku kredyt nie był wykorzystany.

Pożyczki Energa Finance AB (publ)

W I półroczu 2023 roku kontynuowane były zawarte w marcu 2013 roku dwie pożyczki opiewające pierwotnie na łączną kwotę 499 mln euro, których Spółce udzieliła spółka zależna Energa Finance AB (publ), z terminem ostatecznej spłaty w dniu 28 lutego 2024 roku. Na dzień 30 czerwca 2023 roku wykorzystanie w/w pożyczek wyniosło 110 mln euro.

Kontynuowana była również, zawarta w czerwcu 2017 roku, pożyczka udzielona Enerdze przez Energa Finance AB (publ) w wysokości 200 mln euro, z terminem ostatecznej spłaty w dniu 28 lutego 2027 roku.

Pożyczka ORLEN I

W dniu 31 maja 2021 roku Energa zawarła z ORLEN S.A. umowę pożyczki o charakterze odnawialnym w kwocie 1 000 mln zł, z przeznaczeniem na finansowanie celów ogólnokorporacyjnych Energi. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 30 maja 2024 roku. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Na dzień 30 czerwca 2023 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 1 000 mln zł.

Pożyczka ORLEN II

W dniu 9 grudnia 2022 roku Energa zawarła z ORLEN S.A. umowę pożyczki o charakterze odnawialnym w kwocie 1 000 mln zł, z przeznaczeniem na finansowanie celów ogólnokorporacyjnych Energi. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 29 września 2023 roku. Oprocentowanie kredytu zostało ustalone na warunkach rynkowych na podstawie stawki WIBOR powiększonej o marżę. Na dzień 30 czerwca 2023 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 750 mln zł.

Udzielone pożyczki

W dniu 31 grudnia 2019 roku Energa zawarła z Energa Operatorem umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 4 900 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zadłużenia EOP wobec Energi z tytułu obligacji długoterminowych do kwoty 1 566 mln zł oraz na sfinansowanie programu inwestycyjnego pożyczkobiorcy, realizowanego w latach 2020-2023, do kwoty 3 334 mln zł. Na dzień 30 czerwca 2023 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 2 496,4 mln zł.

W dniu 8 czerwca 2021 roku, Energa zawarła z Energa Wytwarzanie umowę pożyczki długoterminowej w kwocie 579,2 mln zł, z przeznaczeniem na refinansowanie zadłużenia Energa Wytwarzanie wobec Energi z tytułu obligacji długoterminowych. Na dzień 30 czerwca 2023 roku wykorzystanie pożyczki wyniosło 458,3 mln zł.

W dniu 28 czerwca 2023 roku Energa i ORLEN zawarły ze spółką CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. umowę pożyczki z limitem finansowania w kwocie do 1 300 mln zł z przeznaczeniem na uzupełniające wsparcie finansowe dotyczące realizacji projektu budowy elektrowni gazowo-parowej o mocy 745 MWe netto w Ostrołęce i działalności operacyjnej tej spółki. Termin ostatecznej spłaty pożyczki przypada na dzień 2 stycznia 2037 roku. Na dzień 30 czerwca 2023 roku pożyczka nie była wykorzystana.

Ponadto, w okresie sprawozdawczym Grupa Energa realizowała obsługę wewnętrznych programów emisji obligacji. Poniższa tabela przedstawia nominalną wartość objętych przez Energa i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów będących spółkami z Grupy Kapitałowej Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku.

Tabela 32: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku

Lp.	Nazwa spółki	Nominalna wartość objętych obligacji (w tys. zł)
1.	Energa Operator SA	1 066 000
	Razem	1 066 000

Umowy ubezpieczenia

W Grupie obowiązuje wspólna Polityka ubezpieczeniowa, która zapewnia spółkom Grupy ochronę ubezpieczeniową od ryzyk związanych z prowadzoną działalnością i posiadanym mieniem, w najwyższym, dostępnym na rynku standardzie oraz przy rzetelnie ustalonej, rynkowej składce. Przyjęte sumy ubezpieczenia określone są na poziomie adekwatnym do zdiagnozowanych ryzyk własnych oraz czynników zewnętrznych, odpowiednio dla profilu podmiotów sektora energetycznego w Polsce.

We współpracy z firmą brokerską, w Grupie Energa realizowany jest wspólny Program Ubezpieczeniowy. Zgodnie z przyjętymi, wypracowanymi w nim warunkami, wszystkie spółki mają zrównany okres ubezpieczenia w kluczowych ryzykach, a w większości przypadków umowy zawierane są na okres trzech lat. Program dopuszcza wystandaryzowany zakres ochrony dla ryzyk nim objętych, z indywidualnymi zapisami rozszerzającymi, uwzględniającymi specyficzne potrzeby spółek.

Umowy ubezpieczenia zawierane są z wiodącymi firmami ubezpieczeniowymi działającymi w Polsce. Aktualnie, głównym partnerem Grupy Energa w obszarze ubezpieczeń jest Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych Polski Zakład Ubezpieczeń Wzajemnych.

Udzielone poręczenia i gwarancje

Tabela 33: Informacja na temat działalności poręczeniowej i gwarancyjnej Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku

Lp.	Data udzielenia poręczenia lub gwarancji	Data obowiązywania poręczenia lub gwarancji	Podmiot, za który udzielono poręczenia lub gwarancji	Podmiot, na rzecz którego udzielono poręczenie lub gwarancję	Forma udzielonego poręczenia lub gwarancji	Kwota poręczenia lub gwarancji (w mln zł)	Kwota zobowiązania według stanu na 30.06.2023 zabezpieczona
-----	--	---	--	--	--	---	---

							poręczeniem lub gwarancją (mln zł)
1.	2012-11-15	2033-12-31	Energa Finance AB	obligatariusze	umowa poręczenia*	5 562,9	1 293,9
2.	2018-10-31	2026-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	10,1	1,5
3.	2019-11-15	2027-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	10,7	10,7
4.	2020-12-03	2028-01-01	ENSPIRION Sp. z o.o.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	umowa poręczenia	17,2	17,2
5.	2020-12-29	2024-12-31	ENSPIRION Sp. z o.o.	Cognor SA	umowa poręczenia	4,0	4,0
6.			Pozostałe Spółki GK Energa		poręczenie** - umowa o udzielanie gwarancji	57,1	16,8
RAZEM						5 662,0	1 344,1

* w dniu 15 listopada 2012 roku ustanowiony został program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN na kwotę maksymalną do 1 000 000 000 EUR. W ramach Programu Obligacji EMTN, Energa Finance AB (publ) zarejestrowana pod prawem szwedzkim, działająca jako spółka zależna od Energi SA, może emitować euroobligacje o terminie wykupu od jednego roku do dziesięciu lat. Na mocy umowy poręczenia z dnia 15 listopada 2012 roku, zmienionej w dniu 16 lutego 2017 roku, Energa zobowiązała się bezwarunkowo i nieodwołalnie poręczyć zobowiązania Energi Finance AB (publ) wynikające z euroobligacji do kwoty 1 250 000 000 EUR w terminie do dnia 31 grudnia 2033 roku włącznie. W dniu 19 marca 2013 roku Spółka Energa Finance AB (publ) wyemitowała I serię euroobligacji w kwocie 500 000 000 EUR, które zostały wykupione w dniu 19 marca 2020 roku; a w dniu 7 marca 2017 roku kolejną II serię euroobligacji w kwocie 300 000 000 EUR i terminie wykupu w dniu 7 marca 2027 roku.

** Poręczenia według prawa cywilnego udzielone przez Energe za zobowiązania spółek Grupy wynikające z gwarancji bankowych udzielonych przez PKO BP SA w ramach limitów gwarancyjnych dedykowanych spółkom z Grupy. Okres wykorzystania limitu do dnia 19 września 2022 roku. Terminy ważności gwarancji udzielonych w ramach limitu mogą wykraczać poza okres jego ważności. Spłata zobowiązań zabezpieczona jest poręczeniem według prawa cywilnego.

Na pozostałe gwarancje udzielone na zlecenie spółek Grupy złożyły się gwarancje udzielone spółce Energa Obrót przez ORLEN w kwocie 54,5 mln zł.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi i możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W trakcie I półrocza 2023 roku Grupa Energa dysponowała środkami finansowymi gwarantującymi terminową obsługę wszystkich bieżących i planowanych wydatków związanych z prowadzoną działalnością operacyjną i inwestycyjną. Posiadane środki pieniężne jak również dostępne linie kredytowe umożliwiają elastyczne prowadzenie polityki zarządzania płynnością.

Realizacja przedsięwzięć inwestycyjnych opierała się o wykorzystanie środków własnych, jak również finansowania dłużnego. Strukturyzowanie realizowanych projektów zakłada utrzymanie bezpieczeństwa finansowego Grupy Energa mającego wyraz w wykorzystywaniu długoterminowych źródeł finansowania dłużnego, prowadzeniu polityki dywidendowej adekwatnej do realizowanej strategii, a także utrzymaniu kowenantów finansowych na poziomach uzgodnionych z dostawcami kapitału dłużnego, jak również utrzymania ratingu na poziomie inwestycyjnym. Dwa ostatnie elementy stanowią ograniczenia determinujące możliwości inwestycyjne Grupy Energa, które definiowane są w horyzoncie długoterminowym. Tak konserwatywne podejście pozwala prowadzić politykę inwestycyjną w sposób minimalizujący ryzyka przekroczenia kowenantów finansowych, czy obniżenia poziomu ratingu, a przy tym optymalizować strukturę finansową Grupy z uwzględnieniem aktualnych i przewidywanych trendów na rynku finansowym.

Spółka monitorowała ryzyko utraty płynności przy pomocy narzędzia okresowego planowania płynności, z uwzględnieniem terminów wymagalności/zapadalności zarówno zobowiązań inwestycyjnych jak i posiadanych aktywów i zobowiązań finansowych oraz prognozowanych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, w celu utrzymania równowagi pomiędzy ciągłością a elastycznością finansowania, poprzez korzystanie z różnych źródeł finansowania.

W pierwszej połowie 2023 roku Grupa Energa kontynuowała optymalizację procesu zarządzania płynnością z wykorzystaniem usługi cash pooling rzeczywistego bezzwrotnego, która przejęła funkcje związane z emisją obligacji krótkoterminowych, a dodatkowo zmaksymalizowała możliwość wykorzystania nadwyżek pieniężnych Grupy do finansowania bieżącej działalności poszczególnych jej spółek.

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

Na dzień 30 czerwca 2023 roku Grupa Energa była stroną 17 901 postępowań sądowych. Jako powód Grupa występowała w 15 687 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wyniosła około 452 mln zł. Jako pozwany Grupa występowała w 1 260 sprawach o łącznej wartości przedmiotu sporu około 725 mln zł. Informacje o łącznej wartości przedmiotu sporu nie uwzględniają postępowań, w których rozszczenie ma charakter niepieniężny.

Na dzień 30 czerwca 2023 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła około 44,7 mln zł w 1 656 sprawach. Spraw sądowych w toku było 818, zaś wartość przedmiotu sporu w toku wyniosła około 82,9 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 70,0 mln zł, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko Energa Operator SA 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 Obrótu 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 Obrótu w zakresie windykacji sądowo-egzekucyjnej, w celu dochodzenia przez spółkę należności od swoich klientów oraz spraw upadłościowych, na 30 czerwca 2023 roku, wynosi około 244,5 mln zł, w tym:

Rodzaj należności	Saldo na koniec I półrocza 2023 (mln zł)
sądowe, egzekucja	139,5
upadłości	83,8
pozabilingowe - WIENA	3,7
pozabilingowe - SAP	16,7
pozabilingowe - upadłości	0,99
RAZEM	244,5

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

Określenie stron	Przedmiot sporu i opis sprawy
Energa Operator SA (powód) Arcus SA (pozwany)	Pozew o zapłatę kar umownych wynikających z umów na dostawę oraz uruchomienie infrastruktury licznikowej w Etapie I Sąd Okręgowy w Gdańsku Wartość przedmiotu sporu: ok. 23,1 mln zł 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 obszerne stanowiska co do opinii. Sąd nie rozpoznał jeszcze tych stanowisk.

Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p>Pozew o stwierdzenie nieważności umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej w Etapie II</p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 78 mln zł</i></p> <p>Pozew wzajemny o zapłatę kar umownych za opóźnienie w realizacji umowy dotyczącej realizacji dostawy oraz uruchomienia infrastruktury licznikowej</p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 157 mln zł</i></p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku</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>
Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p>Pozew o zapłatę odszkodowania za czyny niedozwolone/czyny nieuczciwej konkurencji</p> <p>Sąd okręgowy w Gdańsku</p> <p><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 zawieszane.</p>
Energa Operator SA (pozwany) Arcus SA (powód)	<p>Pozew o zapłatę za prace dodatkowe w zakresie umowy o dostawę i uruchomienie infrastruktury licznikowej</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku</p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 4,7 mln zł</i></p> <p>Spółka Energa Operator SA kwestionuje zasadność tego powództwa i wniosła o jego odrzucenie, ewentualnie oddalenie. Sąd nie uwzględnił wniosku o odrzucenie pozwu. Postępowanie jest zawieszane.</p>
Energa Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p>Sąd Okręgowy w Warszawie</p> <p><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>
Energa Operator SA (strona); PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI (organ)	<p>Kara pieniężna nałożona przez organ</p> <p>Sąd Okręgowy w Warszawie</p> <p><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) 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.</p>
Energa Kogeneracja Sp. z o.o. (powód) Mostostal Warszawa SA (pozwany)	<p>Pozew o zapłatę z tytułu obniżenia ceny kontraktowej</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX Gc 494/17</p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu (po rozszerzeniu powództwa): ok. 114,4 mln zł, z pozwu wzajemnego ok. 7,8 mln zł</i></p> <p>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</p>

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 dnia 09.12.2022 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. Dotychczas brak informacji o udzieleniu przez WAT odpowiedzi na to zapytanie.

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 niejawnie celem jej zamknięcia i wydania wyroku na posiedzeniu niejawnym, zobowiązując pełnomocników stron do przedstawienia ostatecznego związku stanowiska na piśmie w terminie 30 dni.

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 1158/20, aktualnie Sąd Apelacyjny w Gdańsku; sygnatura V AGa 136/22

Roszczenie ma charakter majątkowy niepieniężny.

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 uchyleniu 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 24 kwietnia 2023 r. pełnomocnicy Spółki złożyli pismo przygotowawcze Pozwanej.

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 oddalił 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 odpowiedzi na apelację w dniu 23.06.2023 r. Natomiast w dniu 28.06.2023 r. w imieniu Spółki do Sądu wysłany został wniosek o wyrażenie zgody na złożenie pisma przygotowawczego (repliki na odpowiedź na apelację).

akcjonariusze Spółki
(powodowie)
Energa SA (pозwana)

Zaskarżenie Uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 20.05.2022 roku

Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 578/22

Roszczenie ma charakter majątkowy pieniężny, przy czym ewentualne negatywne rozstrzygnięcie sporu nie spowoduje konieczności wypłaty przez Spółkę żadnych środków pieniężnych, poza kosztami procesu.

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 odniesie 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. 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.

Energa SA (wnioskodawca)

Komisja Nadzoru Finansowego

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.

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.

**Eco dla Firm (powód)
Energa Obrót SA (pozwany)**

Powództwo o zapłatę wynagrodzenia w związku z zawartą Umową Agencyjną nr 1/2012 dotyczącą sprzedaży produktów energetycznych i gazowych na rzecz Energa Obrót SA.

Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 319/21

Wartość przedmiotu sporu: ok. 5,4 mln zł

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 odpowiedzi 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).

**Eco dla Firm (powód)
Energa Obrót SA (pozwany)**

Roszczenia odszkodowawcze związane z wypowiedzeniem bez zachowania okresu wypowiedzenia Umowy Agencyjnej nr 1/2012

Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 1066/21

Wartość przedmiotu sporu: ok. 117,3 mln zł

W pozwie z dnia 4 grudnia 2022 roku Eco dla Firm sp. z o.o. domaga się zasądzenia od Energa Obrót SA kwoty ok 117,3 mln zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie tytułem odszkodowania za poszczególne uszczerbki, które miały powstać wskutek wypowiedzenia przez Energa Obrót SA Umowy Agencyjnej bez zachowanie okresu wypowiedzenia.

W dniu 14 czerwca 2023 roku Energa Obrót SA złożyła odpowiedź na pozew.

**Energa Obrót SA (powód)
Eco dla Firm (pozwany)**

Powództwo o zapłatę z tytułu umowy pośredniczenia w sprzedaży energii elektrycznej

Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura akt IX GC 10/21

Wartość przedmiotu sporu: ok. 17,4 mln zł

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

	<p>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>
<p>Jeżyczki Wind Invest („JWI”), Wind Invest („WI”), Stary Jarosław Wind Invest („SJWI”), Krupy Wind Invest („Krupy Wind Invest”), Boryszewo Wind Invest („BWI”) (powodowie), Energia Obrót SA (pozwany)</p>	<p>Powództwa o zapłatę odszkodowań z tytułu niewykonywania przez Energia Obrót SA umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy; sygnatura IX GC 1263/20</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: łącznie ok. 56,6 mln zł</i></p> <p>Pozew został złożony w dniu 30 grudnia 2020 roku.</p> <p>Odpowiedź na pozew została udzielona w wymaganym terminie, tj. dnia 13 kwietnia 2021 roku.</p> <p>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.</p> <p>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 zasądający od Energia Obrót SA łącznie 56 619 947,09 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od poszczególnych kwot cząstkowych, jak również łącznie 1.175.051 zł tytułem zwrotu kosztów.</p> <p>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.</p>
<p>Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energia Obrót SA (pozwany).</p>	<p>Powództwo o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonywania przez Energia Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</p> <p><i>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy</i></p> <p><i>Sygnatura akt IX GC 1057/21.</i></p> <p><i>Wartość przedmiotu sporu: ok. 1,5 mln zł</i></p> <p>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</p>

	<p>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.</p> <p>W dniu 23 stycznia 2023 roku Sąd wydał wyrok uwzględniający powództwo, zasądzając od Energa Obrót:</p> <p>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.</p> <p>W dniu 27 stycznia 2023 roku Energa Obrót złożyła wniosek o sporządzenie pisemnego uzasadnienia wyroku i doręczenie wyroku z uzasadnieniem.</p> <p>W dniu 2 czerwca 2023 roku Energa Obrót złożyła apelację od ww. wyroku.</p>
<p>AKKA Aneta Kwaśniewska (powód) Energa Obrót SA P. Dorawa, A. Czarnecki, E. Bugaj, M. Piątek (pozwani)</p>	<p>Powództwo o zapłatę z tytułu utraconych korzyści w wyniku zakończenia (wypowiedzenia) umów franczyzy przez Energa Obrót SA</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Gospodarczy Sygnatura akt IX GNc 747/21</p> <p>Wartość przedmiotu sporu: ok. 8,5 mln zł</p> <p>Sprawa jest na etapie I instancji.</p> <p>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.</p> <p>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>Spółki Grupy Wind Invest: Boryszewo Wind Invest, Dobiesław Wind Invest, Gorzyca Wind Invest, Krupy Wind Invest, Nowy Jarosław Wind Invest, Pękanino Wind Invest (powodowie) Energa Obrót SA (pozwany)</p>	<p>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.</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku IX Wydział Cywilny Sygnatura akt IX GC 1/21</p> <p>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.</p> <p>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>Elektrownia Wiatrowa Zonda sp. z o.o. (powód), Energa Obrót SA (pozwany)</p>	<p>Powództwo o zapłatę odszkodowania z tytułu niewykonywania przez Energa Obrót SA umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA)</p> <p>Sąd Okręgowy w Gdańsku; sygnatura IX GC 735/19</p> <p>Sygnatura w II instancji: I AGa 202/20</p> <p>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</p>

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.

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.

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.

Według informacji telefonicznej uzyskanej z Sądu Najwyższego, w dniu 28 czerwca 2023 roku postępowanie zostało zawieszono do czasu rozstrzygnięcia przez TSUE pytań prejudycjalnych dotyczących spraw II CSKP 496/22 oraz II CSKP 501/22.

**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 złożyli 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.

**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 złożyli odpowiedź 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. dotyczącego 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.

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 zasądający 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 niejawne 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 wyczeniem 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).

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 niejawne 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.

8.3. Sytuacja kadrowo-płacowa

Zatrudnienie

Łączne zatrudnienie w ramach umów o pracę w Grupie Energa na dzień 30 czerwca 2023 roku zostało utrzymane dokładnie na tym samym poziomie co na koniec 2022 roku i wyniosło tym samym 8 781 pracowników.

Spory zbiorowe i zwolnienia grupowe

Zwolnienia grupowe

W I półroczu 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 czerwca 2023 roku działalność związkową prowadziły 34 organizacje związkowe. Uzwiązkowanie w Grupie Energa, wg stanu na dzień 30.06.2023 roku wyniosło 63,7%. Do związków zawodowych należało ok. 5,5 tysiąca osób.

Na dzień 30 czerwca 2023 roku w Grupie Energa aktywnych było 5 sporów zbiorowych, które znajdują się obecnie na poniższym etapie:

1. dwa spory zbiorowe prowadzone u pracodawcy Energa Operator SA Oddział w Płocku Sp. z o.o. wszczęte wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 30 września 2020 oraz 9 listopada 2020 roku, dotyczące uzgodnienia ZUZP oraz świadczeń pracowniczych, oba zakończone warunkowo na mocy porozumień zawartych w dniu 29 czerwca 2023 r., skutek rozwiązujący spory nastąpi w dniu zarejestrowania przez PIP nowego ZUZP dla EOP O/Płock, procedura rejestracyjna w toku;

Spór u pracodawcy Energa Operator SA Oddział w Płocku Sp. z o.o. z dnia 23 lipca 2021r. dotyczący zagwarantowania stałego poziomu obsady poprzez zatrudnianie na zakładkę oraz wzrostu wynagrodzeń o 400

złoty brutto do płacy zasadniczej, został zakończony. W wyniku mediacji strony doszły do porozumienia podpisując w dniu 3 lutego 2023 r. porozumienie kończące spór zbiorowy.

2. 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 w toku.
3. jeden spór zbiorowy prowadzony u pracodawcy Energa Kogeneracja Sp. z o.o. wszczęty wystąpieniami organizacji związkowych z dnia 01.06.2023 dotyczący realizacji postanowień art. 47 ZUZP, jest na etapie rokowań.

OŚWIADCZENIE I INFORMACJA ZARZĄDU

Gdańsk, 23 sierpnia 2023 roku

Zarząd Energi SA niniejszym oświadcza i informuje, że:

- (1) wedle najlepszej wiedzy, Skrócone śródroczne skonsolidowane i jednostkowe sprawozdanie finansowe i dane porównywalne sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej Energa oraz jej wynik finansowy. Sprawozdanie Zarządu Energi SA z działalności Grupy Kapitałowej Energa zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń;
- (2) Deloitte Audit spółka z ograniczoną odpowiedzialnością spółka komandytowa, podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący badania Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Energa i Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego Energi SA za I półrocze 2023 roku został wybrany zgodnie ze znajdującymi zastosowanie przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci dokonujący badania ww. sprawozdania spełniali warunki do wydania bezstronnej i niezależnej opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

Podpisy Członków Zarządu Energi SA

Zofia Paryła
Prezes Zarządu Energi SA

Adrianna Sikorska
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Komunikacji

Michał Perlik
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Finansowych i Klimatu

Janusz Szurski
Wiceprezes Zarządu Energi SA ds. Korporacyjnych

Łukasz Minuth
p.o. Dyrektora Departamentu Finansów

Spis tabel

Tabela 1: Stan realizacji programu inwestycyjnego za 6 miesięcy 2023 roku.....	12
Tabela 2: Średnie poziomy cen zielonych praw majątkowych notowanych na Towarowej Gieldzie Energii.....	20
Tabela 3: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę.....	21
Tabela 4: Zestawienie aktów prawnych mających istotny wpływ na Grupę.....	24
Tabela 5: Skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat.....	30
Tabela 6: Poziom EBITDA skorygowany o wpływ istotnych zdarzeń jednorazowych.....	32
Tabela 7: Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej.....	33
Tabela 8: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych.....	35
Tabela 9: Wskaźniki finansowe Grupy Energa.....	36
Tabela 10: Wyniki EBITDA Grupy Energa w podziale na Linie Biznesowe.....	39
Tabela 11: Dystrybucja energii elektrycznej według grup taryfowych.....	39
Tabela 12: Wielkość wskaźników SAIDI I SAIFI.....	40
Tabela 13: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja.....	41
Tabela 14: Produkcja energii elektrycznej brutto.....	42
Tabela 15: Produkcja ciepła brutto (TJ).....	43
Tabela 16: Wolumen i koszt zużycia kluczowych paliw*.....	43
Tabela 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa.....	44
Tabela 18: EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie w podziale na Obszary Wytwarzania.....	45
Tabela 19: Wyniki Obszaru Wytwarzania Woda.....	46
Tabela 20: Wyniki Obszaru Wytwarzania Wiatr.....	46
Tabela 21: Wyniki Obszaru Wytwarzania Elektrownia w Ostrołęce.....	46
Tabela 22: Wyniki Obszaru Wytwarzania Pozostałe i korekty.....	46
Tabela 23: Sprzedaż energii elektrycznej przez Linie Biznesową Sprzedaż.....	47
Tabela 24: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa.....	48
Tabela 25: Najistotniejsze ryzyka strategiczne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	52
Tabela 26: Najistotniejsze ryzyka prawno-regulacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	54
Tabela 27: Najistotniejsze ryzyka operacyjne zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	55
Tabela 28: Najistotniejsze ryzyka finansowe zidentyfikowane na poziomie Energi i podmiotów Grupy.....	57
Tabela 29: Akcje Spółki według serii i rodzajów na dzień 30 czerwca 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania.....	61
Tabela 30: Struktura akcjonariatu Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania.....	61
Tabela 31: Dane dotyczące akcji Spółki Energa na dzień 30 czerwca 2023 roku.....	61
Tabela 32: Nominalna wartość objętych przez Energa SA i niewykupionych obligacji w podziale na poszczególnych emitentów według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku.....	66
Tabela 33: Informacja na temat działalności poręczeniowej i gwarancyjnej Spółki Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku.....	66
Tabela 34: Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	68

Spis rysunków

Rysunek 1: Lokalizacja działalności i główne aktywa Grupy.....	6
Rysunek 2: Uproszczony schemat struktury organizacyjnej Grupy Energa według stanu na dzień 30 czerwca 2023 roku.....	7
Rysunek 3: Produkcja energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2023 roku (TWh).....	17
Rysunek 4: Zużycie energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2023 roku (TWh).....	17
Rysunek 5: Miesięczne wolumeny wymiany międzysystemowej w Polsce w I półroczu 2023 roku (TWh).....	18

Rysunek 6: Ceny energii na rynku SPOT w Polsce i wybranych krajach sąsiadujących w I półroczu 2023 roku (zł/MWh).....	18
Rysunek 7: Indeks TGeBase w I półroczu 2023 roku (PLN/MWh).....	19
Rysunek 8: Cena kontraktu terminowego pasmo z dostawą na 2024 rok w I półroczu 2023 roku.....	19
Rysunek 9: Ceny uprawnień EUA w I półroczu 2023 roku (Euro/tona).....	20
Rysunek 10: Zestawienie cen na rynku bilansującym i rynku SPOT (giełda) w I półroczu 2023 roku (PLN/MWh).....	21
Rysunek 11: Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie kolejnego kwartału.....	28
Rysunek 12: EBITDA bridge w podziale na linie biznesowe (mln zł).....	31
Rysunek 13: Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł).....	35
Rysunek 14: Struktura aktywów i pasywów.....	36
Rysunek 15: Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja Grupy Energa (mln zł).....	40
Rysunek 16: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł).....	41
Rysunek 17: Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie Grupy Energa (mln zł).....	44
Rysunek 18: EBITDA bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie (w mln zł).....	45
Rysunek 19: Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż Grupy Energa (w mln zł).....	47
Rysunek 20: EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż (w mln zł).....	48
Rysunek 21: Proces zarządzania ryzykiem obowiązujący w Grupie Energa.....	51
Rysunek 22: Zmiana kursu akcji Energi SA w porównaniu do zmian indeksów WIG, WIG30 i WIG-ENERGIA.....	62

Słownik skrótów i pojęć

AMI (ang. Advanced Metering) Infrastructure	Zintegrowany zbiór elementów: inteligentnych liczników energii elektrycznej, modułów i systemów komunikacyjnych umożliwiających gromadzenie danych o zużyciu energii określonych odbiorców.
Billing (ang.)	Rachunek szczegółowy, zestawienie wszystkich opłat za usługi dodane, jakie abonent przeprowadził w danym okresie rozliczeniowym.
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. Capital Expenditures)	Nakłady inwestycyjne.
CBRF	Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya, powołane w celu realizacji Strategii Innowacji przyjętej przez Energeę na lata 2017-2020, z perspektywą 2025+.
CO ₂	Dwutlenek węgla.
EBI (ang. European Investment Bank)	Europejski Bank Inwestycyjny
EBITDA (ang. Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization)	Energa SA definiuje EBITDA jako zysk/strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację oraz odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych. W związku ze zmianą definicji EBITDA począwszy od roku 2016, EBITDA dla okresów porównywalnych (2013-2015) została rekalkulowana według nowej definicji.
EBIT (ang. Earnings before interest and taxes)	Zysk operacyjny.
EBOR (ang. European Bank for Reconstruction and Development)	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
Emitent, emitent	Spółka Energa SA
EMTN	The Euro Medium Term Note (EMTN) programme
Energa SA, Spółka Energa, Energa SA	Spółka dominująca w ramach Grupy Kapitałowej Energa.
Energa Operator, Energa Operator SA, EOP	Energa Operator SA, spółka zależna od Energa SA będąca Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Dystrybucja w Grupie Energa.
Energa Obrót, Energa Obrót SA, EOB	Energa Obrót SA, spółka zależna od Energa SA będąca liderem Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Sprzedaż w Grupie Energa

Energa OZE, Energa OZE SA	Energa OZE SA, spółka zależna od Energa SA będąca liderem Podmiotem Wiodącym Linii Biznesowej Wytwarzanie w Grupie Energa. W dniu 3 września 2019 roku nastąpiła zmiana nazwy spółki z Energa Wytwarzanie SA na Energa OZE SA.
	Program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN.
ESG	Ang. ESG: Environmental, Social, Governance, czynniki społeczno-środowiskowe.
EU (ang. <i>European Union</i>), UE	Unia Europejska.
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 Energa, Grupa, Energa	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 ⁹ 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.
KNF	Komisja Nadzoru Finansowego.
Kogeneracja, CHP	Proces technologiczny równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.
Kowenanty	Zabezpieczające klauzule umowne, zwłaszcza w umowach kredytowych.
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy.
KSE	Krajowy system Elektroenergetyczny
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.
MEW	Mała elektrownia wodna.
MSP	Ministerstwo Skarbu Państwa.
MW	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 ⁶ W.
MWe	Megawat mocy elektrycznej.
MWh	Megawatogodzina.
MWt	Megawat mocy cieplnej.
NBP	Narodowy Bank Polski, bank centralny w Polsce.
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
NIB	Nordycki Bank Inwestycyjny
NWZ	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Energa SA.
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.

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.
PGE	PGE Polska Grupa Energetyczna SA.
PGG	Polska Grupa Górnicza SA
PKB	Produkt Krajowy Brutto.
PLN	Polski złoty, waluta krajowa.
PMI	Wskaźnik wyprzedzający polskiego przemysłu
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.
p.p.	Punkt procentowy.
PPE	Punkt poboru energii
PPG	Punkt poboru gazu
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.
RDN	Rynek Dnia Następnego
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.
Smart Grid	System elektroenergetyczny integrujący w sposób inteligentny działania wszystkich uczestników procesów generacji, przesyłu, dystrybucji i użytkowania, w celu dostarczania energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny. To kompleksowe rozwiązania energetyczne, pozwalające na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi dotychczas elementami sieci energetycznych.
SPOT	Rynek dnia następnego (RDN) - rynek energii działający w przedziale czasu „dnia następnego” (DN) zapewniający dostawy energii w dniu D.
Świadectwo pochodzenia	Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych oraz świadectwo pochodzenia z kogeneracji.
Świadectwo pochodzenia z 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. Third Party Access)	Zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora osobom trzecim swojej infrastruktury sieciowej w celu dostarczenia usług klientom. W przypadku energii elektrycznej oznacza to możliwość korzystania z sieci lokalnego dystrybutora energii w celu dostarczenia do wskazanej lokalizacji energii zakupionej u dowolnego sprzedawcy.
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI. 1 TWh to 10 ⁹ kWh.
UE	Unia Europejska.
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.
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.